

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 أمحمد بوقرة بومرداس
Université M'Hamed Bougara de Boumerdès



Faculté des Sciences - Département de Chimie

Domaine : Science de la matière

Filière : Chimie

Spécialité : Chimie analytique

Mémoire de projet de fin d'études en vue de l'obtention du Diplôme de Master

Présenté et soutenu par

KHALFI Bouchra et MAHSAS Samah

Thème

**Analyse et contrôle de qualité des produits de la raffinerie de Gassi Touil :
gaz d'expédition, GPL d'expédition, condensat et les eaux associés**

Le 04 Juillet 2023

Devant les membres de jury :

M. Mohamed Bouzid	Maitre de conférences A	FS-UMBB	Président
Mme Souad Saadi	Maitre de conférences B	FS-UMBB	Examinatrice
Mme Souad Hammadou	Maitre de conférences A	FS-UMBB	Promotrice
Mme Djamila Boufades	Maitre de conférences B	UKMO	Co-Promotrice

Année universitaire : 2022 /2023

Résumé

Depuis l'avènement de la mondialisation, les entreprises algériennes ont pris conscience que la qualité est un indicateur essentiel de performance. Elle est devenue une nécessité incontournable et un défi permanent afin de garantir les niveaux de performance attendus et de répondre efficacement aux besoins des clients. Dans ce contexte, l'analyse et le contrôle de la qualité des produits tels que le gaz d'expédition, le GPL d'expédition, le condensat et les eaux associées sont d'une importance primordiale. Au cours d'un stage de deux mois effectués à la raffinerie GTL, un suivi quotidien des propriétés physico-chimiques de ces produits a été réalisé, mettant en évidence leur dépendance à la nature du gisement et aux processus d'extraction et de traitement. L'utilisation de la chromatographie en phase gazeuse a permis de contrôler la composition chimique du gaz d'expédition et du GPL, révélant une prédominance des composants C1 et C2 dans le gaz, tandis que le GPL est principalement composé de C3 et C4. Cette étude contribue à l'identification de la qualité des produits commerciaux tels que le gaz, le condensat et le gaz de pétrole liquéfié, en utilisant des méthodes analytiques adaptées pour une détermination plus précise et fiables de leurs propriétés physiques et chimiques.

ملخص

منذ بداية العولمة، أدركت الشركات الجزائرية أن الجودة هي مؤشر أساسي للأداء. أصبحت ضرورة لا غنى عنها وتحديًا دائمًا لضمان مستويات الأداء المتوقعة والاستجابة بفعالية لاحتياجات العملاء. في هذا السياق، فإن تحليل ومراقبة جودة المنتجات مثل غاز الشحن وغاز البترول المسال للشحن والكوندينسات والمياه المرتبطة بها ذات أهمية قصوى. خلال فترة ، تم إجراء متابعة يومية للخصائص الفيزيوكيميائية لهذه المنتجات، مما أبرز اعتمادها GTL تدريب لمدة شهرين في مصفاة على طبيعة الحقل وعمليات الاستخراج والمعالجة. استخدام الكروماتوغرافيا الغازية قام بمراقبة التركيب الكيميائي لغاز في الغاز، في حين يتألف غاز البترول C1 و C2 الشحن وغاز البترول المسال للشحن، مما كشف عن تفوق المكونات يساهم هذا الدراسة في تحديد جودة المنتجات التجارية مثل الغاز والكوندينسات. C3 و C4 المسال بشكل أساسي من المكونات والغاز البترولي المسال، باستخدام أساليب تحليلية ملائمة لتحديد الخصائص الفيزيائية والكيميائية بدقة وموثوقية أكبر.

Abstract

Since the advent of globalization, Algerian companies have recognized that quality is a crucial performance indicator. It has become an unavoidable necessity and a constant challenge to ensure the expected levels of performance and effectively meet customer needs. In this context, the analysis and control of the quality of products such as shipping gas, shipping LPG, condensate, and associated waters are of paramount importance.

During a two-month internship at the GTL refinery, a daily monitoring of the physicochemical properties of these products was conducted, highlighting their dependence on the nature of the reservoir and the extraction and processing processes. The use of gas chromatography allowed for the control of the chemical composition of the shipping gas and LPG, revealing a predominance of C1 and C2 components in the gas, while LPG is primarily composed of C3 and C4.

This study contributes to the identification of the quality of commercial products such as gas, condensate, and liquefied petroleum gas, using suitable analytical methods for a more precise and reliable determination of their physical and chemical properties.

Remerciement

En premier lieu, nous tenons à remercier ALLAH, Notre Créateur de nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.

Nous tenons à notifier un remerciement spécial à tous les enseignants de département chimie, qui ont contribué à notre formation, en particulier, notre cher enseignante Mme Souad HAMMADOU. Maitre de conférences au département de chimie, pour avoir accepté d'encadrer ce travail et pour ses compétences qui nous ont permis de mener à bien cette étude.

Nous remercions Mme Boufades d'avoir Co-encadré ce travail de mémoire.

Nous tenons à remercier M. Bouzid d'avoir accepté d'être président du jury. Je remercie également tous les membres de jury d'avoir accepté d'examiner et assister à la présentation de ce travail, particulièrement Mme Saadi.

Nous désirons aussi exprimer nos vifs remerciements à : Tout le personnel du groupement GTL, notamment le personnel du département exploitation qui nous a aidé beaucoup dans cette formation ; surtout notre encadreur Mr. S. AIBECHE et ses collègues Mr. M. GUERTI, Mr. S. CHENOUF et Mr. M^{ed} A. SEDJALI.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à mes chers parents,

Cherif et lakehal fatma

Autant de phrases aussi expressives soient elles ne sauraient montrer le degré d'amour et d'affection que j'éprouve pour vous. Vous qui depuis mon enfance, m'avez inculqué des belles valeurs morales et éthiques. Merci pour vos conseils qui m'ont toujours guidé vers la réussite. Aujourd'hui, je vous dois ce que je suis et ce que je serai et je ferai tout de mon mieux pour vous rendre fiers.

A mes chères sœurs,

Zohra, Célia et Asmaa

*Merci pour votre appui, vos encouragements permanents et votre soutien moral. Je vous souhaite une vie pleine de bonheur et de succès et que Dieu, le plus puissant, vous protège et vous garde, je remercie énormément mon oncle **CHERRADI Aissa** qui a été proches de moi durant cette période lourde, et toutes mes cousines qui m'ont donné de l'aide à tous moments chacune connait sa place.*

*En fin et surtout un spécial dédicace pour mon chère binôme, **KHALFI Bouchra** qui a été la bonne et la meilleure amie et collègue pour réaliser ce travail, merci pour cette incroyable expérience.*

MAHSAS Samah

Dédicace

Au terme de mon projet de fin d'études, je souhaite dédier ce travail à l'homme le plus cher de ma vie, mon père. Je tiens à lui rendre hommage en reconnaissant l'homme qu'il est. C'est en grande partie grâce à lui que j'ai appris la valeur du travail et de la responsabilité. Ce modeste travail est le fruit de tous les sacrifices qu'il a consentis pour mon éducation et ma formation. Merci de m'avoir élevé et de m'avoir tant soutenu depuis le début.

Je souhaite également exprimer ma gratitude à ma merveilleuse et géniale maman. Je ne pourrai jamais te remercier assez pour tout le bonheur que tu apportes à mon quotidien. Grâce à toi, j'ai le sentiment que notre famille est et restera la plus unie et la plus heureuse du monde. Je veux que tu saches que je t'aime plus que tout.

Je tiens également à remercier mon frère Mohamed Ayoub, ainsi que mes sœurs Ferial, Hanaa et Anfal, pour la joie, le soutien et le bonheur qu'ils m'apportent chaque jour. Leur présence dans ma vie est inestimable.

À mon binôme Samah, je te remercie pour cette expérience que nous avons partagée. Elle restera un très bon souvenir pour moi, et je suis reconnaissante d'avoir eu l'occasion de travailler avec toi.

Enfin, à ma chère cousine Nour El Houda et mes chères amies Manel et Lydia, je souhaite vous exprimer ma profonde gratitude pour cette belle amitié que nous avons construite. Merci pour votre soutien constant et d'être toujours là pour moi.

Ce projet de fin d'études ne représente pas seulement mon travail, mais aussi le résultat des influences positives et du soutien de ces personnes spéciales dans ma vie. Je suis reconnaissante de les avoir à mes côtés et je sais que je peux compter sur eux/elles.

KHALFI Bouchra

Sommaire

Liste des figures.....	
Liste des tableaux.....	
Liste des annexes.....	
Liste des abréviations.....	
Introduction générale.....	01
Chapitre I : synthèse bibliographique sur gaz naturel, GPL et condensat.....	
I.1 Introduction.....	04
I.2 Origines du gaz naturel.....	04
I.3 Types des gaz naturels.....	04
I.4 Propriétés physico-chimiques du gaz naturel.....	05
I.5 Production et consommation du gaz en Algérie.....	06
I.6 Processus de traitement du gaz naturel.....	07
I.6.1 Les fractions obtenues par traitement du gaz.....	09
I.6.1.1 Le gaz du pétrole liquéfié.....	09
I.6.1.2 Le condensat.....	10
Chapitre II : analyse chromatographique en phase gazeuse.....	
II.1 Introduction.....	12
II.2 Généralité sur la chromatographie en phase gazeuse.....	12
II.2.1 Modes d'injection en chromatographie en phase gazeuse.....	13
II.2.2 Colonnes et phases stationnaires en chromatographie en phase gazeuse.....	14
II.2.2.1 Choix des phases stationnaires	17
II.2.2.2 Supports.....	18
II.2.3 Four.....	19
II.2.4 Détection après séparation par chromatographie en phase gazeuse.....	21
II.2.4.1 Détecteur à ionisation de flamme (FID).....	21

II.2.4.2 Spectrométrie de masse (MS).....	21
II.2.5 Enregistreur.....	22
II.2.6 Le chromatogramme.....	23
II.2.7 Préparation et traitement de l'échantillon avant injection en CPG.....	24
II.3 Application de la chromatographie gazeuse en industrie gazière et pétrolière.....	25
II.3.1 Analyse des hydrocarbures gazeux.....	25
II.3.2 Analyse des hydrocarbures liquides.....	26
II.4 Analyse d'un échantillon de gaz naturel	27
II.5 Conclusion.....	28
Chapitre III : matériels et méthodes.....	
III.1 Introduction.....	30
III.2 Présentation de lieu du stage.....	30
III.2.1 Historique.....	31
III.2.2 Le centre de production de la région GTL.....	32
III.3 Problématique.....	32
III.4 Matériels et Méthodes.....	33
III.5 Échantillonnage.....	34
III.5.1 Échantillonnage du gaz	34
III.5.1.1 Mode opératoire du système d'échantillonnage.....	34
III.5.2 Échantillonnage du GPL.....	36
III.5.3 Échantillonnage du condensat.....	37
III.6 Caractérisation physicochimique du gaz naturel.....	38
III.6.1 Détermination de la composition du gaz naturel par CPG.....	38
III.6.1.1 Type de Colonnes et four utilisé pour l'analyse CPG du Gaz et GPL.....	39
III.6.1.2 Système d'injection de l'échantillon.....	40
III.6.1.3 Type de détecteur.....	41
III.6.1.4 Système de traitement des données Galaxie.....	41

III.6.1.5	Fréquence de l'analyse.....	41
III.6.1.6	Procédure d'analyse CPG.....	41
III.7	Propriétés physico-chimiques du gaz et ses dérivés.....	42
III.7.1	Pouvoir calorifique supérieur.....	42
III.7.2	Densité.....	42
III.7.3	Le poids moléculaire.....	42
III.7.4	Détermination de la teneur en vapeur d'eau dans les combustibles gazeux par mesure du point de Rosée des hydrocarbures.....	43
III.7.4.1	Mode opératoire pour la détermination du point de rosée.....	43
III.7.5	Mode opératoire pour la détermination du taux de l'humidité.....	44
III.7.6	Détermination de la teneur en mercure.....	44
III.7.6.1	Principe	45
III.7.6.2	Mode opératoire.....	45
III. 8	Analyse du GPL.....	46
III.8.1	Analyse du GPL par CPG.....	46
III.9	Analyse du condensat.....	46
III.9.1	Détermination de la densité.....	46
III.9.1.1	Mode opératoire.....	48
III.9.2	Détermination de la TVR.....	48
III.9.2.1	Mode opératoire.....	49
III.10	Les analyses des eaux associées.....	50
III.10.1	Détermination de Ph	50
III.10.2	Détermination des matières en suspension (MES).....	50
III.10.2.1	Mode opératoire.....	51
III.10.3	Analyse des hydrocarbures (HC).....	52
III.10.3.1	Mode opératoire.....	53
III.10.4	Détermination du chlore libre et chlore total.....	54

III.10.4.1 Mode opératoire.....	55
III.10.5 Détermination du taux de fer total (Méthode phénanthroline).....	55
III.10.5.1 Mode opératoire.....	56
III.11 Conclusion.....	57
Chapitre IV : résultats et discussions.....	
IV .1 Introduction.....	59
IV.2. Résultats des analyses du gaz naturel d'expédition.....	59
IV.2. 1 Suivi des propriétés du gaz d'expédition par CPG.....	59
IV.2.1.1 Détermination de la composition du gaz d'expédition.....	59
IV.2.1.2 Suivi des propriétés du gaz d'expédition.....	63
IV.3. Analyse du GPL.....	68
IV.3.1 Résultats des analyses de la composition de GPL d'expédition.....	68
IV.3.2 Analyse des propriétés du GPL.....	70
IV.4 Analyse du condensat.....	73
IV.5 Analyse des eaux.....	74
IV.5.1 Ph.....	75
IV.5.2 Salinité.....	76
IV.5.3 Taux de fer.....	77
IV.5.4 MES.....	77
IV.5.5 Teneur en hydrocarbures.....	78
Conclusion	80
Bibliographie.....	82
Annexes	84
Résumés	

Liste des figures

Figure II.1 : Schéma d'un chromatographe en phase gazeuse.....	13
Figure II.2 : Modes d'injection en chromatographie en phase gazeuse.....	14
Figure II.3 : Colonnes et phases stationnaires en chromatographie en phase gazeuse.	15
Figure II.4 : Représentation schématique d'une colonne capillaire.....	15
Figure II.5 : Illustration des phases stationnaires polaire Carbowax® (en haut) et apolaire SE-30 (en bas), greffées sur la surface interne du tube capillaire en silice fondue.....	17
Figure II.6 : Grandeurs caractéristiques d'un chromatogramme.....	23
Figure II.7 : Chromatogramme d'un mélange d'alcanes.....	25
Figure III.1 : localisation géographique de la région GTL, à l'échelle national.....	30
Figure III.2 : Principaux champs de la région GTL.....	31
Figure III.3 : Bouteille d'échantillonnage de gaz.....	34
Figure III.4: Schéma échantillonneur type SC-A.....	35
Figure III. 5: Schéma échantillonneur.....	36
Figure III. 6 : Bouteille d'échantillonnage de GPL.....	36
Figure III.7 : bouteille d'échantillonnage de condensat.....	37
Figure III.8 : chromatographie BRUKER 450-GC.....	38
Figure III.9 : Les bouteilles des gaz vecteurs.....	39
Figure III.10 : Le four et les colonnes de la Chromatographie BRUKER 450-GC.....	40
Figure III.11 : Système d'injection dans la chromatographie BEKEUR 450-CG (Apour le Gaz et B pour le GPL).....	40
Figure III.12: Appareil portatif de point de rosée de l'eau (Cermex IS).....	43

Figure III.13 : Appareil Mercury Analyzer WA-4.....	45
Figure III.14 : montage de mesure de densité.....	48
Figure III.15 : Appareillage du la TVR du condensat.....	49
Figure III.16 : papier Ph.....	50
Figure III.17 : pH mètre.....	50
Figure III.18 : détermination de MES.....	51
Figure III.19 : Appareil de mesure des hydrocarbures HORIBA OCMA 310.....	53
Figure III.20 : titrage par nitrate d'argent.....	54
Figure III.21 : Spectrophotomètre DR2800.....	56
Figure IV.1: Chromatogramme du gaz analysé le 30/03/2023 par CPG-FID.....	60
Figure IV.2: Chromatogramme du gaz le 30/03/2023 par CPG-TCD.....	60
Figure IV.3 : Suivi de la composition du gaz d'expédition par CPG.....	64
Figure IV.4 : Suivi de(a) pouvoir calorifique supérieur et (b) le poids moléculaire et la densité de gaz d'expédition en fonction de jours.....	66
Figure IV.5 : Chromatographe du GPL d'expédition.....	68
Figure IV.6: Suivi de (a) PCS, C2- et C5+ et (b) masse volumique et poids moléculaire du GPL en fonction du temps.....	71

Liste des tableaux

Tableau I.1 : Composition du gaz naturel destiné à la liquéfaction.....	05
Tableau I.2 : propriétés physiques du gaz naturel.....	06
Tableau I.3 : Propriétés physico-chimique du GPL à usage carburant.....	09
Tableau II.1: Caractéristique des quelques colonnes capillaires et remplis.....	16
Tableau II.2: Choix de la phase stationnaire en fonction de la nature des échantillons.....	16
Tableau II.3 : Types de supports utilisé en CG.....	19
Tableau II.4 : Caractéristiques de la méthode gradient et isotherme en CPG.....	20
Tableau II.5 :Types de détecteurs.....	22
Tableau II.6 : Conditions chromatographiques.....	27
Tableau III.1 : Matériels utilisés dans cette étude.....	33
Tableau III.2 : Les points d'échantillonnage du gaz à GTL.....	35
Tableau III.3: Les points d'échantillonnage du GPL à la région GTL.....	37
Tableau III.4: Les points d'échantillonnage du condensat à GTL.....	38
Tableau III.5 : Valeurs de la constante K.....	47
Tableau IV.1 : Analyse quantitative et qualitative du gaz faite le 30/03/2023 par CPG-TCD.....	61
Tableau IV.2: Analyse quantitative et qualitative du gaz, faite le 30/03/2023 par CPG-FID.....	61
Tableau IV.3 : Les résultats d'analyse du gaz d'expédition par CPG.....	63
Tableau IV.4:Résultats d'analyses du GPL par BRUKER 450-GCchromatographe.	69
Tableau IV.5 : Les résultats des analyses du pouvoir calorifique supérieur (PCS) et du poids moléculaire, masse volumique, C2- et C5+.....	70

Tableau IV.6 : Spécification de la qualité du GPL.....	72
Tableau IV.7 : Les résultats des analyses de la TVR et densité du condensat.....	73
Tableau IV.8: Spécification de la qualité du condensat.....	74
Tableau IV.9 : Résultats d'analyse des eaux.....	75
Tableau IV.10 : Résultats de la salinité des eaux HP, LP et PW.....	76
Tableau IV.11 : Résultats de taux de fer dans les eaux.....	77
Tableau IV.12 : Résultats de MES dans les eaux.....	77
Tableau IV.13 : Résultats d'analyses de la teneur en hydrocarbures dans les eaux.	78

Liste des annexes

Annexe A : schéma des flux des réseaux de collecte de CPF

Liste des abréviations

- Sonatrach : Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation, et la commercialisation des hydrocarbures.
- GTL : gassi touil
- GN : gaz naturel.
- GNL : gaz naturel liquéfié.
- C₅⁺ : pentane et plus.
- C₂⁻ : éthane et moins.
- GPL : gaz de pétrole liquéfié.
- ASTM: American Society for Testing and Materials.
- TVR : tension de vapeur de Reid.
- PCS : pouvoir calorifique supérieur
- CPG : chromatographie en phase gazeuse
- FID : Flame-ionisation detectors.
- TCD : thermal conductivity detectors.
- HP : high pressure
- LP : less pressure
- PW : produce water
- O₂ : oxygène.
- N₂ : azote.
- CH₄ : méthane.
- CO : Le monoxyde de carbone.
- CO₂ : dioxyde de carbone.
- C₂H₆ : éthane.
- C₃H₈ : propane.
- i-C₄H₁₀ : isobutane.
- n-C₄H₁₀ : n-butane.
- i-C₅H₁₂ : isopentane.
- n-C₅H₁₂ : néopentane.
- C₆⁺ : Hexane et plus.
- He : Hélium.
- TEP : tonne équivalent pétrole

Introduction générale

Introduction générale

L'Algérie est un acteur majeur dans l'exportation de gaz naturel en Afrique et occupe une place prépondérante sur le marché mondial en tant que septième plus grand exportateur de gaz. Avec des réserves de gaz naturel importantes, estimées à environ 2,4 billions de mètres cubes, l'Algérie fournit environ 11% du gaz consommé en Europe, offrant une alternative à la dépendance aux importations de gaz russe qui représente 47% de la consommation européenne [1]. Depuis l'invasion russe de l'Ukraine, de nombreux pays cherchent à diversifier leurs sources d'approvisionnement en gaz et se tournent vers le gaz algérien, y compris le GPL (gaz de pétrole liquéfié) et le condensat.

Il est crucial d'identifier les meilleures stratégies pour garantir que le gaz naturel conserve sa place dans les systèmes énergétiques et pour promouvoir sa valeur sur les marchés mondiaux, en réponse à la demande croissante. Dans ce contexte, l'analyse des propriétés physico-chimiques du gaz et de ses dérivés revêt une importance capitale au sein des raffineries afin de garantir leur conformité aux normes et leur valeur sur le marché.

L'analyse des gaz, y compris le gaz naturel, le gaz dérivé du pétrole brut et le gaz raffiné, repose sur des techniques analytiques avancées telles que la chromatographie en phase gazeuse (CPG). La CPG est une méthode puissante pour caractériser les produits et mélanges pétroliers grâce à sa résolution élevée. Les avancées technologiques, telles que l'utilisation de colonnes capillaires stables, de régulateurs électroniques de pression et de débit, ainsi que l'automatisation des analyses grâce aux micro-ordinateurs, ont permis d'améliorer la précision et la reproductibilité des résultats.

Dans le cadre de ce travail, l'objectif principal est d'analyser et de contrôler la qualité du gaz d'expédition, du GPL d'expédition et du condensat en utilisant la CPG avec deux détecteurs, le détecteur FID (Flame Ionization Detector) et le détecteur TCD (Thermal Conductivity Detector). L'objectif secondaire est d'identifier les caractéristiques spécifiques du GPL et condensat, telles que la densité, la pression de vapeur de Reid, la couleur et la valeur calorifique.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres. Le premier chapitre présente une introduction générale sur le gaz naturel, le gaz pétrolier liquéfié et le condensat, en abordant leur composition, leurs caractéristiques physiques, leur production et leur consommation en Algérie. Le deuxième chapitre se concentre sur l'analyse qualitative et quantitative par chromatographie

en phase gazeuse. Le troisième chapitre décrit l'équipement d'analyse physique et chromatographique, ainsi que les paramètres de fonctionnement de la CPG et les procédures d'analyse. Enfin, le quatrième chapitre présente et discute des résultats de l'analyse physique et chromatographique des échantillons.

En conclusion, ce travail de mémoire met en évidence l'importance de l'analyse et le contrôle des paramètres des gaz et de leurs dérivés. En utilisant des techniques analytiques avancées telles que la CPG, il est possible de garantir la qualité, la conformité aux normes et la valeur du gaz ses dérivés sur les marchés mondiaux. Cette analyse contribue à maintenir des opérations efficaces, durables et respectueuses de l'environnement, tout en répondant à la demande croissante de gaz naturel et en favorisant la diversification des sources d'approvisionnement énergétique.

**Chapitre I : Synthèse bibliographique
sur gaz naturel, GPL et condensat**

Chapitre I : Synthèse bibliographique sur gaz naturel, GPL et condensat

I.1 Introduction

Le gaz naturel est une source d'énergie fossile largement utilisée dans le monde entier. Il s'agit d'un combustible polyvalent et propre qui présente de nombreux avantages par rapport à d'autres sources d'énergie. Son prix compétitif, associé à une efficacité énergétique élevée en tant que combustible, en fait un choix attractif pour diverses applications. La mise en œuvre de cette énergie repose sur la maîtrise technique de l'ensemble de la chaîne gazière, qui va de l'extraction aux utilisateurs, en passant par le stockage, le transport, et la distribution.

Dans cette partie, nous présenterons l'ensemble des caractéristiques et procédés du traitement du gaz ainsi que ces dérivés.

I.2 Origines du gaz naturel

Le gaz naturel est également un combustible fossile qui trouve son origine dans des processus géologiques similaires à ceux du pétrole. Il se forme principalement à partir de matières organiques enfouies dans des environnements anaérobies, tels que des zones marines ou des marécages, où la décomposition des matières organiques se produit en l'absence d'oxygène [1].

I.3 Types des gaz naturels

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

- ✓ **Gaz sec** : Ne formant pas de phase liquide dans les conditions de production, le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures lourds.
- ✓ **Gaz humide** : Formant une phase liquide en cours de production dans les conditions de surface, il est moins concentré en méthane.
- ✓ **Gaz à condensat** : Formant une phase liquide dans le réservoir en cours de production, la phase condensée est riche en constituants lourds.
- ✓ **Gaz associé** : Coexistant dans le réservoir avec une phase « huile » (gisement de pétrole). Le gaz associé comprend le gaz de couverture (phase gazeuse présente dans le réservoir) et les gaz dissous [2].

I.4 Propriétés physico-chimiques du gaz naturel

Suivant sa composition, qui varie selon la formation et le gisement duquel il est extrait, le gaz naturel sera qualifié de "riche" (ou "pauvre"), "acide" (ou "non-acide"). Un gaz riche contient des fractions lourdes (C_3^+) à partir desquelles on peut obtenir des quantités appréciables d'hydrocarbures liquides. Au contraire, un gaz pauvre contient principalement du méthane. Un gaz acide contient des quantités significatives d' H_2S et/ou de CO_2 , ce qui généralement lui confère des propriétés toxiques et corrosives. Un gaz exempt de ces contaminants est dit non acide. En dehors du méthane, le gaz naturel peut contenir d'autres hydrocarbures, l'éthane, le propane, le butane, le pentane, et a des concentrations plus faibles des hydrocarbures lourds (voir le tableau I.1) [3]. Les hydrocarbures (C_3-C_4) forment la fraction GPL (gaz de pétrole liquéfié) alors que la fraction la plus lourde correspondant aux hydrocarbures à cinq atomes de carbone ou plus (fraction C_5^+) appelée gazoline. Le gaz naturel peut contenir des constituants autres que des hydrocarbures notamment de l'eau et des gaz acides et dioxyde de carbone et hydrogène sulfuré ainsi que de l'azote et de l'hélium, de faibles quantités d'hydrogène ou d'argon et même parfois des impuretés métalliques (mercure et arsenic). Il peut également contenir d'autres composés tels que le dioxyde de carbone, l'hélium, le sulfure d'hydrogène et l'azote. La composition du gaz naturel varie, mais le méthane en est le principal constituant. Dans sa forme commercialisable, il contient peu de soufre et produit très peu de dioxyde de soufre (SO_2). Ses émissions d'oxydes d'azote (NO_x) sont inférieures à celles du pétrole ou du charbon, et ses émissions de dioxyde de carbone (CO_2) sont également plus faibles que celles des autres combustibles fossiles [4, 5].

Tableau I.1 : Composition du gaz naturel destiné à la liquéfaction.

Région	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	$C_5H_{12}^+$	N_2	CO_2	H_2
Skikda	91.50	5.64	1.50	0.50	0.01	0.85	0.21	
Hassi	83.72	6.76	2.09	0.82	0.22	5.84	0.21	0.19
R'Mel								
Arzew	83	7.1	2.25	1	0.27	5.8	0.21	0.19

Les différentes propriétés physiques du gaz naturel sont présentées dans le tableau I.2 suivant :

Tableau I.2 : propriétés physiques du gaz naturel.

Propriétés	Indication
Odeur et apparence	Gaz incolore et inodore mais contenant un produit odorant (mercaptan pour la détection de fuites)
Masse molaire	16.7 g/mol
Densité de vapeur à 15°C	0.58 (plus léger que l'air = 1)
Masse volumique	0.72 g/cm ³
Point de liquéfaction	109 K
Point de solidification	88 K
Solubilité dans l'eau	0.00023 g/mol
Pourcentage de substance volatile (%)	100%

I.5 Production et consommation du gaz en Algérie

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de HassiR'mel, qui est le plus grand à l'échelle mondiale et celui de Ain- Salah exploité en l'an 2002. L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant 10% environ des réserves mondiales [6].

A noter que la production de l'Algérie en gaz naturel est d'environ 102 milliards de m³, dont une partie (58%) est exportée et le reste (42%) est destiné à la consommation interne [7]. Une forte hausse des exportations des hydrocarbures en 2021 de 17,7% par rapport à 2020 à 96,5 millions Tep. Cette hausse avait concerné surtout les exportations de produits gazeux (GN + GNL), avec une augmentation de près de 40% s'établissant à 55 milliards m³, dont une part de 71% acheminée par gazoducs.

D'autre part, la structure de la production d'énergie primaire en 2021 reste dominée par le gaz naturel à hauteur de 60%, suivie par le pétrole (29%), alors que la production du GPL aux champs et du condensat est respectivement de 5,6 % et de 5,3 %. [7]. Concernant l'activité de liquéfaction du gaz, elle a progressé de 15,2% en 2021 par rapport à 2020. Le volume de gaz naturel traité dans les unités de liquéfaction était de 16,5 milliards m³ en 2021 (contre 14,3 milliards m³ en 2020) [8].

La consommation nationale finale d'énergie a connu en 2021 un rebond de 8 %, en s'établissant à 50,2 millions Tep, après avoir baissé de -8,6% en 2020 à 46,5 millions Tep. La consommation du gaz naturel a connu, elle aussi, une hausse de 6,5% à 17,9 millions Tep en 2021, tirée par l'accroissement de la consommation des ménages (5,1%) et clients industriels (10,9%), sachant que le nombre d'abonnés avait atteint 6,9 millions, en hausse de 6,8% par rapport à 2020.

Les ventes GPL/carburant étaient en hausse de près de 36% à 1,3 million tonnes, en raison de son prix (différence de 36 DA/litre d'essence) et à l'augmentation du parc de véhicules convertis.

La demande sur les GPL combustible a, quant à elle, accusé une baisse -5,8 comparativement à 2020, pour un volume global de 1,4 million tonnes, impactée par la baisse de la consommation du butane conditionné [9].

I.6 Processus de traitement du gaz naturel

Le gaz naturel est une source d'énergie fossile qui présente de nombreux avantages économiques et environnementaux. Au sein de la chaîne de valorisation du gaz naturel, il est essentiel de séparer le méthane (CH_4) des gaz peu ou non valorisables, notamment le sulfure d'hydrogène (H_2S) et surtout le dioxyde de carbone (CO_2), qui est généralement le polluant le plus répandu et le plus concentré. Ce traitement du gaz revêt une grande importance, non seulement pour se conformer aux spécifications du marché, mais aussi pour des raisons de sécurité, de prévention des problèmes opérationnels tels que la corrosion des tubes et des équipements causés par ces composés acides, et pour réduire les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Le gaz naturel subit une série d'opérations de traitement pour éliminer les éléments nocifs, et conserver ceux qui peuvent être commercialisés pour donner au gaz son odeur caractéristique.

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

- Qualité de l'effluent brut.
- Taux de récupération des hydrocarbures liquides visés.
- Spécification des produits finis.
- Coût global des investissements [4, 5].

Certains composants du gaz naturel doivent être extraits soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires.

Il peut être ainsi nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

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

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont déterminées en fonction des conditions de transport ou d'utilisation du gaz. Dans le cas du transport par gazoduc, les spécifications de transport sont établies pour éviter la formation d'une phase liquide, le colmatage des conduites par des hydrates et une corrosion excessive. Une limite maximale est fixée pour le point de rosée des hydrocarbures, en fonction des conditions de transport. Par exemple, il peut être spécifié que le point de rosée ne doit pas dépasser $0^{\circ}C$ afin d'éviter tout risque de formation de la phase liquide par condensation en ligne.

Dans le cas d'un gaz destiné à un usage commercial, les spécifications sont plus strictes. Elles incluent généralement une plage de pouvoir calorifique dans laquelle le gaz doit se situer. Ces spécifications permettent de garantir la qualité du gaz commercialisé [1,2]. Dans le cas du gaz associé au pétrole, qui est un mélange de gaz et d'hydrocarbures liquides contenant une proportion élevée d'eau de gisement. Les étapes de traitement du gaz associé comprennent généralement les étapes suivantes :

- **La séparation des fractions liquides** : Cette étape vise à séparer les fractions liquides, telles que les hydrocarbures liquides associés au gaz ou les condensats, ainsi que l'eau libre présente dans le flux provenant des puits.
- **Décarbonatation** : élimination le CO_2 : corrosif et de valeur thermique nulle.
- **Désulfuration** : élimination H_2S : toxique et corrosif.
- **Déshydratation** : élimination le H_2O : conduisant à la formation des hydrates.
- **Démécurisation** : élimination Hg : corrosif dans certains cas
- **Et enfin le mode de transport** : Le gaz naturel et ces fonctions peuvent être transportés sous diverses formes :

- ✓ Gaz naturel comprimé.
- ✓ Gaz naturel liquéfié (GNL).
- ✓ Gaz pétrolier liquéfié (GPL).
- ✓ Produits chimiques dérivés (méthanol, ammoniac).

Chacune de ces filières apparaît comme une succession d'étapes et constitue une chaîne gaz [5].

I.6.1 Les fractions obtenues par traitement du gaz

I.6.1.1 Le gaz du pétrole liquéfié

Le GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) est un mélange d'hydrocarbures légers principalement composé de propane et de butane. Il est obtenu à partir du traitement du gaz naturel et du raffinage du pétrole. Le GPL est largement utilisé comme source d'énergie polyvalente, tant dans les applications domestiques que commerciales. En raison de sa facilité de stockage et de transport sous forme liquide, le GPL offre une grande flexibilité d'utilisation. Il est utilisé pour la cuisson, le chauffage, la production d'eau chaude, ainsi que dans certains véhicules. Le GPL est apprécié pour ses nombreux avantages, tels que sa combustion propre et efficace, sa facilité d'utilisation, sa disponibilité abondante et son prix compétitif. De plus, il émet moins de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre par rapport aux autres combustibles fossiles. Le GPL joue un rôle important dans la transition énergétique en tant qu'alternative plus propre aux carburants traditionnels, contribuant ainsi à la réduction des émissions et à la préservation de l'environnement [10].

Tableau I. 3 : Propriétés physico-chimique du GPL à usage carburant.

Caractéristiques et composition	BUTANE	PROPANE	
Densité à 15°C	0.565	0.503	
Tension de vapeur à 37.8°C PSIG	64.1	197.50	
Pression de vapeur à 50°C en BARS	6.98	18.98	
Résidus d'évaporation	0.05	0.05	
Corrosion à la lame de cuivre	1A	1A	
	C ₁	Traces	Traces
	C ₂	Traces	3.72
Composition % poids	C ₃	13.88	92.32
	iC ₄	22.32	2.52
	nC ₄	51.57	1.44

I.6.1.2 Le condensat

Le condensat de gaz, également connu sous le nom de condensé de gaz naturel, est un mélange d'hydrocarbures légers qui est présent sous forme liquide dans le gaz naturel. Lorsque le gaz naturel est produit à partir des puits, il contient souvent des quantités variables de condensat, qui sont des hydrocarbures plus lourds que le gaz méthane principal comme de l'iso-pentane jusqu'au dodécane et plus (C5+) (Téb= 28 à 220°C). Ces composés comprennent généralement des fractions de butane, de propane, d'éthane et parfois même de pentane et d'hydrocarbures plus lourds. Le condensat de gaz est précieux car il contient des hydrocarbures qui peuvent être séparés et utilisés à diverses fins. Il peut être utilisé comme carburant pour les moteurs, comme matière première dans l'industrie pétrochimique pour la production de plastiques et de produits chimiques, ou encore comme source d'énergie pour le chauffage et la cuisson dans les foyers et les installations industrielles.

Le processus de récupération du condensat de gaz implique souvent des étapes de séparation et de traitement pour séparer les hydrocarbures liquides du gaz naturel. Cela peut se faire par des méthodes de refroidissement et de condensation, où le gaz est refroidi à des températures spécifiques pour provoquer la liquéfaction des hydrocarbures plus lourds.

Les principales caractéristiques physiques du condensât sont :

- Aspect : c'est un liquide incolore, avec une odeur d'essence.
- Poids spécifique : il est compris entre 0.7 à 0.8.
- Point d'éclair : < à - 40°C.
- Limite d'inflammabilité : Il est très inflammable car il a un point d'éclair inférieur à zéro, ses limites d'inflammabilité sont approximativement de 1.4 à 7.6 % en volume dans l'air.
- Explosivité et inflammabilité :

Le condensât est un fluide hautement inflammable (température d'auto-inflammabilité : 380 à 450°C), il s'évapore à température et pression normale [11].

**Chapitre II : Analyse
chromatographique en phase gazeuse**

Chapitre II : Analyse chromatographique en phase gazeuse

II.1 Introduction

L'analyse des dérivés pétroliers et gaziers se fait généralement par classes de composés chimiques (hydrocarbures saturés, aromatiques, polaires etc...). Ce type de détermination est important en pétrochimie et en carbochimie pour le choix des conditions de process, le suivi de process, la mise en conformité avec des normes liées à l'environnement, l'évaluation de dérivée pétroliers et gaziers (carburants), la performance de catalyseurs. Elle comprend la séparation et la quantification des familles d'hydrocarbures dans l'échantillon, pour lesquelles on emploie généralement des techniques chromatographiques. Les critères de sélection d'une technique particulière sont basés sur les points d'ébullition et/ou la polarité des composés à séparer et à quantifier.

La chromatographie en phase gazeuse (CPG) a toujours été une technique analytique très utilisée pour la caractérisation des hydrocarbures. Nombre de ses progrès sont d'ailleurs issus de laboratoires de l'industrie pétrolière et gazière. De plus son utilisation s'est accrue ces dernières années avec les progrès de l'instrumentation et les coûts relativement faibles des appareillages. Son application couvre l'exploration, la production et le raffinage des pétroles et gaz et s'est développée autour de quatre grands types de méthodes : l'analyse des hydrocarbures gazeux, l'analyse des hydrocarbures liquides, l'analyse de traces de composés hétéro-atomiques et la reconstitution de la courbe de distillation.

Dans cette partie, nous présenterons les principes théoriques et pratiques de la chromatographie gazeuse.

II.2 Généralité sur la chromatographie en phase gazeuse

La chromatographie en phase gazeuse est apparue en 1952 grâce aux travaux de Martin et Synge, en Angleterre, et de Berton, en France. Cette technique chromatographique consiste à séparer des composés volatils selon leur affinité avec une phase stationnaire. La phase mobile permettant d'entraîner les composés vers le détecteur est un gaz de faible viscosité, généralement de l'azote, de l'hydrogène ou de l'hélium (voir Figure II.1) [13].

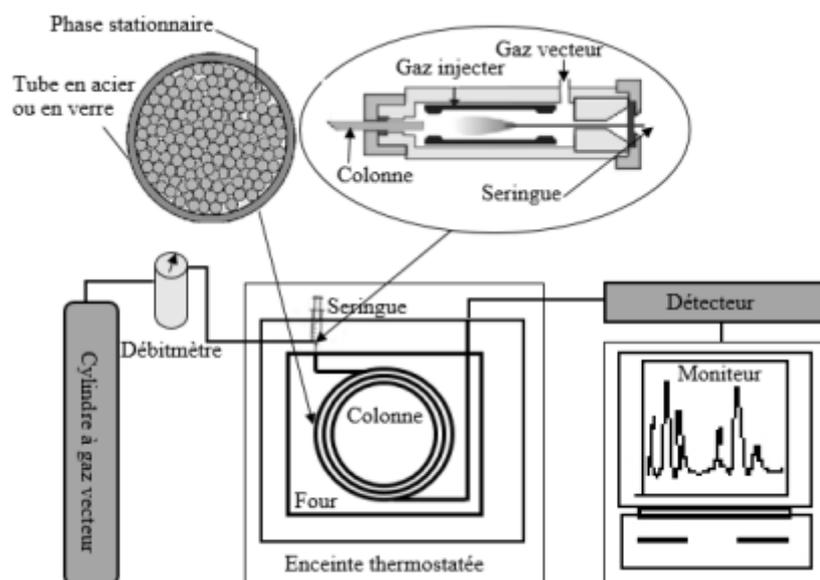


Figure II.1 : Schéma d'un chromatographe en phase gazeuse.

Un chromatographe en phase gazeuse ou liquide comporte trois parties : un injecteur, une colonne de séparation et un détecteur. Après avoir introduit l'échantillon au moyen d'une micro seringue par l'injecteur, la séparation des molécules s'effectue dans la colonne en fonction d'un gradient de température. A leur sortie de la colonne chromatographique, les composés séparés passent individuellement dans un détecteur dont la fonction est de donner un signal (sous forme de pic) dont l'intensité est proportionnelle à la quantité de composé injecté, ce qui permet d'assurer, par le biais d'un étalonnage, une analyse quantitative. Les détecteurs universels présentent une sensibilité moyenne pour la plupart des composés organiques, alors que les détecteurs « spécifiques » donnent une réponse beaucoup plus intense pour certaines familles chimiques. Le détecteur universel par excellence est celui à ionisation de flamme (FID). Des détecteurs spécifiques sont le détecteur à capture d'électrons (ECD) sensible aux composés halogénés, le détecteur thermo-ionique pour des composés azotés et phosphorés, le détecteur à photo-ionisation (PID) pour des composés aromatiques [14].

II.2.1 Modes d'injection en chromatographie en phase gazeuse

En chromatographie en phase gazeuse (GC), l'injection split/splitless est la méthode d'injection la plus couramment utilisée (Voir figure II.2). Ce mode d'injection permet de diviser l'échantillon injecté, introduisant ainsi seulement une petite fraction dans la colonne. Le ratio entre la partie injectée dans la colonne et celle évacuée de l'appareil est contrôlé par le split. Cette approche permet l'injection de volumes très faibles pour éviter la saturation de la colonne.

En revanche, le mode splitless permet le passage de la totalité de l'échantillon injecté dans la colonne, ce qui le rend particulièrement adapté à l'analyse de traces [13].

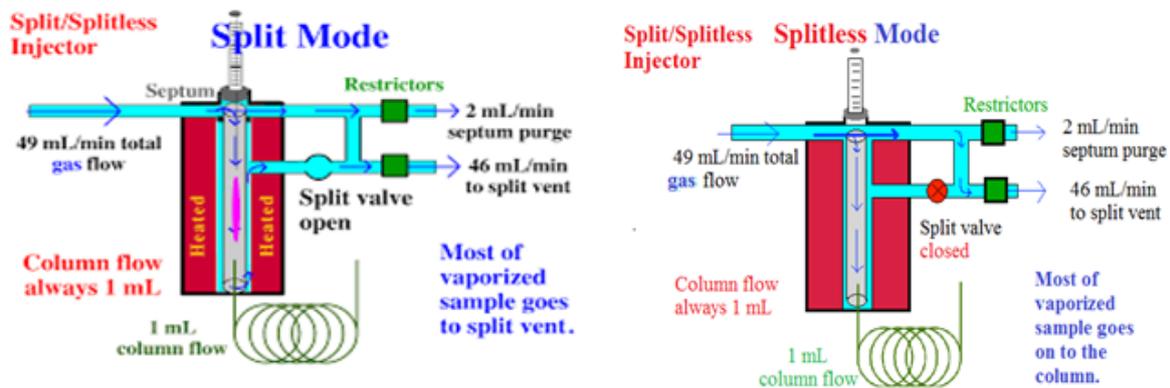


Figure II.2 : Modes d'injection en chromatographie en phase gazeuse. [9]

II.2.2 Colonnes et phases stationnaires en chromatographie en phase gazeuse

En GC, la séparation des analytes est quasi-exclusivement réalisée au moyen de colonnes capillaires (Voir figure II.3). Les colonnes capillaires sont généralement constituées de quartz fondu (silice très pure) et entourées d'une gaine de polymère souple. Elles mesurent entre 10 et 100 m de longueur et leur diamètre interne varie de 0,10 à 1 mm. La phase stationnaire, d'épaisseur comprise entre 0,05 et 5 μm est greffée sur les parois de la colonne. Le type de greffage appliqué à la phase stationnaire est susceptible de modifier la polarité de la colonne. Les phases stationnaires peu polaires possèdent un squelette à base de polysiloxane. Les moins polaires d'entre elles sont constituées à 100 % de diméthylsiloxane ; elles sont retrouvées sous le nom de DB-1, OV101, SE-30 selon les fournisseurs. La séparation des analytes est globalement réalisée selon un ordre croissant des températures d'ébullition des analytes. L'apport de groupement phényle augmente sensiblement la polarité en modifiant les caractéristiques de rétention. Les plus courantes pour la séparation des hydrocarbures aromatiques sont de type 95 % méthyl – 5 % phényle polysiloxane (DB5, HP-5, ...). Le greffage au moyen de groupements cyanopropyle confère une polarité relativement importante à la phase stationnaire. Les phases de polarité importante sont généralement constituées de polyéthylène glycol (DB 20, Carbowax, ...), elles permettent des séparations d'analytes possédant de grandes différences de polarité mais sont aussi reconnues pour leur faible résistance aux températures élevées (250 °C) [14, 15].

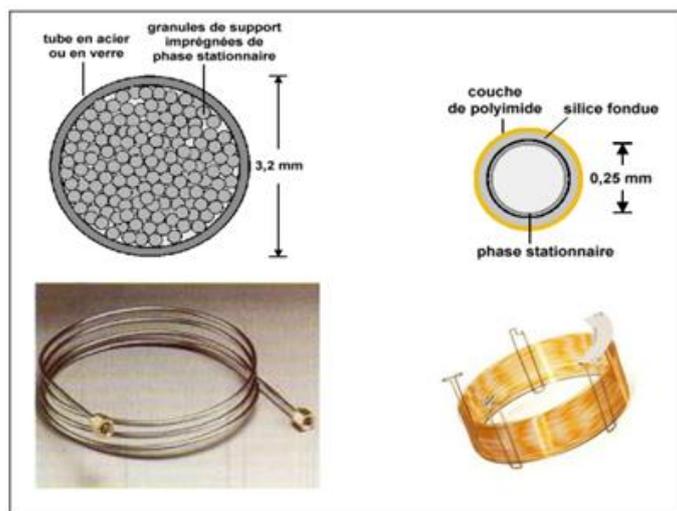


Figure II.3 : Colonnes et phases stationnaires en chromatographie en phase gazeuse.

Les colonnes chromatographiques capillaires sont généralement fabriquées en utilisant de la silice fondue hautement pure. Cette silice est obtenue en faisant réagir du tétrachlorosilane (SiCl_4) avec du dioxygène. Les colonnes ont un diamètre interne qui varie de 0,1 à 0,53 mm, avec une précision de quelques pourcentages, et une longueur allant de 15 à 100 m. La fabrication de ces colonnes nécessite une technologie particulièrement délicate pour assurer une forme parfaitement cylindrique, avec une longueur pouvant atteindre 100 m et une paroi d'environ 5 mm (voir Figure II.4) [16].

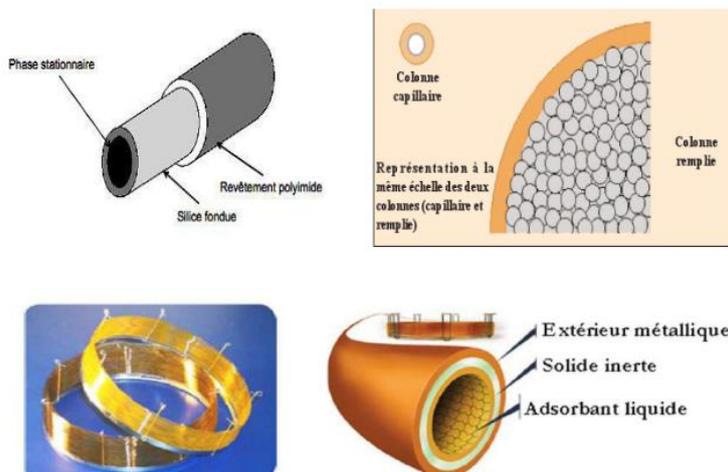


Figure II.4 : Représentation schématique d'une colonne capillaire.

La phase stationnaire, qui est essentielle pour la séparation des composés dans la chromatographie, est déposée de manière uniforme sur la paroi interne de la colonne. Son épaisseur peut varier de 0,05 à 5 μm . Cette phase stationnaire peut être simplement déposée ou

mieux fixée grâce à des liaisons covalentes, éventuellement suivie d'une polymérisation avec réticulation sur la paroi de la colonne. Le tableau suivant présente les propriétés de quelques colonnes capillaires et remplies.

Tableau II. 1: Caractéristique des quelques colonnes capillaires et remplies.

Diamètre interne (mm)	Capacité ^a (ng)	Plateaux théoriques par mètre	Débit optimal (ml/minute)
0.20	5-30	5000	0.40
0.25	50-100	4170	0.70
0.32	400-500	3330	1.40
0.53	1000-2000	1670	2.50
0.75	10000-15000	1170	5.00
2.00 ^b	20000-30000	2000	20.00

^a capacité en fonction de l'épaisseur de la phase stationnaire ; ^b colonne remplie.

Il est important de signaler que le choix de la phase stationnaire dépend de la nature des échantillons (Voir Tableau II.2) [17].

Tableau II. 2: Choix de la phase stationnaire en fonction de la nature des échantillons.

Molécule	Exemple	Phase stationnaire
		<i>SPB-octyl</i>
<i>non-polaires</i> <i>liaisons C-H et C-C</i>	<i>hydrocarbures normaux</i> <i>(n-alcanes)</i>	<i>Poly (méthylsiloxane), SE-30</i> <i>SPB-5, PTE-5, SE-54</i>
<i>Polaires</i> <i>Liaisons C-H et C-C</i> <i>liaisons C-Cl, -Br, -F</i> <i>liaisons C-N, -O, -P, -S</i>	<i>alcools, éthers, thiols,</i> <i>amines, acides</i> <i>carboxyliques,</i> <i>esters et cétones</i>	<i>Poly (méthylphénylsiloxane)</i> <i>Poly(cyanopropylméthylsiloxane)</i> <i>PEG, Carbowax 10, 20M</i>
<i>Polarisables</i> <i>liaisons C-H et C=C</i> <i>et acétyléniques</i>	<i>alcènes aromatiques</i>	<i>Poly (cyanopropylsiloxane)</i> <i>Poly(cyanopropylphénylsiloxane)</i> <i>TCEP</i>

II.2.2.1 Choix des phases stationnaires

Le choix de la phase stationnaire dans la chromatographie dépend principalement de la nature chimique des molécules à séparer. La rétention des substances est le résultat de leur interaction avec la phase stationnaire, impliquant des forces telles que les liaisons hydrogène, les forces de Van der Waals, les forces électrostatiques, etc. La phase stationnaire doit donc se comporter comme un bon solvant pour les molécules afin de les fixer, tout en permettant une migration chromatographique. La connaissance de la structure chimique des molécules à séparer et des phases stationnaires permet de faire un choix préliminaire basé sur la polarité [17].

Les phases stationnaires utilisées doivent être capables de maintenir un équilibre de concentration suffisamment rapide et ne doivent pas se dégrader à des températures d'utilisation spécifiées. Pour les colonnes remplies, une technique d'imprégnation simple est généralement utilisée. Les exigences pour une phase stationnaire liquide comprennent sa stabilité à la température d'utilisation, sa non-volatilité, son inertie vis-à-vis de l'échantillon, sa sélectivité envers les différents constituants de l'échantillon et sa solubilité dans les solvants couramment utilisés. Le choix de la phase stationnaire se fait en fonction de sa sélectivité envers l'échantillon, c'est-à-dire les forces qui agissent entre les molécules du soluté et la phase stationnaire. Bien qu'il existe un grand nombre de phases stationnaires disponibles, on peut les regrouper en quatre catégories simplifiées. La figure suivante illustre un type de la phase stationnaire utilisée en CPG [18].

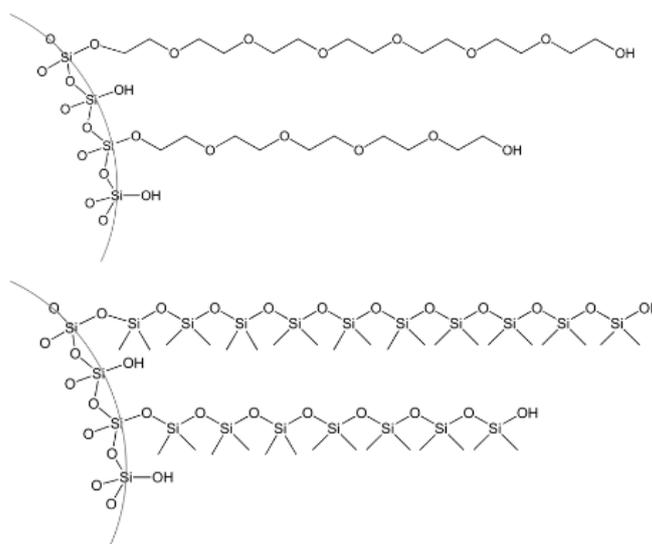


Figure II.5 : Illustration des phases stationnaires polaire Carbowax® (en haut) et apolaire SE-30 (en bas), greffées sur la surface interne du tube capillaire en silice fondue.

II.2.2.2 Supports

Les supports utilisés en chromatographie en phase gazeuse (CPG) sont constitués de grains de solides inactifs fabriqués à partir de matériaux réfractaires. Leur rôle principal est de maintenir la phase stationnaire liquide à l'intérieur de la colonne de CPG. De plus, ces supports offrent une grande surface spécifique grâce à leur porosité, ce qui favorise les échanges entre les phases fixe et mobile.

On peut classer les supports poreux utilisés en CPG en différentes catégories. Une catégorie courante est celle des supports poreux naturels à base de diatomites. Certains exemples de supports de ce type sont les chromosorbs P, W et G.

Il est à noter que la classification des supports en CPG peut être plus détaillée et prendre en compte d'autres types de supports, tels que les supports à base de polymères ou les supports imprégnés de liquides stationnaires. Cependant, les supports poreux naturels à base de diatomites sont parmi les plus couramment utilisés en CPG.

Les supports utilisés en chromatographie en phase gazeuse (CPG) sont constitués de grains de solides inactifs fabriqués à partir de matériaux réfractaires. Leur rôle principal est de maintenir la phase stationnaire liquide à l'intérieur de la colonne de CPG. De plus, ces supports offrent une grande surface spécifique grâce à leur porosité, ce qui favorise les échanges entre les phases fixe et mobile.

On peut classer les supports poreux utilisés en CPG en différentes catégories. Une catégorie courante est celle des supports poreux naturels à base de diatomites. Certains exemples de supports de ce type sont les chromosorbs P, W et G.

Il est à noter que la classification des supports en CPG peut être plus détaillée et prendre en compte d'autres types de supports, tels que les supports à base de polymères ou les supports imprégnés de liquides stationnaires. Cependant, les supports poreux naturels à base de diatomites sont parmi les plus couramment utilisés en CPG [15,16].

En plus des supports poreux naturels à base de diatomites, il existe également des supports poreux artificiels utilisés en chromatographie en phase gazeuse (CPG) comme :

- **Sphérosil (billes de silice)** : Le Sphérosil est un support poreux artificiel constitué de billes de silice. Il présente une porosité contrôlée qui permet une grande surface spécifique pour les échanges entre les phases fixe et mobile.

- **Porasil (billes de silice)** : Le Porasil est un autre support poreux artificiel fabriqué à partir de billes de silice. Il est largement utilisé en CPG pour sa porosité et sa stabilité chimique.

Autres supports peu poreux ou non-poreux sont utilisés à savoir :

- **Carbone graphite** : Le carbone graphite est un support peu poreux utilisé en CPG. Il offre une stabilité thermique élevée et est souvent utilisé pour des applications spécifiques nécessitant des propriétés particulières.
- **Billes de verre** : Les billes de verre sont des supports non poreux utilisés en CPG. Elles sont souvent utilisées lorsque la porosité n'est pas requise ou lorsqu'une surface lisse est préférée.
- **Poudre de téflon** : La poudre de téflon, également connue sous le nom de polytétrafluoroéthylène (PTFE), est un support non poreux utilisé en CPG. Il est apprécié pour sa résistance chimique élevée et sa compatibilité avec de nombreux composés.

Ces différents types de supports, qu'ils soient poreux ou non poreux, offrent des propriétés spécifiques qui les rendent adaptés à différentes applications en chromatographie en phase gazeuse. Le choix du support dépendra des caractéristiques de l'échantillon à analyser et des objectifs de l'analyse [20]. Il est donc conseillé de choisir le support qui aura la densité apparente la plus faible parmi tous les supports de même surface spécifique. Le tableau suivant représente quelques supports utilisés en CG.

Tableau II.3 : Types de supports utilisé en CG.

Supports	Granulométrie	Densité de remplissage
Chromosorb W	80 – 100 mesh	0.248
Chromosorb P	80 – 100 mesh	0.452
Chromosorb G	80 – 100 mesh	0.665
Gaz Chrom Q	100 – 120 mesh	0.348
Carbopack A	60 – 80 mesh	0.673
Carbopack B	60 – 80 mesh	0.236
Téflon	40 – 60 mesh	0.49

II.2.3 Four

La colonne est contenue dans un four de type chaleur tournante, dont la température est précisément ajustable (typiquement entre 20 °C et 350 °C) et programmable. Le four doit

posséder une excellente stabilité thermique. L'homogénéité de la température est assurée par un système de diffusion sous le contrôle d'un organisateur de température permettant de définir les températures initiales et finales ainsi que les durées de chaque palier de température. Les analyses se font en mode isotherme ou en programmation de température [17].

Les températures utilisables en pratique dépendent des domaines de stabilité en température de la colonne utilisée, et de ceux des composés analysés. Plus la température du four (et donc de la colonne) est élevée, plus les analytes se déplacent rapidement dans la colonne, mais moins ils interagissent avec la phase stationnaire, et donc moins les analytes sont séparés. Plus la température du four est basse, meilleure est la séparation des analytes mais plus longue est l'analyse. Le choix de la température est donc un compromis entre la durée de l'analyse et le niveau de séparation désiré. Une méthode pour laquelle la température est gardée constante tout au long de l'analyse est appelée « isotherme ».

A l'inverse, on peut choisir d'augmenter la température du four au cours de l'analyse : cette méthode est appelée « gradient ». D'une manière générale, une méthode isotherme tend à donner des pics larges pour les espèces les plus retenues, et donc une moins bonne séparation. Ce phénomène est partiellement dû à la diffusion : plus une espèce chimique circule longuement dans la colonne, plus elle a le temps de diffuser, élargissant ainsi le pic, et donc diminuant la hauteur des pics par la même occasion [20]. Les principales caractéristiques des deux méthodes sont rassemblées dans le tableau ci-dessous :

Tableau II.4 : Caractéristiques de la méthode gradient et isotherme en CPG.

	Isotherme	Gradient
Durée d'analyse	Longue	Courte
Séparation des analytes (résolution)	Bonne à temps moyen	Bonne à tout temps
Analyses successives	Idéal (la température du four n'a pas besoin de se rééquilibrer à basse température.	Non idéal (la température du four doit se rééquilibrer à basse température avant la prochaine injection).

Conception de méthode	Plus complexe : il faut bien choisir la température du four pour que l'analyse ne soit ni trop longue ni trop courte.	Facile : en balayant une large gamme de température, on balaie une large gamme de volatilité.
Utilisations typiques	Suivi d'une réaction (injection successive facilitées).	Analyse d'un mélange (volatilités des analytes inconnues).

II.2. 4 Détection après séparation par chromatographie en phase gazeuse

Après la séparation en chromatographie en phase gazeuse (GC), il est possible de détecter les hydrocarbures dans l'échantillon. Deux détecteurs couramment utilisés en combinaison avec la GC pour cette application sont le détecteur à ionisation de flamme (FID) et le spectromètre de masse [20].

II.2.4.1 Détecteur à ionisation de flamme (FID)

Le détecteur à ionisation de flamme (FID) utilise une flamme générée par la combustion d'un mélange d'hydrogène et d'air pour brûler les échantillons à la sortie de la colonne de chromatographie en phase gazeuse (GC). Les composés organiques présents dans l'échantillon produisent des ions lors de cette combustion, qui sont ensuite collectés par une électrode pour générer un signal détectable. Cependant, il convient de noter que les gaz et les composés inorganiques tels que H₂O ou NH₃ ne sont pas détectés par le FID.

II.2.4.2 Spectrométrie de masse (MS)

En 1950, Roland Gohlke et Fred McLafferty ont réalisé la première connexion entre la chromatographie en phase gazeuse et la spectrométrie de masse, ouvrant ainsi de nouvelles perspectives. Cette combinaison a permis l'utilisation de différents modes d'ionisation et de détecteurs, qui sont décrits ci-dessous. Comparée à la détection par ionisation de flamme (FID), la détection en spectrométrie de masse offre des résultats plus sélectifs et généralement plus sensibles, améliorant ainsi les capacités d'analyse.

Le tableau suivant donne quelques détecteurs utilisés en CPG.

Tableau II. 5 : Types de détecteurs.

Détecteur	Gaz vecteur	Linéarité	Quantité min détecté	Sélectivité	Application
Catharometre	H ₂ / He	10 ⁵	1 à 10 ng	NS	Tous composés
FID	He / N ₂	10 ⁷	20 à 100 pg	NS	Composés organiques
Capteur d'e⁻	N ₂	10 ⁴	0.1pg	S	Composés Halogénés
Thermoionique	N ₂	10 ⁴	P : 1pg / N : 10pg	S	Composés avec N ou P
Photométrie de flamme	N ₂ / H ₂	10 ³	P : 10pg S : 1 pg	S	Composés avec S ou p
TCD	H ₂ / He	10 ⁵	1 à 10 ng	NS	Tous gaz
ECD	Ar + CH ₄	10 ⁴	0.1 pg	S	Composés halogéné
NPD	N ₂	10 ³ à 10 ⁴	1 à 10pg	S	Composés avec N ou P
MS	He	10 ³	> 1pg	S	Tous composés

Il existe d'autres types de détecteurs à savoir :

- Détecteur à photométrie de flamme : sélectif pour S et P
- Détecteur à photo-ionisation : l'envoi de photons (lampe UV) sur les composés entraîne leur ionisation,
- Détecteur à émission atomique,
- Détecteur à torche à plasma (ICP),
- Détecteur infra-rouge ou couplage de plusieurs détecteurs en série [21].

II.2.5 Enregistreur

L'enregistreur reçoit des impulsions électriques venant du détecteur et les transmet sur un papier déroulant à une vitesse donnée sous forme des pics. À partir les données du chromatogramme obtenu on pourra faire une analyse qualitative et quantitative [16].

II.2.6 Le chromatogramme

Le chromatogramme est un signal enregistré sous forme des pics en fonction du volume d'élution qui est le processus au cours duquel on sépare les phases. Ce signal enregistré est utilisé, à la fois, en analyse qualitative et quantitative. L'analyse qualitative permet l'identification des composés par la position du pic et l'analyse quantitative d'évaluer la masse ou la concentration d'un composé par l'utilisation de l'aire sous les pics. On caractérise un chromatogramme par certains paramètres indiqués ci-dessous indiqués dans la figure II.3:

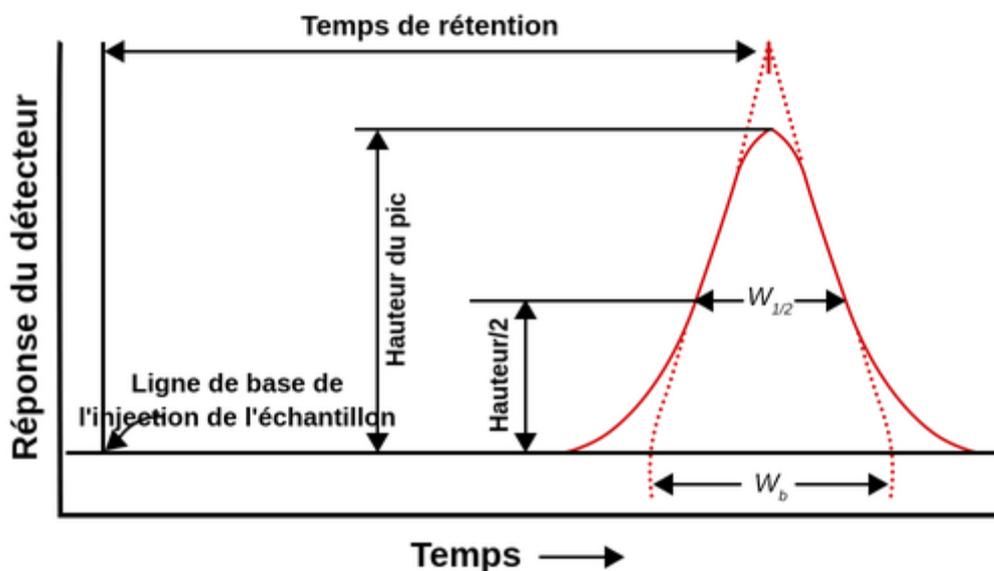


Figure II.6 : Grandeurs caractéristiques d'un chromatogramme.

Lors d'une analyse chromatographique, les principales variables qui effectuent la séparation peuvent être regroupées en trois catégories :

- Celle concernant la phase stationnaire (Coefficient de distribution K , Temps de rétention T_r),
- Celles découlant de la configuration de la colonne (Efficacité d'une colonne N),
- Celles provenant des conditions d'élution (Temps de rétention T_r , Volume de rétention) [22].

II.2.7 Préparation et traitement de l'échantillon avant injection en CPG

La préparation et le traitement de l'échantillon avant son injection en chromatographie en phase gazeuse (CPG) sont des étapes essentielles pour obtenir des résultats précis et reproductibles. Voici les principales étapes de préparation et de traitement de l'échantillon en CPG :

- **Échantillonnage** : Il s'agit de prélever une quantité représentative de l'échantillon à analyser. Cela peut être fait à l'aide d'une seringue ou d'un dispositif d'échantillonnage approprié.
- **Extraction** : Si les analytes d'intérêt sont présents dans une matrice complexe, une étape d'extraction peut être nécessaire pour les isoler. Les méthodes d'extraction les plus courantes comprennent l'extraction liquide-liquide, l'extraction en phase solide (SPE) ou l'extraction en phase solide à microéchelle (μ SPE).
- **Concentration** : Après l'extraction, il peut être nécessaire de concentrer l'échantillon pour augmenter la sensibilité de détection. Cela peut être réalisé en évaporant le solvant d'extraction sous vide, en utilisant une technique de concentration comme la micro-extraction en phase solide (SPME) ou en utilisant des techniques de préconcentration spécifiques à l'analyte.
- **Dérivatisation** (le cas échéant) : Certains analytes peuvent nécessiter une étape de dérivation pour améliorer leur détection en CPG. La dérivation consiste à modifier chimiquement les analytes pour les rendre plus volatils ou plus réactifs. Cela peut être réalisé en utilisant des réactifs spécifiques à l'analyte et des conditions réactionnelles appropriées.
- **Purification** : Si l'échantillon contient des particules ou des impuretés qui pourraient obstruer la colonne de CPG, une étape de purification peut être nécessaire. Cela peut être réalisé en utilisant des techniques de filtration appropriées pour éliminer les particules indésirables.
- **Séchage** : Si l'échantillon contient de l'humidité, il est important de le sécher correctement, car l'eau peut perturber les résultats en CPG. Le séchage peut être effectué en utilisant des agents de dessiccation appropriés ou en évaporant l'humidité sous vide.

Une fois que l'échantillon a été préparé et traité selon les étapes appropriées, il est prêt à être injecté dans le système de CPG pour l'analyse. Il est important de suivre des protocoles et des méthodes appropriés pour garantir l'intégrité et la représentativité de l'échantillon tout au long du processus de préparation [18].

L'analyse conduit à l'obtention d'un chromatogramme, dont un exemple est donné ci-dessous :

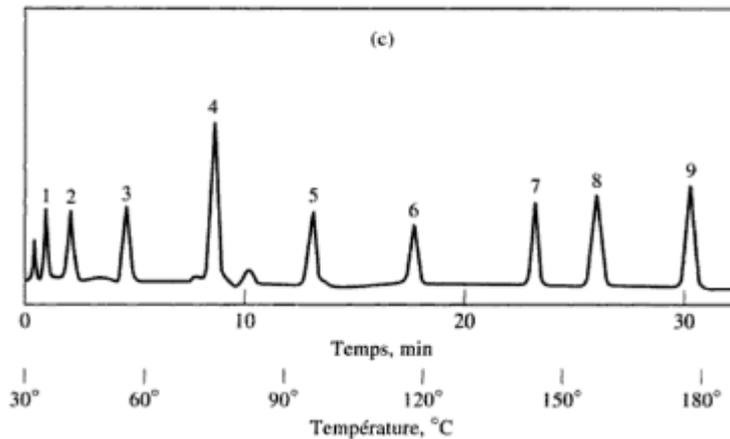


Figure II.7 : Chromatogramme d'un mélange d'alcane.

II.3 Application de la chromatographie gazeuse en industrie gazière et pétrolière

La chromatographie gazeuse (CG) trouve de nombreuses applications dans l'industrie gazière et pétrolière en raison de sa capacité à analyser avec précision les échantillons de gaz et de liquides. Elle est largement utilisée pour des tâches telles que l'analyse de la composition du gaz naturel, du GPL (gaz de pétrole liquéfié) et du pétrole brut, la caractérisation des condensats, le contrôle de la qualité des produits pétrochimiques et l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre. Grâce à la séparation efficace des différents composants, la chromatographie gazeuse permet d'obtenir des données détaillées sur la composition chimique des échantillons, leur teneur en hydrocarbures, la présence d'impuretés et la quantification des différents composés. Ces informations sont cruciales pour évaluer la qualité des produits, garantir la conformité aux normes réglementaires, optimiser les processus de production, prendre des décisions éclairées sur l'utilisation et la valorisation des ressources, et maintenir des pratiques industrielles respectueuses de l'environnement [22,23].

II.3.1 Analyse des hydrocarbures gazeux

Ces dernières années, l'analyse des hydrocarbures gazeux a connu une évolution majeure avec l'utilisation de colonnes capillaires à film d'adsorbant, remplaçant ainsi les longues colonnes remplies utilisées précédemment dans la chromatographie de partage. Ces nouvelles colonnes capillaires sont extrêmement efficaces et offrent une grande stabilité, ce qui les rend idéales pour une utilisation en laboratoire de contrôle. Les adsorbants les plus couramment utilisés sont l'alumine et les polymères adsorbants. Par exemple, la colonne capillaire d'alumine a permis de résoudre la séparation la plus complexe à laquelle les laboratoires de pétrochimie et raffinage

étaient confrontés, à savoir celle de l'isobutène et du butène-1. De plus, les gaz permanents tels que l'oxygène, l'azote, l'hydrogène et le monoxyde de carbone sont séparés à l'aide de tamis moléculaires. Pour réaliser l'analyse des hydrocarbures et des gaz permanents avec une seule injection, des chromatographes multicolonne équipés de vannes de commutation ont été développés. Ces avancées technologiques ont permis de normaliser et de développer des méthodes d'analyse pour des applications majeures telles que le gaz naturel, les gaz issus des pétroles bruts et les gaz de raffinage. Par exemple, l'analyse chromatographique joue un rôle crucial dans la détermination du pouvoir calorifique du gaz naturel. L'analyse des gaz revêt une importance économique considérable en raison des volumes importants mis sur le marché [23].

II.3.2 Analyse des hydrocarbures liquides

L'analyse des hydrocarbures liquides par chromatographie en phase gazeuse (CPG) est une technique largement utilisée dans l'industrie pétrolière et gazière. La CPG permet de séparer et d'analyser de manière précise les composés hydrocarbonés présents dans les échantillons liquides, tels que les carburants, les lubrifiants et les produits pétroliers. La technique repose sur la vaporisation des échantillons liquides, leur injection dans une colonne de CPG et leur séparation en fonction de leurs caractéristiques physico-chimiques. Les composés hydrocarbonés sont détectés à l'aide d'un détecteur spécifique, comme le détecteur à ionisation de flamme (FID) ou le détecteur à capture d'électrons (ECD), qui permettent une détection sensible et sélective. L'analyse des hydrocarbures liquides par CPG permet de déterminer la composition, la quantité et la qualité des différents composés présents dans les échantillons. Cela est essentiel pour l'évaluation de la pureté des produits, la conformité aux normes de qualité, la caractérisation des mélanges complexes et la surveillance de la production et de la distribution des hydrocarbures liquides. De plus, Les nombreuses informations fournies par l'analyse fine sont utilisées, après traitement pour déterminer des propriétés physiques (masse molaire, pouvoir calorifique, nombre d'octane...), pour optimiser les modèles thermodynamiques ou cinétiques et pour prédire la qualité des produits de conversion. En raffinage, se sont les deux principaux procédés, le réformage et le craquage catalytique qui sont demandeurs d'une information de plus en plus fine de la coupe essence produite.

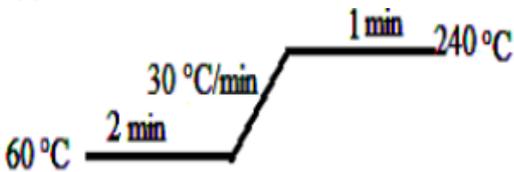
Bien que la haute résolution des colonnes capillaires en chromatographie en phase gazeuse (CPG) permette de séparer efficacement de nombreux hydrocarbures ayant un point d'ébullition jusqu'à 200 °C, elle présente des limites lorsqu'il s'agit d'analyser des coupes pétrolières plus lourdes, en raison de leur complexité croissante. Malgré cette limitation, la CPG reste une

technique très utilisée dans l'industrie. Le chromatogramme obtenu peut fournir une information qualitative précieuse pour déterminer la présence de composés spécifiques ou de classes de composés dans l'échantillon. Par exemple, il est possible de quantifier les paraffines normales présentes dans les pétroles bruts, qui se distinguent clairement du reste du mélange non résolu, ainsi que dans les cires. Bien que des informations détaillées ne soient plus directement obtenues, la CPG reste un outil précieux pour l'analyse et la caractérisation des échantillons complexes, offrant une détection et une identification fiables des composés spécifiques [23,24].

II.4 Analyse d'un échantillon de gaz naturel

Le gaz naturel, en tant que source d'énergie importante, présente une composition complexe comprenant principalement du méthane, divers hydrocarbures et des gaz incondensables tels que l'azote, l'hélium et le dioxyde de carbone. Des composés soufrés tels que le sulfure d'hydrogène peut également être présents, bien que leurs concentrations varient d'une source à l'autre. En raison de cette variété de composants, l'analyse du gaz naturel nécessite la séparation des composés polaires et non polaires, qui peut être réalisée par chromatographie en phase gazeuse (CPG). Les conditions opératoires utilisées lors de l'analyse d'un échantillon de gaz naturel sont résumées dans le tableau ci-dessous [21,22] :

Tableau II.6 : Conditions chromatographiques.

Injection	Programmation de température	SM
Gaz vecteur : He avec un débit 8.6 ml/min Mode d'injection : split Température d'injection : 205°C	Colonne capillaire : (PLOT-Q) 30m x 0.53mm. 	Température de détecteur : 250°C

L'analyse chromatographique du gaz naturel et de ses dérivés est régie par différentes normes et standards internationaux qui définissent les méthodes et les critères d'analyse. Ces normes visent à assurer la précision, la reproductibilité et la fiabilité des résultats obtenus lors de l'analyse chromatographique. Parmi les normes couramment utilisées, on peut citer :

- **Norme ASTM D1945** : Cette norme définit la méthode d'analyse chromatographique en phase gazeuse pour la détermination de la composition du gaz naturel et des gaz associés. Elle spécifie les conditions opératoires, les colonnes chromatographiques recommandées et les détecteurs appropriés.

- **Norme ISO 6974** : Cette norme établit les méthodes d'analyse chromatographique pour la détermination de la composition du gaz naturel et des gaz associés. Elle couvre les techniques de chromatographie en phase gazeuse avec divers types de colonnes et de détecteurs, ainsi que les procédures de calibration et de calcul des résultats.
- **Norme GPA 2261** : Cette norme, développée par l'Association of Oil & Gas Producers (GPA), fournit des lignes directrices pour l'analyse chromatographique du gaz naturel, y compris la sélection des colonnes, des détecteurs et des conditions de fonctionnement appropriées.
- **ASTM D5623** : identification des composés du soufre dans les liquides pétroliers légers par chromatographie en phase gazeuse et détection sélective du soufre
- **ASTM D5504** : identification des composés du soufre dans le gaz naturel et les combustibles gazeux par chromatographie en phase gazeuse et chimiluminescence [24].

II.5 Conclusion

Le gaz naturel et ses dérivés sont des sources d'énergie importante en raison de son abondance et de sa combustion plus propre. Les recherches se concentrent sur l'exploration, la production et les techniques de transport ainsi que leurs impacts environnementaux. Donc, il est important de contrôler leurs qualités afin de les commercialiser ou les valoriser.

La chromatographie en phase gazeuse offre une excellente résolution, une séparation efficace et une sensibilité élevée, ce qui en fait une méthode précise et fiable pour l'analyse des gaz naturel et les produits pétroliers. Les progrès continus dans l'instrumentation et les colonnes de chromatographie ont permis d'améliorer encore davantage les performances de cette technique. Son utilisation continue de se développer, offrant de nouvelles possibilités pour la caractérisation et la compréhension de ces échantillons gazeux essentiels dans de nombreux domaines de recherche et d'application.

Chapitre III : Matériels et méthodes

Chapitre III : matériels et méthode

III.1 Introduction

La partie expérimentale de cette étude a été réalisée en effectuant des analyses physico-chimiques sur le gaz ainsi que ses deux fractions, le GPL et le condensat. Plusieurs techniques ont été utilisées, telles que la mesure de la tension de vapeur de Reid, de la densité, de la couleur et du pouvoir calorifique supérieur. De plus, des analyses chromatographiques ont été effectuées pour déterminer la composition du gaz naturel, du GPL et du condensat. Toutes ces analyses ont été réalisées dans le laboratoire de GTL situé à Gassi Touil, Hassi Messaoud.

III.2 Présentation de lieu du stage

La région de Gassi-Touil est l'une des dix régions qui constituent actuellement la division production de la branche Amont du groupe Sonatrach. Cette dernière fait partie de la wilaya d'Ouargla. Elle est située dans le désert du Sahara à environ 1000 km au sud-est d'Alger et à 150 Km au sud de HASSI MESSAOUD, elle est implantée au lieu-dit HASSI TOUAREG. Cette région est Située à côté de la route nationale N° 3, reliant OUARGLA à IN AMENAS. Sa superficie est d'environ 170 Km de long sur 105 Km de large.

Avec une altitude moyenne de 200 m au-dessus de la surface de la mer, la température varie entre une température max de 50°C en été et une température min de - 05° C en hiver.

Elle dispose de différentes installations de base, permettant d'assurer la production, le stockage et l'expédition des hydrocarbures. La région de GASSI-TOUIL est à vocation pétrolière et gazière, elle est composée de plusieurs champs.

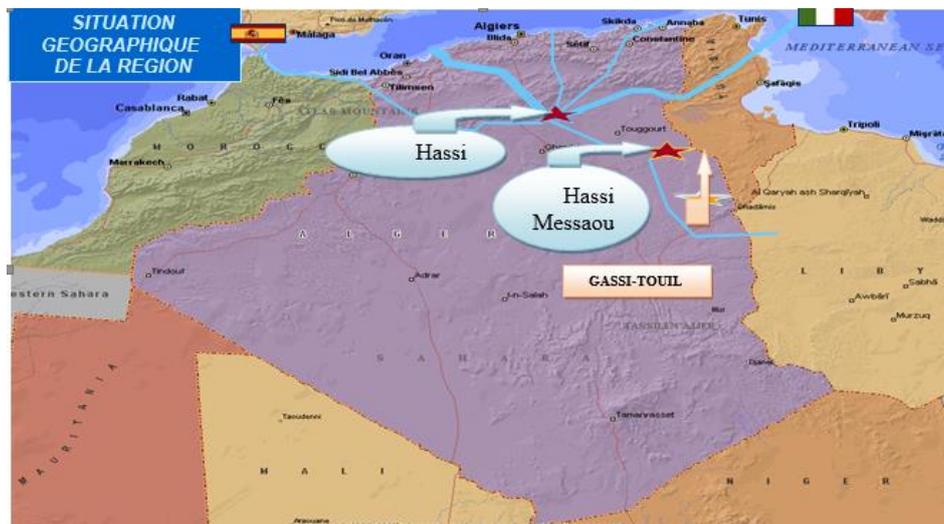


Figure III.1 : localisation géographique de la région GTL, à l'échelle national

III.2.1 Historique

Le champ de Gassi Touil a été découvert en 1961 par le forage de GTL 1 implanté au sommet de la structure (COPEFA - CEP). Ce forage a mis en évidence la présence de gaz dans les réservoirs des Trias Supérieur et Inférieur. Il a fallu attendre le forage de GTL 3 (Novembre 1962 - Mars 1963), implanté sur le flanc Est de la structure, pour découvrir de l'huile dans le Trias Inférieur à une profondeur de 2100 m, soit - 1891 m absolu. Le forage de GTL 4 (Juin 1963 en Octobre 1963) a aussi montré que le Trias Intermédiaire était imprégné d'huile dans cette zone à une profondeur de 2020 à 2037 m. Le développement de ce champ a été poursuivi très rapidement durant les deux années suivantes où pas moins de 30 puits ont été forés et mis en exploitation. Depuis, le forage de nouveaux puits a continué jusqu'en 1974, pour délimiter les contours du gisement.

La région de Gassi Touil est composée de plusieurs champs dont les principaux :

NEZLA Nord découvert en 1958, 10 puits forés de l'huile et de gaz ;

NEZLA Sud découvert en 1958, 21 puits forés de gaz ;

Hassi Touareg Nord découvert en 1959, 08 puits forés de gaz ;

Hassi Touareg Sud découvert en 1959, 06 puits forés de gaz ;

Gassi Touil découvert en 1961, 80 puits forés d'huile et gaz ;

Hassi Chergui Nord découvert en 1962, 01 puits forés d'huile ;

Hassi Chergui Sud découvert en 1962, 09 puits forés d'huile

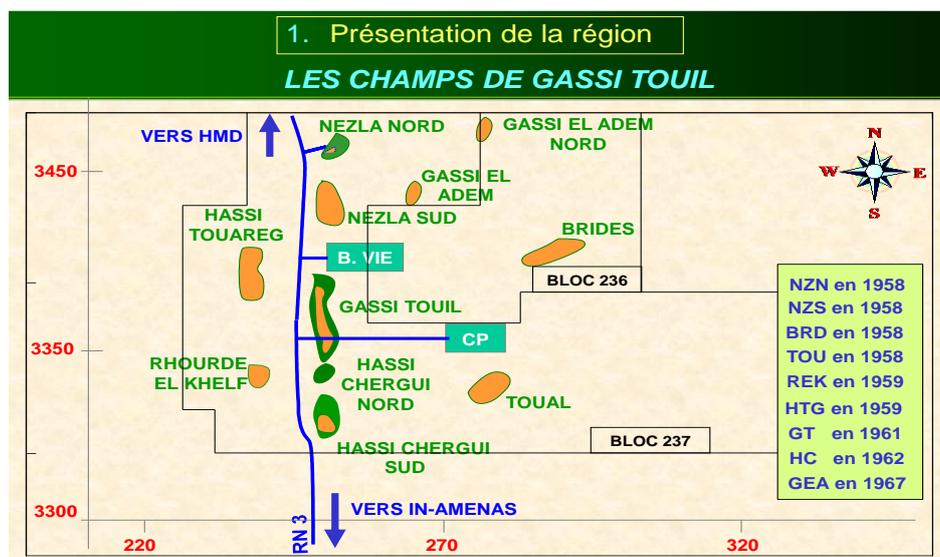


Figure III.2 : Principaux champs de la région GTL.

III.2.2 Le centre de production de la région GTL

Les installations pétrolières et gazières du site de Gassi Touil composent par deux centres de productions comme suite :

- Le CP (centre de production de traitement de brute)
- Le CPF (centre de traitement de Gaz).

- ***Présentation de centre de traitement de Gaz CPF***

L'usine des installations centrales de production CPF sera conçue pour traiter 12 millions de mètres cubes de gaz par jour (12Mm³/j) provenant des champs de Gassi touil. La capacité de fonctionnement de l'usine CPF sera comprise entre 30% (3,6 millions de mètres cubes de gaz par jour) et 110% (13,2 millions de mètres cubes de gaz par jour) de la capacité de base. La disponibilité de l'usine CPF sera d'au moins 0,945 (soit 345 jours par an). L'usine des Installations Centrales de Production (CPF) permettra de produire du GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié), du condensat et du gaz résiduaire (gaz de vente).

Les Installations de surface du projet Gassi Touil permettront la collecte, le traitement et l'exportation des volumes de gaz extraits des gisements de gaz naturel suivants : (Brides, Nezla, Gassi El Adem, Gassi Touil, Toual, Hassi Touareg et Rhourde El Khlef).

Les gisements de Gassi Touil renferment du gaz humide à différentes profondeurs et sous différentes pressions et ne contenant pas de HS (hydrogène sulfure). Le nombre total de puits du Projet Gassi Touil est estimé à 54, dont 30 déjà en place. Les flux des réseaux de collecte et de transport et de l'usine CPF sont schématisés dans (Annexe A).

III.3 Problématique

L'analyse du gaz naturel et de ses dérivés, tels que le GPL et le condensat, revêt une grande importance pour plusieurs raisons. Tout d'abord, elle permet de déterminer la composition précise de ces substances, ce qui est essentiel pour évaluer leur qualité, leur valeur commerciale et leur conformité aux normes réglementaires. En connaissant la composition du gaz naturel, du GPL et du condensat, il est possible d'optimiser leur utilisation économique en identifiant les meilleures applications et stratégies de valorisation. De plus, l'analyse contribue au contrôle de la qualité et de la sécurité de ces produits, en vérifiant leur conformité aux spécifications requises dans différents secteurs d'utilisation. Elle permet également d'optimiser les processus de production, de traitement et de distribution en prenant des décisions pertinentes basées sur

les caractéristiques physico-chimiques de ces produits. Enfin, l'analyse du gaz naturel et de ses dérivés joue un rôle important dans le contrôle environnemental en évaluant les émissions de gaz à effet de serre et d'autres polluants liés à leur utilisation, ce qui permet de mettre en place des mesures de réduction des impacts environnementaux. En résumé, l'analyse de ces substances offre des informations essentielles pour une utilisation rationnelle, un contrôle de qualité, une optimisation des processus et une gestion durable. L'intérêt final de l'analyse est de fournir des informations essentielles pour la prise de décisions, que ce soit dans le domaine de l'industrie, de l'énergie, de la distribution ou de l'utilisation résidentielle, afin d'optimiser l'efficacité, de garantir la conformité aux réglementations et de maximiser la valeur et l'exploitation de ces ressources.

L'objectif de ce travail est d'analyser et caractériser le gaz naturel, le GPL (gaz de pétrole liquéfié) et le condensat ainsi que d'évaluer ces produits sur le plan de leur composition, de leurs propriétés physico-chimiques et de leur qualité. L'analyse vise à déterminer précisément la composition de ces produits, en identifiant les différentes espèces chimiques présentes, leurs proportions relatives et leurs caractéristiques spécifiques. Cela permet de connaître la valeur énergétique du gaz, de déterminer son potentiel économique. De plus, l'analyse permet de contrôler la présence éventuelle d'impuretés, de contaminants ou de composés indésirables, qui pourraient influencer la performance ou la sécurité lors de l'utilisation de ces substances.

III.4 Matériels et Méthodes

Le matériel utilisé est présenté dans ce tableau ci-dessous :

Tableau III.1 : Matériels utilisés dans cette étude.

Matériels	Utilisation
Chromatographie en phase gazeuse BEKEUR 450 – GC 51	Analyser le GPL
Chromatographie en phase gazeuse BAKEUR 450 – GC 52	Analyser le GAZ
Bain marie	évaporer les lourds C5+
Etuve thermocentre	sécher et désinfecter
Hygromètre	Mesurer l'humidité et du point de rosée
Analyseur de mercure WA-4	Déterminer la teneur en mercure
Spectrophotomètre DR 2800	Déterminer le taux de fer totale
pH mètre	Mesurer le Ph
Appareil de mesure pour la TVR :bain thermostatique, chambres et manomètres	Mesurer la TVR des condensats
Congélateur	Refroidir les condensats
Réfrigérateur	Stocker des produits

Densimètre	Mesurer la densité du condensat
Agitateur magnétique	Agiter le mélange
Thermomètre digital	Mesurer la température
Dessiccateur	Mesurer la teneur en humidité
Pompe à vide	Assurer la dépression d'air dans les organe connectés
Appareil de mesure des hydrocarbures HORIBA OCMA 310	Analyser les hydrocarbures
Analyseur DBO (Oxi Top)	Mesurer DBO
Flexible acier inoxydable	

III.5 Échantillonnage

III.5.1 Échantillonnage du gaz

Différentes méthodes d'échantillonnage sont utilisées, telles que l'échantillonnage en phase gazeuse, par aspiration, par adsorption, par dilution, ou par piège cryogénique. Le prélèvement d'échantillons se fait à l'aide de dispositifs spécifiques tels que des bouteilles en acier inoxydable (Voir la figure III.3), des sacs ou des tubes d'échantillonnage. Il est essentiel de prendre en compte des facteurs tels que la sélection du site de prélèvement, la conservation et le transport appropriés des échantillons. Cela garantit la représentativité de l'échantillon et la fiabilité des résultats obtenus pour l'analyse des composés gazeux.



Figure III.3 : Bouteille d'échantillonnage de gaz

III.5.1.1 Mode opératoire du système d'échantillonnage

La figure ci-dessous représente le schéma synoptique de dispositif d'échantillonnage au niveau de l'unité de traitement du gaz à Gassi Touil.

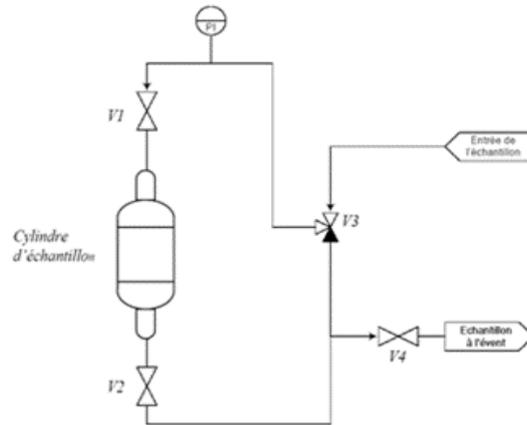


Figure III.4 : Schéma échantillonneur type SC-A

Divers points d'échantillonnage du gaz localisés existent au niveau de la région GTL.

Le tableau suivant représente les principaux points d'échantillonnage :

Tableau III. 2 : Les points d'échantillonnage du gaz à GTL

Type d'échantillon	Tag name	Zone	Type point d'échantillonnage
Gaz d'expédition	27-PI-2004	36V	SC-A
Fuel gaz	45-PI-1008	410	SC-A
Residue gaz	45-PI-2035	G11	SC-A

La procédure d'échantillonnage est la suivante :

1. Vérifier que les vannes d'échantillon et la vanne du contrôle de débit sont fermées.
2. Purger le circuit vert torche
3. Disposer la bouteille d'échantillonnage
4. Fixer la bouteille d'échantillonnage à la station d'échantillonnage en ouvrant ses deux vannes.
5. Ouvrir la vanne de contrôle au débit désiré.
6. Attendre quelques minutes pour éliminer les traces de l'échantillon précédent pour s'assurer d'avoir un nouvel échantillon représentatif.
7. Fermer la vanne de sortie de la bouteille.
8. Après 5min fermer la vanne d'entrée de la bouteille

9. Mettre la vanne d'échantillon dans la position équilibrée (équilibre) et observer la pression se stabilise à zéro.
10. Fermer la vanne du contrôle de débit et remettre la vanne d'échantillon sur la position fermée et retirer la bouteille d'échantillonnage.

III.5.2 Échantillonnage du GPL

Pour prélever des échantillons de GPL (gaz de pétrole liquéfié), une méthode spécifique est utilisée. Dans ce cas, un échantillonneur de type SC-C (Système de Condensation - Phase Composés liquides) est utilisé (Voir la figure III.5). Cet échantillonneur est conçu pour les gaz contenant des hydrocarbures liquides, comme c'est le cas pour le GPL. L'échantillonnage du GPL s'effectue en utilisant une bouteille en acier inoxydable avec un revêtement intérieur en téflon (Voir figure III.6). Une fois les échantillons de GPL prélevés à l'aide de l'échantillonneur SC-C, ils sont transportés au laboratoire pour y être analysés par chromatographie en phase gazeuse. Cette technique permet de déterminer la composition et les propriétés du GPL, telles que la quantité et le type d'hydrocarbures présents.

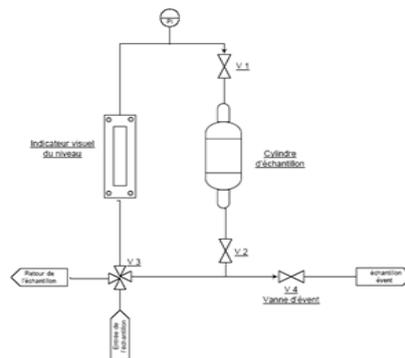


Figure III. 5 : Schéma échantillonneur.



Figure III. 6 : Bouteille d'échantillonnage de GPL.

A GTL, les points d'échantillonnage de GPL sont localisés selon la liste suivante :

Tableau III. 3 : Les points d'échantillonnage du GPL à la région GTL

Type d'échantillon	Tag Name	Zone	Type point d'échantillonnage
GPL d'expédition	33-PI-2004	31G	SC-C
GPL procèsse	21-PI-1042	P10	SC-C

III.5.3 Échantillonnage du condensat

A la région GTL, il y a deux méthodes de prise d'échantillon, selon le point l'échantillonnage :

- Point avec échantillonneur,
- Purge d'un bac de stockage.

L'échantillonnage du condensat peut se faire à l'aide d'une bouteille en plastique (Figure III.7).



Figure III.7 : bouteille d'échantillonnage de condensat.

Les points d'échantillonnage sont résumés dans le tableau suivant.

Tableau III. 4 : Les points d'échantillonnage du condensat à GTL

Type d'échantillon	Tag Name	Zone	Type point d'échantillonnage
Condensat d'expédition	35-PI-1016	31C	SC-C2
Condensat procèsse	21-PI-1039	P10	SC-C2

III.6 Caractérisation physicochimique du gaz naturel

III.6.1 Détermination de la composition du gaz naturel par CPG

Cette méthode permet la détermination complète de la composition d'un gaz naturel, la composition du gaz à analyser est comparée à celle d'un gaz standard analysé dans les mêmes conditions et dont la composition est connue. Les composants du gaz naturel sont physiquement séparés par chromatographie en phase gazeuse (CPG). En CPG la phase mobile est un gaz, ce fluide traverse une colonne renfermant des granulés poreux qui constitue la phase stationnaire. Lorsqu'un échantillon à analyser est injecté et vaporisé ; ces constituants sont entraînés à des vitesses inégales par la phase mobile, à la sortie de la colonne se trouve un détecteur relié à un enregistreur. L'appareil utilisé pour analyser un échantillon de gaz est appelé chromatographie en phase gazeuse BRUKER 450-GC (Figure III.8) est associé avec un logiciel qui permet tous les calculs spécifiques liés à l'analyse du Gaz ainsi que l'obtention de rapports personnalisés. La norme utilisée est : *analysis for Natural gaz and similar gaseous mixtures by gaz chromatography GPA 2261*.



Figure III.8 : chromatographie BRUKER 450-GC.

Dans cette analyse le vecteur est l'hélium avec un débit de 5ml/min et une pression de 6.5 psi (voir figure III.8). En plus et pour allumer la flamme du FID on utilise hydrogène à 30ml/min et de l'air à 300 ml/min. l'azote à 5 psi est le gaz actuateur d'ouverture des vannes



Figure III.9 : Les bouteilles des gaz vecteurs.

III.6.1.1 Type de Colonnes et four utilisé pour l'analyse CPG du Gaz et GPL

Les colonnes sont du type colonne remplie non polaire, 0.25 μ m épaisseur de film, 15m x 0.25mm. Les colonnes sont faites avec des tubes en acier inoxydable, de diamètre intérieur de 2 mm, et sont enroulées sous forme hélicoïdale. Elles sont remplies d'un support poreux, inerte et stable à température élevée, imprégné de phase stationnaire (silicone), Il se compose de trois colonnes de séparation :

- Colonne à tamis moléculaire (3 ft) pour l'O₂ et N₂,
- Colonne 30% DC200/500 (30 ft) pour des hydrocarbures C₁ à C₅ et CO₂, Chrom PAW
- Colonne 30% DC200/500 (2 ft) pour les hexanes ou plus lourds, Chrom PAW

Bain d'air chauffé par une résistance électrique réglée par un thermostat et homogénéisé par ventilateur.

Le four travaille en mode "isotherme", la température est constante le long de toute l'analyse à 120°C (Voir Figure III.10).

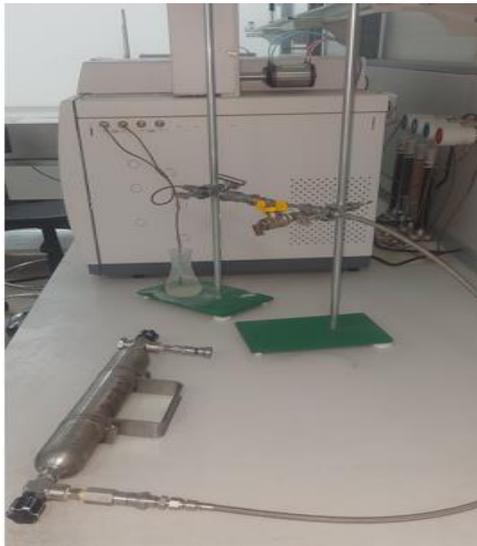


Figure III.10 : Le four et les colonnes de la Chromatographie BRUKER 450-GC.

III.6.1.2 Système d'injection de l'échantillon

Il s'agit d'une vanne d'injection à voies multiples (dans notre cas 10 voies), permet à la fois l'introduction de l'échantillon dans la colonne du chromatographe.

- *Quantité d'échantillon injectée d'échantillon gazeux* 1 μ m



(A)



(B)

Figure III.11 : Système d'injection dans la chromatographie BEKEUR 450-CG (**A** pour le Gaz et **B** pour le GPL).

III.6.1.3 Type de détecteur

En sortie de colonne, les analytes rencontrent les détecteurs, dont le rôle est identifié qualitativement et quantitativement les constituants séparés par la colonne, dans notre cas les détecteurs utilisés sont le FID et TCD :

- TCD : Est un détecteur utilisé pour analyser les gaz inorganiques (tels que, l'azote, le dioxyde de carbone). Notre TCD utilise un équilibrage automatique du pont, il a une de détectivité 300 pg/mL (Butane) ;
- FID : Il utilise une flamme hydrogène / air dans laquelle l'échantillon est passé pour oxyder des molécules organiques et produire des particules chargées électriquement (des ions). Notre FID utilise un allumeur en céramique qui peut fonctionner à chaud en continu, rallumage automatique la flamme, il a une de détectivité 2 pg °C/sec.

III.6.1.4 Système de traitement des données Galaxie

La Galaxie chromatographie est un logiciel de traitement des données de chromatographie CPG au niveau de GTL, il exploite le signal transmis par les détecteurs, et calcule la surface intégrée de chaque constituant.

III.6.1.5 Fréquence de l'analyse

La fréquence des analyses est deux fois par jour avec une durée de 25min :

- **Gaz d'expédition** : une fois par jour ;
- **Fuel gaz** : une fois par jour

III.6.1.6 Procédure d'analyse CPG

Mode opératoire pour réaliser une analyse CPG :

- Vérifier qu'une colonne (ou plusieurs) est/sont déjà en place dans le chromatographe.
- Programmer le four. Si des conditions expérimentales adéquates sont déjà connues, les utiliser. Sinon :
- Une méthode de type gradient est souvent suffisante. Balayer une grande plage de température, par exemple de 50 à 250 °C sur 10 min.
- Si une méthode isotherme est désirée, commencer par le même gradient, puis resserrer les valeurs extrémales par itération pour obtenir le pic correspondant à l'analyte d'intérêt au temps de rétention jugé adéquat.

- Préparer une solution d'échantillon à une concentration environ égale à 1mg.mL^{-1} , dans un solvant volatil (par exemple diéther, cyclohexane, acétate d'éthyle).
- Choisir la colonne. Par défaut, une colonne apolaire est suffisante. On réserve généralement l'utilisation de colonnes polaires aux cas où les volatilités des analytes à séparer sont très proches.
- Injecter environ $1\ \mu\text{L}$ dans l'injecteur. Par défaut, on peut choisir comme température de l'injecteur la plus haute température atteinte dans le four pendant l'analyse.
- Afin de nettoyer la colonne, on peut la laisser quelques minutes à la température maximale d'utilisation. Ceci permet de débarrasser la colonne des analytes les moins volatiles qui ne sont pas sortis de la colonne à la fin de l'analyse, et risquent de sortir lors d'une injection ultérieure.

III.7 Propriétés physico-chimiques du gaz et ses dérivés

Ils sont calculés sur l'Excel par la formule comme suit :

III.7.1 Pouvoir calorifique supérieur

$$\text{PCS} [\text{kcal/Sm}^3] = \text{PCS}_{\text{GPL}} [\text{MJ/ Sm}^3] / (4182 \times 1000000)$$

III.7.2 Densité

$$\text{D} = [(\text{SD CO}_2 \times \% \text{CO}_2) + (\text{SD N}_2 \times \% \text{N}_2) + [(\text{SD C1} \times \% \text{C1}) + (\text{SD C2} \times \% \text{C2}) + (\text{SD C3} \times \% \text{C3}) + (\text{SD iC4} \times \% \text{iC4}) + (\text{SD nC4} \times \% \text{nC4}) + (\text{SD iC5} \times \% \text{iC5}) + (\text{SD nC5} \times \% \text{nC5}) + (\text{SD C6} \times \% \text{C6}) + (\text{SD C7}^+ \times \% \text{C7}^+)] / 100$$

- SD : densité standard

III.7.3 Le poids moléculaire

$$\text{PM} [\text{L.mol}^{-1}] = [(\text{PM CO}_2 \times \% \text{CO}_2) + (\text{PM N}_2 \times \% \text{N}_2) + [(\text{PM C1} \times \% \text{C1}) + (\text{PM C2} \times \% \text{C2}) + (\text{PM C3} \times \% \text{C3}) + (\text{PM iC4} \times \% \text{iC4}) + (\text{PM nC4} \times \% \text{nC4}) + (\text{PM iC5} \times \% \text{iC5}) + (\text{PM nC5} \times \% \text{nC5}) + (\text{PM C6} \times \% \text{C6}) + (\text{PM C7}^+ \times \% \text{C7}^+)] / 100.$$

III.7.4 Détermination de la teneur en vapeur d'eau dans les combustibles gazeux par mesure du point de Rosée des hydrocarbures

Méthode d'essai standard pour la teneur en vapeur d'eau des carburants gazeux à l'aide d'un analyseur d'humidité électronique (appareil à point de rosée). L'appareillage comprend (Voir figure III.12) :

- Dispositif électrique Cermax IS.
- Thermomètre.
- Récipient réfrigérant.
- Réactif : réfrigérant convenable pour obtenir la température voulue.

Le point de rosée de l'eau est défini comme la température (à une pression spécifiée) à laquelle l'eau liquide commencera à se condenser à partir de la vapeur d'eau présente

L'appareil de mesure du point de rosée CERMAX IS utilise une cellule Al_2O_3 pur.



Figure III.12: Appareil portable de point de rosée de l'eau (Cermax IS).

III.7.4.1 Mode opératoire pour la détermination du point de rosée

- Purger la ligne d'échantillonnage sur site.
- Connecter la ligne d'échantillonnage gaz naturel à l'appareil.
- Ouvrir la vanne A, et rincer la ligne de prélèvement avec un débit de 6 l/min (pendant 2 min).
- Fermer la vanne A et ouvrir complètement la vanne C

- Régler le débit de 5 l/min avec la vanne B
- On mettre l'analyseur en service (appuyer ‘‘ON’’)
- Sélectionner "Default" (appuyer ‘‘select’’)
- Appuyer sur le bouton "Setup"
- Sélectionner "DP" (en 0C)
- Appuyer sur le bouton "Display"
- Attendre que la lecture passe de "RESPONDING" à "STABLE" sur l'écran (maximum 15 min)
- Lire le résultat sur l'affichage

III.7.5 Mode opératoire pour la détermination du taux de l'humidité

Le même équipé est utilisé pour la détermination du taux d'humidité, donc il faut suivre les mêmes étapes précédentes et les étapes suivantes :

- Appuyer sur le bouton "setup"
- Sélectionner ppmv (appuyer "select")
- Sélectionnez "AUX DISPLAY"
- Entrer la température en 0C, et Entrer la pression en barg (sélectionner "set press", Sensor: sélectionner "at Press"). 'Dp' déjà sélectionné.
- Appuyer sur le bouton "Display", et lire le résultat sur l'affichage (‘‘STABLE’’ sur l'écran).

NB : Il faut veiller à ce que le gaz raccordé au l'instrument ne contient aucun liquide sous forme de gouttelettes.

III.7.6 Détermination de la teneur en mercure

Le mercure existe naturellement à l'état de traces dans le gaz naturel. La concentration typique de mercure dans le gaz naturel se situe < 10 ng/m³. Même en petites quantités, le mercure peut endommager les équipements, en particulier les équipements en aluminium.

Les analyses sont effectuées selon la norme **“ASTM D5954 Standard Test Method for Mercury Sampling and Measurement in Natural Gas by Atomic Absorption Spectroscopy¹ (MERCURY ANALYZER WA-4)”**.

III.7.6.1 Principe

Les tubes collecteurs de mercure dans lesquels le mercure a été collecté sous forme d'amalgame d'or, sont placés dans le four de chauffage et chauffés. Le mercure ainsi vaporisé, est ensuite lavé et déshumidifié dans une unité de refroidissement électronique. Par la suite, le mercure est passé à travers un autre collecteur de mercure afin d'être collecté sélectivement. Une fois la collecte terminée, le tube collecteur est chauffé conformément à la plage de mesure. Le mercure ainsi libéré est introduit dans la cellule d'absorption où l'absorption atomique est mesurée à une longueur d'onde de 253,7 nm.

L'appareillage comprend :

Analyseur de mercure WA-4

- Tube collecteur de mercure (160 mm)
- Mini pompe
- Sachets d'échantillonnage de gaz, capacité de 50 litres

➤ Réactif

- Sachets phosphate buffer, pH=10 (en poudre).



Figure III.13 : Appareil Mercury Analyzer WA-4.

III.7.6.2 Mode opératoire

- Remplir le sachet d'échantillonnage avec du gaz naturel.
- A l'aide d'un mini pompe, Passez un volume V1 d'échantillon de gaz à travers le tube collecteur.

- Verser une solution tampon dans la bouteille de lavage de l'appareil (environ 20 mm)
- On mettre l'appareil en service et laisser stabiliser (pendant 20 minutes).
- Insérez le tube collecteur dans le four de chauffage (la partie étroite du tube doit venir dans le sens aval du flux de gaz).
- Sélectionnez la plage de mesure de l'échantillon.
- Démarrer la mesure (appuyer START), puis régler le débit à 0,5 l/min.
- La valeur mesurée m1 s'affiche en ng.

La teneur en mercure est calculée :

$$\text{Teneur en mercure (ng/m3)} = \frac{m_1}{V_1} \times 1000$$

- m_1 = La quantité de mercure dans V1 de gaz naturel (en ng)
- V_1 = volume d'échantillon prélevé (en L).

III. 8 Analyse du GPL

III.8.1 Analyse du GPL par CPG

L'analyse chromatographique de GPL, s'effectue de la même façon que celle du gaz sec sauf ici : L'échantillon est préchauffé à travers un tube en spirale dans un bain d'eau à 70 °C, et aussi pour l'analyse quantitative du GPL les facteurs de correction sont déterminés à partir d'un GPL standard.

La composition déterminée par GPL est utilisée pour calculer certaines propriétés physiques du GPL comme la densité, pouvoir calorifique et le poids moléculaire. Ils sont calculés sur l'Excel avec les mêmes formules que le gaz. Les analyses sont effectuées selon la normes « **Standard Test Method for Analysis of Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propene concentrates by Gas Chromatography ASTM D 2163** ».

➤ *Fréquence de l'analyse*

- GPL d'expédition : 1 fois par jour
- GPL Procèsse P10 : deux fois par jour (Par poste)

III.9 Analyse du condensat

III.9.1 Détermination de la densité

La densité est un paramètre physique sans dimension spécifique à chaque produit. C'est le rapport entre la masse d'un certain volume d'échantillon à une température donnée et celle du

même volume de l'échantillon de référence, généralement l'eau à 4°C. La terminologie anglo-saxonne, propose la spécific gravity, définie pour deux températures standards identiques, soit 60°F que l'on note (SPGR 60°F/60°) : équivalent à la densité à 15°C définie par :

$$\text{SpGr}_{60^\circ\text{F}/60^\circ\text{F}} = d_{4^{15}} / 0.99904$$

De plus, dans l'industrie pétrolière la densité est souvent mesurée en degré API, défini par l'American Petroleum Institute comme fonction hyperbolique de la spécific gravity

$$^\circ\text{API} = 141.5 / \text{SpGr}_{60/60^\circ\text{F}} - 131.5$$

Cette unité correspond à l'ancien degré baumé : les coefficients 141.5 et 131.5 de la formule degré API ont été introduits pour compenser l'erreur d'étalonnage des premiers hydromètres mis en service et gradués en échelle baumé.

Le calcul de la densité à 20°C à partir de la densité à n'importe quelle température se fait selon la formule :

$$d_{4^{20}} = d_{4^t} + K(t-20).$$

Où K est un coefficient dépendant de la densité, selon le tableau suivant :

Tableau III.5. Valeurs de la constante K. [14]

$d_{4^{20}}$	0.6 – 0.7	0.7 – 0.76	0.76 – 0.8	0.8 – 0.85	0.85 – 0.88	0.88 – 0.9
K	0.0009	0.00085	0.0008	0.00075	0.00065	0.00062

Cette méthode d'essai couvre la détermination en laboratoire à l'aide d'un densimètre (hydromètre) en verre (Voir figure III.14), la densité des produits pétroliers, sous forme de liquides selon la norme « Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method1 ASTM D 1298-85 ». Les valeurs sont déterminées aux températures 15 °C (ou 60 °F). Les mesures s'effectuent avec un densimètre standard en verre lesté au plomb. Le densimètre est plongé dans le liquide préalablement (condensat) placé dans un cylindre de mesure. L'enfoncement dans le fluide varie en fonction de sa densité Selon le principe d'Archimède, dont la valeur est lue directement grâce à un échèle graduée.

L'appareillage comprend :

- Rack densité à 3 cylindres à double paroi.
- Bain marie thermostatique (contrôlée électroniquement)
- Hydromètre (Densimètre).

- Thermomètre



Figure III.14 : montage de mesure de densité

III.9.1.1 Mode opératoire

- On règle la température de dispositif à température stabilisée 15 °C.
- Transférer le condensat dans le cylindre de dispositif sans éclaboussures, pour éviter la formation de bulles d'air et minimiser l'évaporation des constituants a plus volatils.
- Lentement insérer le densimètre dans l'échantillon de condensat jusqu'à ce qu'il flotte par lui- même.
- On donne une petite pousse sur le densimètre et le laisser remonter jusqu'à ce qu'il repose et flotte librement à l'écart des parois de l'éprouvette.
- Laisser suffisamment de temps pour que le densimètre s'immobilise et pour que toutes les bulles d'air remontent à la surface.
- Insérer le thermomètre pour vérifier la température juste avant la lecture.
- Une fois le densimètre bien équilibré et flottant librement sans toucher la paroi de l'éprouvette, on lit la densité de condensat.

NB : Si la température de mesure diffère de la température de référence (15C°), ceci est généralement possible à l'aide d'une des tables de correction ASTM D1250.

III.9.2 Détermination de la TVR

La pression de vapeur de Reid est la pression exercée par la vapeur d'un liquide lorsqu'il est en équilibre avec le liquide à 37,8 °C (100 °F). La valeur lue sur le manomètre est la pression de vapeur Reid, il exprime en psi. La méthode de mesure utilisée est :

- ASTM D-323 Méthode d'essai standard pour la pression de vapeur des produits pétroliers (Méthode de Reid).

➤ **Appareillage**

- Bain thermostaté, réglé à une température de 37.8°C (70 L)
- Une bombe de Reid : chambre à air + chambre à échantillon + manomètre 0-5 bars
- Manomètre (0 à 15 psi)
- Congélateur



Figure III.15 : Appareillage du la TVR du condensat.

➤ *Fréquence de l'analyse*

- Condensats d'expédition : une fois par jour
- Condensats process P10 : trois fois par jour

III.9.2.1 Mode opératoire

- On règle la température de bain à température stabilisée 37.8 °C, d'autre part, on laisse refroidir entre (0°C 4°C) la bombe de Reid et le condensat à analyser dans un congélateur pour ne pas perdre les légers.
- On remplit la chambre d'échantillon avec le condensat refroidit, et connecte à la chambre d'air.
- On plonge l'appareil dans un bain thermostatique (à environ 15 min).
- On agite la bombe de Reid périodiquement jusqu'à ce que la pression se stabilise.
- On lit directement la valeur de la pression de vapeur de l'échantillon sur le manomètre, la lecture du manomètre est enregistrée comme une T.V.R (kg/cm²).

III.10 Les analyses des eaux associées

Les analyse des eaux sont effectuées au laboratoire du complexe gazier pour déterminer les caractéristiques suivantes et permettre un bon suivi de la qualité des eaux associées au traitement du gaz.

III.10.1 Détermination de pH

Il y a deux méthodes pour déterminer le pH, par pH mètre ou par le papier pH. Le papier pH, se présente sous la forme de bandes étroites de papier imbibées d'un indicateur universel (voir la figure III.16). Il se compose d'un mélange d'indicateurs de différentes couleurs qui varient en fonction du pH de la solution testée. Une goutte du liquide à évaluer est déposée sur le papier pH et un changement de coloration s'observe immédiatement.

La lecture et l'interprétation des résultats se font par comparaison entre la teinte obtenue et le code couleur fourni avec la boîte de papier pH.

On peut encore déterminer le pH de la solution par l'équipement pH-mètre (Voir le Figure III.17).



Figure III.16 : papier pH



Figure III.17 : pH mètre

III.10.2 Détermination des matières en suspension (MES)

Les matières en suspension (MES) sont des matières solides présentes dans un liquide : visibles à l'œil nu, elles sont indissolubles et peuvent être organiques ou minérales.

Cette méthode définit les matières en suspension (MES) comme étant les résidus retenus sur une membrane filtrante.

Une quantité déterminée d'eau est filtrée sous pression réduite à travers un filtre préposé. Le poids de filtrat est mesuré après séchage à 105 °C.

➤ *Appareillage*

- Porte-filtre en verre inclure :
 - Entonnoir en verre 300 ml
 - Pince à ressort
 - Joint d'étanchéité PTFE
- Filtre à membrane
- Plats à évaporation
- Flacon filtrant sous vide
- Pompe à vide
- Flexibles en caoutchouc silicone (4,8 mm)
- Balance analytique
- Four de séchage
- Dessiccateur
- Pince en acier inoxydable
- Verre de montre, 80 mm



Figure III.18 : détermination de MES

III.10.2.1 Mode opératoire

Conditionnement des filtres :

- Placer un filtre dans le dispositif (côté rugueux sur le dessus).
- Mettre en marche la pompe à vide et ajouter 100 ml d'eau sur le filtre, laissé l'eau de rinçage s'écouler.

- Retirer et déposer le filtre rincé dans un verre de montre.
- Placer le verre de montre contenant le filtre dans une étuve à 105°C pendant au moins deux heures.
- Placer ensuite le filtre au dessiccateur pour au moins deux heures, pour utilisation ultérieure.

NB : *Après séchage au four, le filtre doit être manipulé uniquement avec des pinces en acier inoxydable.*

➤ **Dosage**

- Peser le filtre conditionné avec la balance analytique, et transférez-le dans le dispositif de filtration.
- Prélever un volume d'échantillon (100 ml).
- Verser l'échantillon sur le filtre en appliquant le vide.
- Rincer l'entonnoir et le filtre avec de l'eau pour déloger les particules des parois de l'entonnoir et pour éliminer les traces de matières filtrables.
- Retirer le filtre à l'aide de la pince.
- Déposer le filtre dans l'étuve à 105°C pendant 1 heure.
- Refroidir dans un dessiccateur, puis peser

Le résultat s'exprime par la relation suivante :

$$\text{MES (mg/l)} = ((m_t - m_v) / V_{\text{éch}}) \times 1000$$

- **m_t** = masse du filtre et les matières (mg)
- **m_v** = masse du filtre vide (mg).
- **V_{éch}** = volume d'échantillon prélevé (ml)

III.10.3 Analyse des hydrocarbures (HC)

Cette analyse couvre la détermination de l'huile dans l'eau usée par une détermination infrarouge (IR) des substances extractibles au chlorotrifluoroéthylène (S-316).

L'OCMA-310 (Figure III.18) utilise le solvant spécial S-316 pour extraire les composants pétroliers des échantillons d'eau huileuse, dans un réservoir d'extraction, L'extrait est mesuré à l'aide de l'absorbance IR, une technique de spectrophotométrie infrarouge non dispersive spécifique aux hydrocarbures.

➤ Appareillage

- Appareil de mesure des hydrocarbures HORIBA OCMA 310
- Seringue de mesure pour le solvant d'extraction, 10 ml
- Seringue de mesure pour l'échantillon test, 20 ml
- Bêchers pour la vidange des échantillons

➤ Réactifs

- Solvant d'extraction (S-316)
- Acide chlorhydrique



Figure III.19 : Appareil de mesure des hydrocarbures HORIBA OCMA 310.

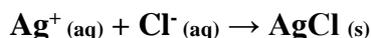
III.10.3.1 Mode opératoire

- Verser 10 ml de solvant pur (par la seringue de solvant) dans l'extracteur d'appareil.
- Ajouter une goutte d'acide chlorhydrique.
- Verser 20 ml d'échantillon (par la seringue d'échantillon) dans l'extracteur d'appareil.
- Lancer l'extraction, et après laisser passer le liquide vers l'analyseur.
- Lancer la mesure, la valeur mesurée s'affiche.

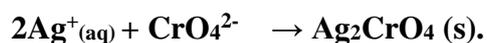
NB : Nettoyer l'extracteur d'appareil avec du solvant pur (S316) après chaque test (3 ou 4 rinçage).

III.10.4 Détermination du chlore libre et chlore total

Au cours de ce titrage, les ions chlorure réagissent avec les ions argent pour former un précipité blanc de chlorure d'argent :



L'indicateur de fin de réaction est le chromate de potassium K_2CrO_4 qui donne avec l'excès d'ions argent, en milieu neutre, un précipité rouge de chromate d'argent



Le précipité de chromate d'argent commence à apparaître uniquement lorsque les ions chlorure ont réagi.

➤ Appareillage

- Burette graduée de 25 ml
- Support pour burette
- Pipette (volume correspondant à la prise d'essai)
- Poire à pipeter
- Bêchers de 100 ml
- Agitateur magnétique
- Barreau aimanté

➤ Les réactifs

- Nitrate d'argent AgNO_3 0,1N
- Chromate de potassium K_2CrO_4
- Eau distillée ;



Figure III.20 : titrage par nitrate d'argent.

III.10.4.1 Mode opératoire

- Verser, à l'aide la pipette, un volume V_1 d'eau dans le bécher.
- Ajouter de 2 à 4 gouttes de solution de chromate de potassium K_2CrO_4 dans le bécher (la solution à titrer doit devenir jaune).
- Remplir la burette avec la solution titrant de nitrate d'argent $AgNO_3$ de concentration C_2 et ajuster le zéro (ôter toute bulle d'air).
- Faire le titrage en versant un volume V_2 de solution titrant, goutte à goutte jusqu'à l'apparition de la couleur rouge.
- Noter le volume équivalent V_2 .

Le résultat s'exprime par :

$$\text{Teneur en sel en (mg/l)} = \frac{(V_2 \times C_2 \times M_{NaCl})}{V_1} \times 1000$$

V_1 : volume de la prise d'échantillon (ml).

V_2 : volume verse d' $AgNO_3$ (ml)

C_2 : concentration d' $AgNO_3$ (0.1 mol/l) $M_{NaCl} = 58.44$ g/mol.

III.10.5 Détermination du taux de fer total (Méthode phénanthroline)

Cette méthode s'applique à la détermination du Fer total dans les eaux (Méthode phénanthroline). La phénanthroline est utilisée pour caractériser l'ion ferreux Fe^{+2} appelé encore ferroïne, complexe rouge orangé. Sa quantité est proportionnelle à l'intensité de couleur. Ce dernier, peut aussi être oxydé en Fe^{+3} ou ferriïne. La mesure du fer totale, qui correspond au fer ferreux et au fer ferrique réduit en fer ferreux. L'absorbance est lue au spectrophotomètre (Voir la figure III.21).

➤ Appareillage :

- Spectrophotomètre UV-visible, DR 2800
- Pipette 10 ml
- Deux cuves carrées en Verre, 10 ml

Réactifs

- Sachets de poudre pour réactif FerroVer, 10ml Hach



Figure III.21 : *Spectrophotomètre DR2800.*

III.10.5.1 Mode opératoire

- Sélectionner le programme d'analyse.
- Remplir une cuve carrée jusqu'au trait de 10 ml avec l'échantillon (blanc).
- Essuyer l'extérieur du blanc et l'introduire dans le compartiment de cuve. Couvrir la cuve avec le capot de l'appareil.
- Faire le zéro (Appuyer sur la touche ZERO). Apparaît à l'écran 0,00 mg/L. Retirer le blanc.
- Transférer 10 ml de l'échantillon dans une autre cuve (cuve d'échantillon).
- Transférer le contenu d'un sachet de réactif pour fer FerroVer dans une cuve d'échantillon. Agiter pour homogénéiser. Une coloration orange apparaîtra en présence de fer.
- Essuyer l'extérieur de la cuve contenant l'échantillon préparé et l'introduire dans le compartiment de cuve. Couvrir la cuve avec le capot de l'appareil.
- Laisser l'échantillon préparé, pendant 3 minutes. (Appuyer sur l'icône représentant la minuterie).
- Mesurer (Appuyer ENTER).
- Apparaît à l'écran : Les résultats en mg/l Fe

III.11 Conclusion

Le chapitre sur le matériel et les méthodes met en évidence l'importance de sélectionner le bon équipement et de suivre des méthodes rigoureuses dans la recherche et l'analyse scientifique. Le choix adéquat du matériel, qu'il s'agisse d'instruments, de réactifs ou de consommables, contribue à la fiabilité des résultats. De plus, des méthodes bien définies garantissent la reproductibilité des expériences et permettent la validation des travaux. Une description détaillée du matériel et des méthodes facilite la collaboration et l'échange d'informations au sein de la communauté scientifique. En résumé, le chapitre souligne l'importance de l'approche méthodique et documentée pour assurer la qualité et la crédibilité des travaux scientifiques.

Chapitre IV : Résultats et discussions

Chapitre VI : Discussion et résultats

IV .1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est consacré à la présentation des résultats et leurs discussions obtenues à l'issue de l'étude approfondie qui a été élaborée pendant 15 jour dans laboratoire de groupement GTL.

IV.2. Résultats des analyses du gaz naturel d'expédition

Nous avons contrôlé la qualité du gaz échantillonné au niveau du point d'échantillonnage (27-PI-2004) de Gaz d'expédition. Puis, nous avons procédé à la détermination de sa densité et son PCS et le poids moléculaire à l'aide de l'appareil Chromatographe BRUKER 450-GC, afin de comparer les résultats expérimentaux avec les résultats de l'analyse design dans les conditions instrumentales.

Pour l'identification de la composition du gaz, nous avons utilisés logiciel GALAXIE CHROMATOGRAPHY DATA SYSTEM qui est associé avec l'appareil Chromatographe BRUKER 450-GC. Les résultats sont regroupés dans le tableau

IV.2. 1 Suivi des propriétés du gaz d'expédition par CPG

L'analyse du gaz naturel par CPG permet de déterminer la composition et les concentrations des différents composants présents dans le gaz. Les données collectées du CPG servent à la détermination des propriétés du gaz d'expédition à savoir :

- Le pouvoir calorifique supérieur
- La densité
- Le poids moléculaire.

Au cours de notre séjour à la raffinerie de GTL, nous avons suivi la qualité du gaz d'expédition par CPG, et par la suite, nous avons calculé sa densité, son PCS et son poids moléculaire.

IV.2.1.1 Détermination de la composition du gaz d'expédition

Le gaz d'expédition a été analysé par CPG afin de déterminer sa composition chimique. Les figures IV.1 et IV.2 présentent les chromatogrammes du gaz d'expédition analysé par CPG-FID et CPG-TCD le même jour (30/03/2023).

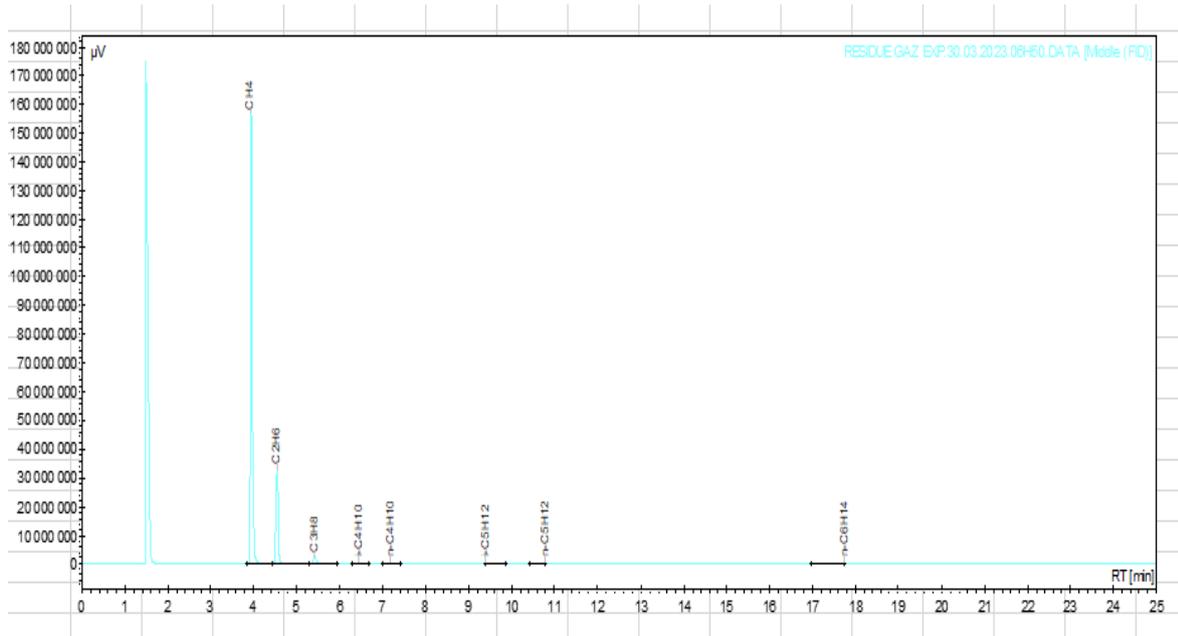


Figure IV. 1 : Chromatogramme du gaz analysé le 30/03/2023 par CPG-FID.

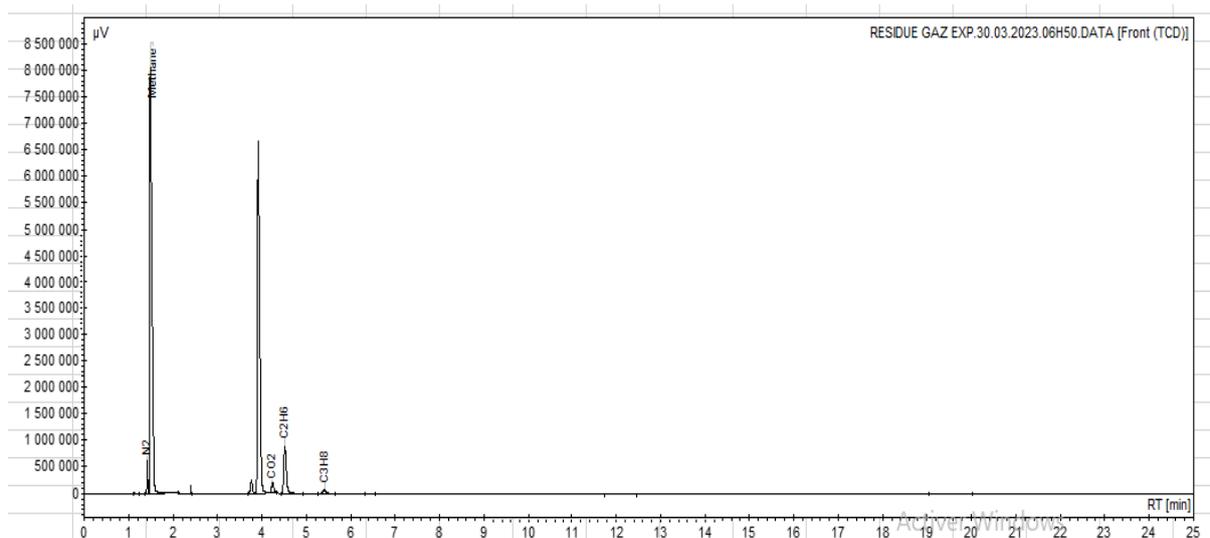


Figure IV. 2 : Chromatogramme du gaz le 30/03/2023 par CPG-TCD.

Les tableaux IV.1 et IV.2 représentent l'analyse quantitative et qualitative du gaz d'expédition par CPG-TCD et CPG-FID.

Tableau IV.1 : Analyse quantitative et qualitative du gaz faite le 30/03/2023 par CPG-TCD.

Nom	Temps(min)	Quantité	Hauteur (µm)	Surface (µv /s)	Surface(%)	Concentration %
N ₂	1,42	1,46	611894	13413,8	1,464	2,297
Méthane	1,49	47,03	8040849	430895	47,027	85,443
CO ₂	4,24	1,34	195891	12273,5	1,339	1,757
C ₂ H ₆	4,52	6,52	884807	59778,8	6,524	9,817
C ₃ H ₈	5,41	0,55	58780,1	5068,7	0,553	0,658
Total		100	1,7E +07	916279	100	100

Tableau IV. 2 : Analyse quantitative et qualitative du gaz, faite le 30/03/2023 par CPG-FID.

Nom	Temps (min)	Quantité	Hauteur (µm)	Surface (µv/s)	Surface(%)	Concentration (%)
CH ₄	3,93	79,72	1,6E +08	9369412	79,722	85,443
C ₂ H ₆	4,53	18,32	3,2 E +07	2152941	18,319	9,817
C ₃ H ₈	5,42	1,84	2426853	216411	1,841	0,658
i-C ₄ H ₁₀	6,45	0,04	36398,1	5078	0,043	0,012
n-C ₄ H ₁₀	7,18	0,03	19335,1	3354,3	0,029	0,008
i-C ₅ H ₁₂	9,4	0,01	3502,1	1378,7	0,012	0,003
n-C ₅ H ₁₂	10,78	0,01	3233,1	1116,4	0,009	0,002
n-C ₆ H ₁₄	17,75	0,02	3791,1	2930	0,025	0,004
Total		100	1,9 E + 08	1,2 E +07	100	100

➤ Interprétation

D'après les chromatogrammes obtenus de l'analyse du gaz par CPG et tableaux correspondants, nous remarquons l'analyse CPG-TCD révèle la présence des composés suivants : N₂, Méthane, CO₂, C₂H₆ et C₃H₈, alors que celle effectuée par CPG-FID révèle la présence du : CH₄, C₂H₆, C₃H₈, i-C₄H₁₀, n-C₄H₁₀, i-C₅H₁₂, n-C₅H₁₂ et n-C₆H₁₄. Cela est dû probablement au type de détecteur utilisé. En effet, Le détecteur FID mesure la quantité d'ions générés par la combustion des composants organiques présents dans l'échantillon de gaz.

Lorsque les composants passent par une flamme d'hydrogène et d'air, ils brûlent et produisent des ions qui sont collectés et convertis en un signal électrique détectable. Ce type de détecteur offre une sensibilité élevée vis-à-vis les composés organiques et il peut détecter de faibles concentrations de composants et présente une réponse linéaire sur une large plage de concentrations. Cependant, il est moins sélectif et peut ne pas détecter certains composants inorganiques ou légers tels que l'azote ou le dioxyde de carbone.

Alors que le détecteur TCD mesure les changements de conductivité thermique causés par la présence de composants différents dans l'échantillon de gaz. Lorsque les composants passent à travers une cellule chauffée, leur conductivité thermique modifie la résistance thermique de la cellule, ce qui entraîne une variation du courant électrique détecté. De plus, le détecteur TCD est moins sensible que le détecteur FID, mais il est plus universel et peut détecter une large gamme de composants, qu'ils soient organiques ou inorganiques. Il est souvent utilisé pour la détection de gaz légers tels que l'hydrogène, l'oxygène, l'azote, le dioxyde de carbone, etc. A titre d'exemple, à partir du tableau IV.1, on peut remarquer que tous les composants sont élués de la colonne aussi nous distinguons que l'apparition de premier pic qui revient au composant d'azote étant très volatil à un temps de rétention qui est 1,42 min

Pour la détection de méthane, constituant majeur du gaz d'expédition, nous avons constaté que sa surface est de $9369412\mu\text{v/s}$ tirée du chromatogramme CPG-FID. Selon la formule $m_i = K_i A_i$, la surface du pic est proportionnelle à la quantité de produit élué ce qui explique pourquoi le méthane a un pourcentage molaire de 85.443 %. Par contre, l'analyse CPG-TCD, nous donne une surface de $430895\mu\text{v/s}$ avec un pourcentage molaire de 85.443 %.

A la lumière de tous ces résultats, on peut dire que les fractions dominantes dans le gaz résidu sont C1 avec un pourcentage molaire variant entre 85% et 86% et C2 entre 09% et 10%. La présence des hydrocarbures lourdes est presque nulles ce qui prouve une meilleure séparation.

Il faut noter que les deux méthodes d'analyses chromatographiques utilisées dans ce travail s'avèrent indispensable pour la caractérisation physico-chimique du gaz naturel. Les détecteurs FID et TCD sont des détecteurs largement utilisés pour des applications spécifiques. Le choix entre les deux dépend des composants à détecter, de la sensibilité et de la sélectivité requise, ainsi que des exigences spécifiques de l'application d'analyse du gaz.

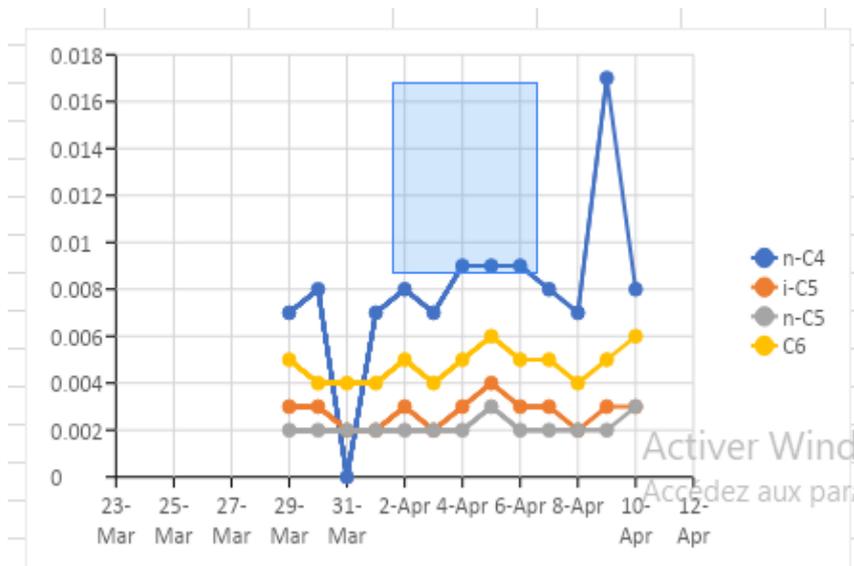
IV.2.1.2 Suivi des propriétés du gaz d'expédition

Le tableau suivant regroupe les données collectées à partir de CPG et la fiche de calcul Excel disponible au niveau du GTL.

Tableau IV.3 : Les résultats d'analyse du gaz d'expédition par CPG.

Date	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	C ₆	PSC	PM	Densité
29/03	2,352	1,735	85,575	9,640	0,669	0,012	0,007	0,003	0,002	0,005	9398,157	18,364	0,636
30/03	2,297	1,757	85,443	9,817	0,658	0,012	0,008	0,003	0,002	0,004	9411,508	18,385	0,637
31/03	2,317	1,884	85,157	9,957	0,657	0,012	0,007	0,002	0,002	0,004	9407,741	18,442	0,639
01/04	2,275	1,736	85,455	9,851	0,656	0,011	0,007	0,002	0,002	0,004	9417,189	18,380	0,636
02/04	2,335	1,712	85,510	9,751	0,643	0,012	0,008	0,003	0,002	0,005	9403,968	18,366	0,636
03/04	2,281	1,723	85,537	9,781	0,652	0,011	0,007	0,002	0,002	0,004	9412,193	18,365	0,636
04/04	2,999	1,529	85,097	9,595	0,748	0,013	0,009	0,003	0,002	0,005	9366,727	18,401	0,637
05/04	2,266	1,649	85,426	9,886	0,738	0,014	0,009	0,004	0,003	0,006	9441,289	18,378	0,637
06/04	2,413	1,685	85,390	9,734	0,746	0,013	0,009	0,003	0,002	0,005	9414,640	18,393	0,637
07/04	2,480	1,600	85,625	9,599	0,667	0,012	0,008	0,003	0,002	0,005	9396,168	18,336	0,635
08/04	2,238	1,700	85,640	9,737	0,657	0,012	0,007	0,002	0,002	0,004	9416,480	18,350	0,653
09/04	2,249	1,705	85,659	9,663	0,680	0,018	0,017	0,003	0,002	0,005	9416,527	18,356	0,636
10/04	2,172	1,719	85,621	9,827	0,631	0,012	0,008	0,003	0,003	0,006	9424,069	18,354	0,653

À partir de ce tableau précédent, nous avons tracé les courbes de la composition du gaz en fonction des jours (Voir la figure IV.3).



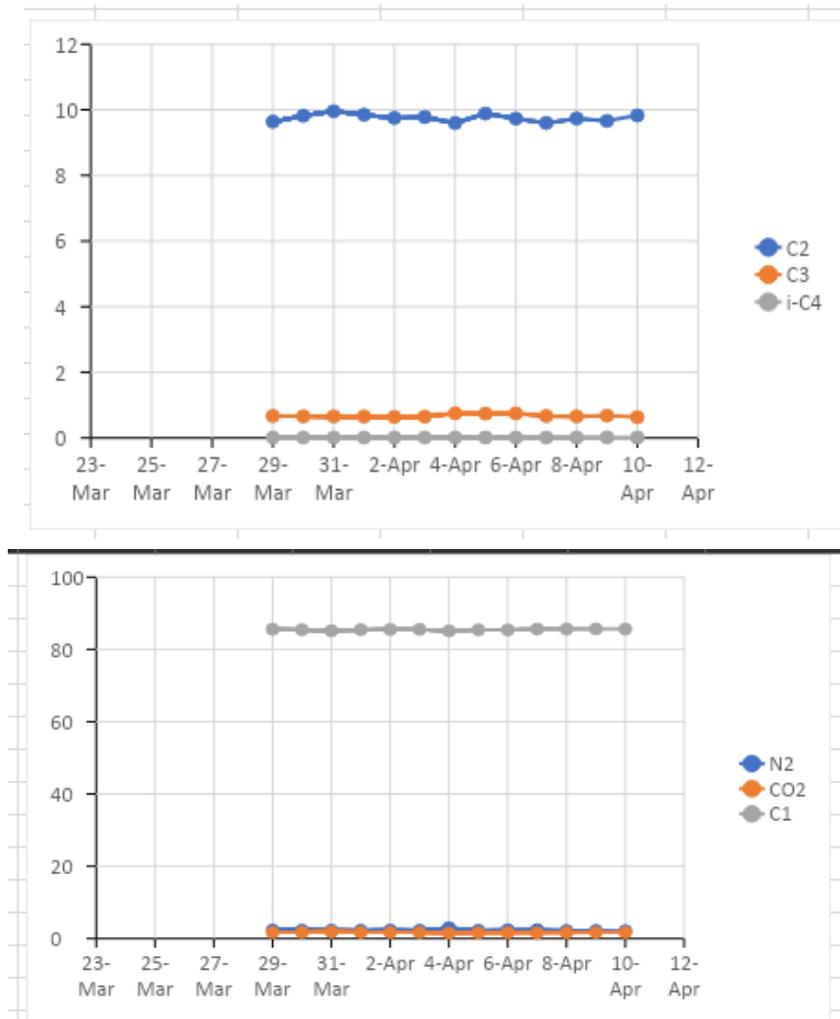


Figure IV.3 : Suivi de la composition du gaz d'expédition par CPG.

➤ **Interprétation :**

Le suivi de la composition du gaz d'expédition par CPG présente plusieurs intérêts :

Premièrement, le contrôle de la qualité du gaz par CPG permet de déterminer la composition précise du gaz d'expédition, en identifiant et quantifiant les différentes espèces chimiques présentes. Cela permet de s'assurer que le gaz respecte les normes de qualité requises et qu'il est conforme aux spécifications attendues.

Deuxièmes, l'analyse du gaz par CPG permet aussi de détecter les contaminants présents même à l'état de traces et à des concentrations très faibles. Elle peut être utilisée pour surveiller la présence de contaminants tels que les impuretés, les polluants atmosphériques ou les composés indésirables qui pourraient altérer la qualité du gaz.

De plus, en réalisant un suivi régulier de la composition du gaz d'expédition, il est possible de détecter les variations au fil du temps. Cela permet d'identifier les changements de composition qui pourraient être liés à des problèmes de production, de stockage ou de transport. Ces informations peuvent aider à prendre des mesures correctives pour maintenir la qualité du gaz. Cela permet d'optimiser les processus du traitement et valorisation. Donc, il est possible d'identifier les sources potentielles de variations ou de problèmes dans les processus de production ou de distribution du gaz. Ces informations peuvent être utilisées pour optimiser les procédures, améliorer l'efficacité et réduire les coûts.

D'après la figure IV.3, nous remarquons que les teneurs en méthane, C₂, C₃ et i-C₄ sont stable durant les deux mois d'analyses journalières. Cela est lie probablement à l'origine de gisement qui demeure inchangeable durant cette période ou relativement stable pour les hydrocarbures légers. Pareillement, pour les polluants CO₂ et N₂, nous avons constaté que leur teneur reste aussi stable. Par contre, nous avons constaté que les teneurs en hydrocarbures lourds (n-C₄, i-C₅, n-C₅ et C₆) varient au fil du temps. Par exemple, le 31/03/2023, la teneur molaire en n-C₄ est quasi nulle alors que le 09/04/2023, la teneur était de 0.017 %.

Les courbes révèlent une stabilisation des fractions légères, lourdes avec une augmentation au niveau de la teneur en nC₅ dans l'essai qui été fait le 30/03/2023. La valeur de nC₅ de 0.02 a augmenté probablement à cause d'un passage des lourds qui sont le GPL et le condensat au niveau du déthaniseur. On doit donc baisser la température du fond du ce dernier pour empêcher l'entraînement des lourds avec le gaz. Le niveau des lourds dans le gaz naturel est maintenu au niveau des traces pour éviter une grande augmentation de PCS. Selon les normes et selon l'analyse design, les résultats montrent que notre produit est conforme aux normes internationales.

Donc, le suivi de la composition du gaz d'expédition par CPG nous a permet de contrôler la qualité du gaz, de détecter d'éventuels contaminants, d'évaluer les variations afin d'optimiser les processus du traitement et production, de se conformer aux réglementations, d'assurer la sécurité, la fiabilité et la performance du gaz utilisé dans divers domaines.

La figure IV.4 illustre la variation de PCS et la densité en fonction du temps.

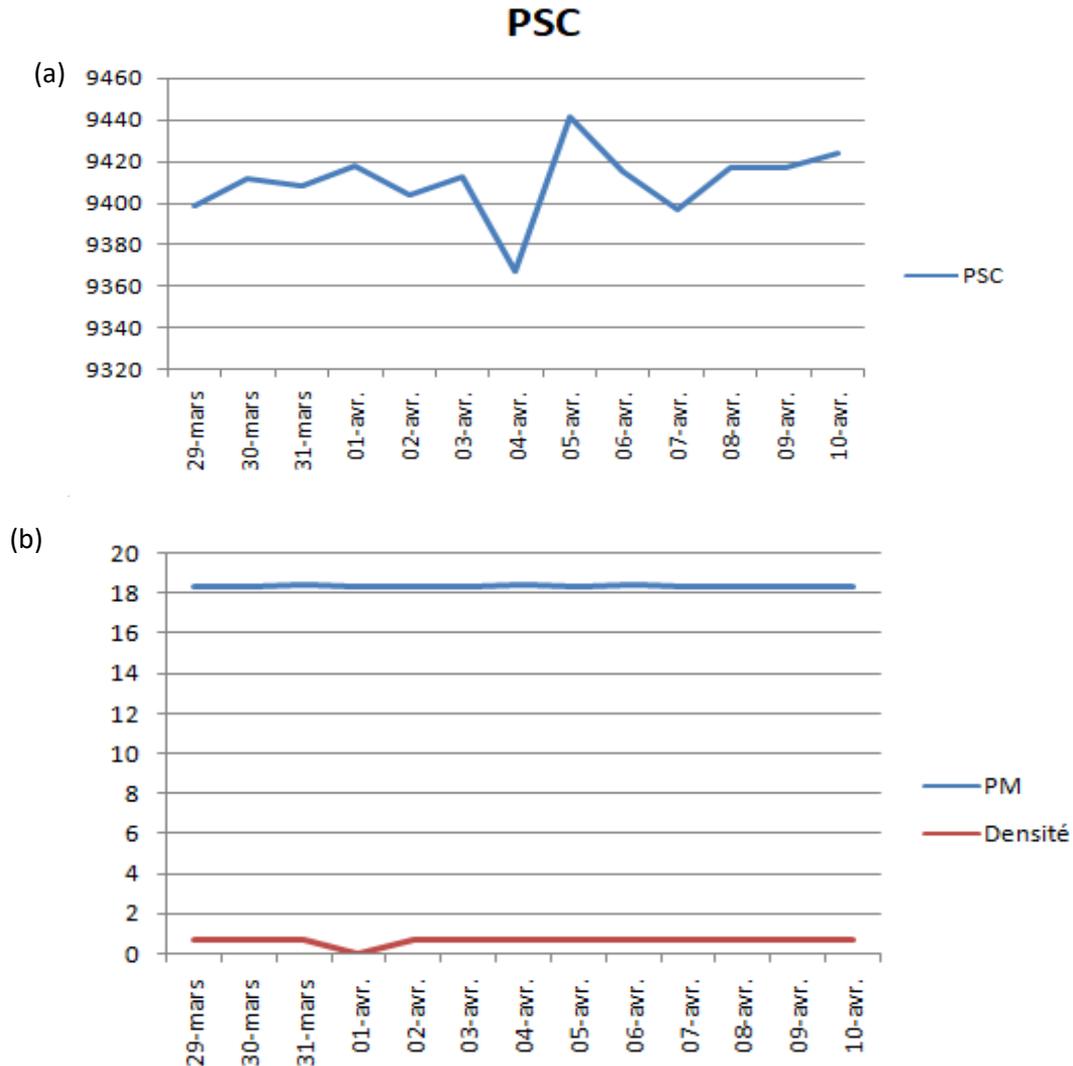


Figure IV. 4 : Suivi de(a) pouvoir calorifique supérieur et (b) le poids moléculaire et la densité de gaz d'expédition en fonction de jours.

➤ **Interprétation :**

Comme observé sur la figure IV.4, nous avons procédé à un suivi du pouvoir calorifique supérieur (PCS), poids moléculaire (PM) et de la densité du gaz d'expédition en fonction des jours. Le PSC est nommé aussi « **chaleur de combustion** », définit la quantité d'énergie générée par la combustion d'un combustible. D'après la figure IV.3 (a), nous remarquons que le PSC varie d'une façon irrégulière. Un minimum de PSC de 9366,727kWh/kg. K a été enregistré le 04/04/2023 et un maximum de PSC a été enregistré le lendemain 05/04/2023 avec une valeur de 9441,289kWh/kg. K (Voir le Tableau IV.3). Cela peut être dû au changement de la composition du gaz naturel. En effet, le gaz naturel est composé principalement de méthane,

mais il peut également contenir d'autres hydrocarbures tels que l'éthane, le propane et le butane, ainsi que des impuretés telles que l'azote, le dioxyde de carbone et des traces de composés soufrés. La proportion de ces composants peut varier d'un gisement à l'autre, ce qui aura un impact sur le pouvoir calorifique du gaz. En surveillant régulièrement le pouvoir calorifique supérieur du gaz d'expédition, il est possible de s'assurer qu'il reste constant et conforme aux spécifications requises. Cela permet aussi de garantir l'efficacité du traitement du gaz brut.

La figure IV.4 (b) montre l'évolution de poids moléculaire et la densité du gaz d'expédition en fonction du temps. La connaissance poids moléculaire est importante pour la détermination du bilan matière et pour le calcul de la valeur moyenne de la masse molaire des constituants tels ou telles fraction. C'est un indice important de la composition des produits. Nous observons le poids moléculaire et la densité du gaz demeure inchangeable durant les deux mois d'analyse. La densité du gaz d'expédition doit être contrôler régulièrement car elle est souvent considérée comme un paramètre important pour la facturation et la tarification du gaz. En suivant la densité du gaz d'expédition, on peut calculer précisément la quantité de gaz consommée et facturer les clients en fonction de la densité réelle du gaz livré.

Le suivi du poids moléculaire du gaz d'expédition en fonction du temps est recommandé afin de détecter les changements de qualité du gaz ou la présence de contaminants indésirables ainsi que l'évaluation de la pureté du gaz. Si le poids moléculaire moyen augmente au fil du temps, cela peut indiquer une augmentation de la proportion de gaz plus lourds ou de contaminants, ce qui peut affecter la qualité du gaz et son potentiel énergétique. De plus, il peut nous renseigner sur l'efficacité des processus de production et de distribution du gaz. Des variations anormales du poids moléculaire peuvent indiquer des problèmes dans les équipements de traitement du gaz ou dans les pipelines, tels que des fuites, des mélanges indésirables ou des erreurs de mélange. En identifiant rapidement ces variations, des mesures correctives peuvent être prises pour maintenir la qualité du gaz et prévenir les problèmes potentiels.

Donc, les variations de la composition du gaz d'expédition peuvent affecter à la fois le pouvoir calorifique supérieur, le PM et la densité. En surveillant ces paramètres, il est possible de détecter les changements dans la composition du gaz, tels que l'augmentation de la teneur en impuretés, qui peuvent altérer ses caractéristiques énergétiques ainsi que l'efficacité des procédés de traitement du gaz naturel. Cela permet de prendre des mesures correctives pour maintenir la qualité du gaz.

Il faut noter qu'après épuration, les gaz distribués doivent avoir une teneur en méthane comprise entre 70 et 98 %. Leur teneur en eau doit être inférieure à 46 mg/m³ afin d'éviter la formation d'hydrates de méthane et celle en sulfure d'hydrogène inférieure à 15 mg/m³.

IV.3. Analyse du GPL

IV.3.1 Résultats des analyses de la composition de GPL d'expédition

Dans cette partie, nous avons analysé le GPL d'expédition de point d'échantillonnage (33-PI-2004), par l'appareil BRUKER 450-GC chromatographe.

L'analyse qui a été faite le 30/03/2023 a donné le chromatogramme présenté ci-dessus dans la figure IV.5 :

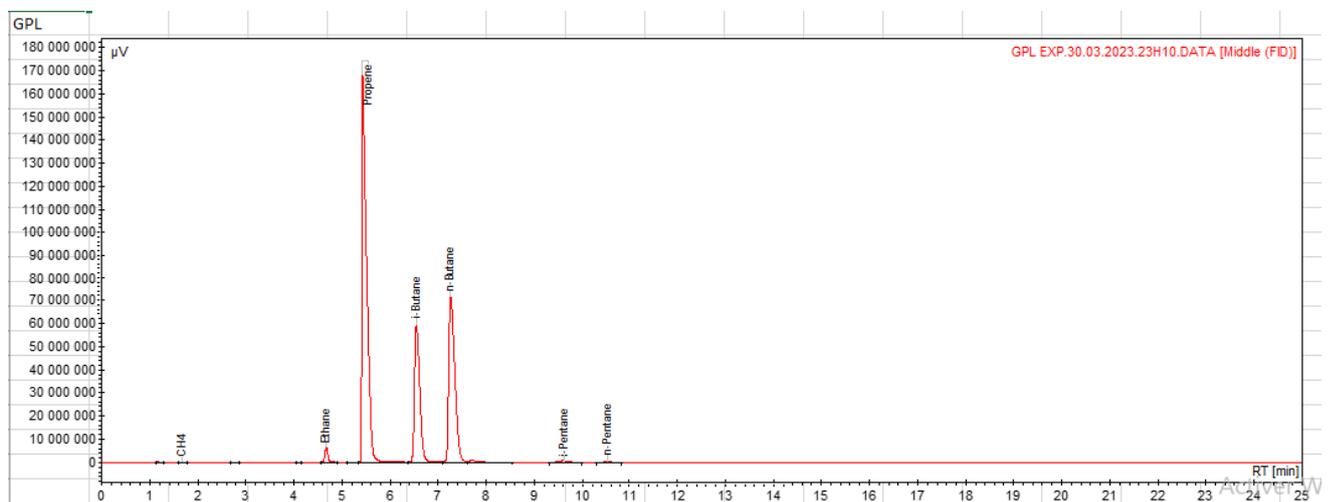


Figure IV.5 : Chromatogramme du GPL d'expédition.

Le chromatogramme (Figure IV.5) montre la présence de six à sept composés dans le GPL d'expédition chaque jour.

Le tableau ci-dessous résume les résultats des analyses chromatographique durant deux semaines.

Tableau IV. 4 : Résultats d'analyses du GPL par BRUKER 450-GC chromatographe.

Date	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	CO ₂	N ₂
29/03/23	0.000	1.324	47.403	20.280	30.569	0.381	0.044	0.00	0.000	0.000
30/03/23	0.006	2.076	56.833	16.99	23.821	0.244	0.029	0.000	0.000	0.000
31/03/23	0.008	2.760	56.007	16.88	24.010	0.300	0.036	0.000	0.000	0.000

01/04/23	0.000	2.204	57.187	16.88	23.497	0.205	0.023	0.000	0.000	0.000
02/04/23	0.000	1.989	54.245	17.95	25.599	0.188	0.020	0.000	0.000	0.000
03/04/23	0.011	3.011	55.762	17.20	23.734	0.246	0.028	0.000	0.000	0.000
04/04/23	0.000	1.968	56.823	17.18	23.744	0.253	0.029	0.000	0.000	0.000
05/04/23	0.000	1.252	51.942	18.78	27.650	0.329	0.039	0.000	0.000	0.000
06/04/23	0.000	1.282	48.525	20.28	29.580	0.294	0.032	0.000	0.000	0.000
07/04/23	0.000	1.282	48.525	20.28	29.580	0.294	0.032	0.000	0.000	0.000
08/04/23	0.000	2.384	58.394	16.36	22.601	0.227	0.025	0.000	0.000	0.000
09/04/23	0.000	1.128	53.310	18.41	26.883	0.236	0.027	0.000	0.000	0.000
10/04/23	0.000	1.128	56.190	17.79	24.637	0.223	0.025	0.000	0.000	0.000

➤ **Interprétation**

Le contrôle journalier de la composition du GPL d'expédition permet d'identifier sa composition chimique car le GPL est un combustible inflammable, et une composition non conforme peut présenter des risques pour la sécurité. En surveillant quotidiennement la composition du GPL d'expédition, on peut détecter rapidement toute variation ou anomalie qui pourrait compromettre la sécurité lors de son utilisation, son stockage ou son transport. De plus, on peut s'assurer que le GPL répond aux spécifications requises en termes de composition et de qualité, ce qui garantit une utilisation adéquate et compatible du combustible avec les appareils pour un fonctionnement optimal et une efficacité énergétique. Les fournisseurs de GPL ont souvent des normes spécifiques concernant les pourcentages de propane, de butane et d'autres composants. D'autre part, des variations de composition du GPL peuvent entraîner des problèmes opérationnels tels que des difficultés d'allumage, des problèmes de combustion, une usure accrue des équipements ou des émissions nocives. En contrôlant la composition quotidiennement, on peut détecter rapidement les variations et prendre des mesures correctives pour éviter ces problèmes et maintenir une performance optimale.

IV.3.2 Analyse des propriétés du GPL

Le but de cette partie c'est de déterminer les caractéristiques physiques de GPL d'expédition obtenus de point d'échantillonnage 33-PI-2004 de pouvoir calorifique supérieur en (Kcal/Sm³) et de poids moléculaire en (g/mol) plus la masse volumique standard en (Kg/m³) et t aussi pour déterminer le teneur en C₂ et de C₅.

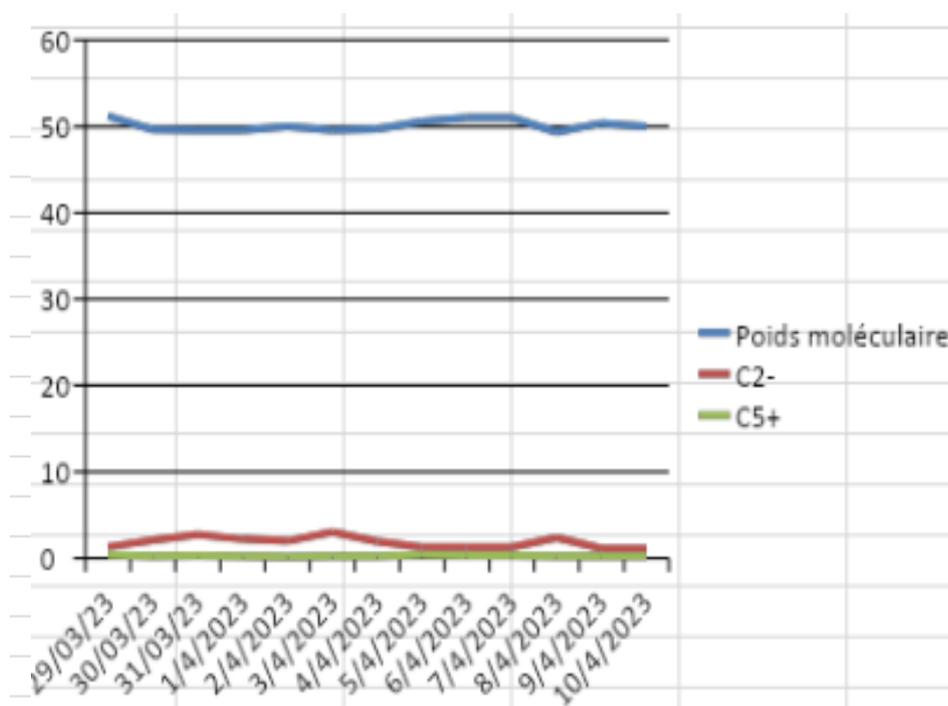
Le tableau ci-dessous a regroupé les résultats d'analyse du PCS, densité et PM du GPL à partir des données de l'analyse CPG pour une durée de deux semaines.

Tableau IV. 5 : Les résultats des analyses du pouvoir calorifique supérieur (PCS) et du poids moléculaire, masse volumique, C²⁻ et C⁵⁺.

Date	PCS	Poids moléculaire	Masse volumique	C²⁻	C⁵⁺
29/03/23	25798.400	51.163	540.604	1.324	0.425
30/03/23	25062.079	49.606	532.259	2.082	0.273
31/03/23	25029.842	49.538	531.374	2.767	0.336
01/04/23	25019.698	49.516	531.734	2.204	0.228
02/04/23	25241.887	49.986	534.242	1.989	0.208
03/04/23	25007.514	49.491	530.872	3.023	0.274
04/04/23	25078.597	49.641	532.508	1.968	0.281
05/04/23	25503.341	50.539	537.579	1.252	0.368
06/04/23	25722.721	51.004	539.796	1.282	0.326
07/04/23	25722.721	51.004	539.796	1.282	0.326
08/04/23	24917.361	49.300	530.516	2.384	0.252
09/04/23	25422.119	50.367	536.846	1.128	0.263
10/04/23	25230.000	49.961	534.764	1.128	0.248

A partir de tableau IV.5, nous avons tracé les figures IV. 6.

(a)



(b)

Figure IV. 6 : Suivi de (a) PCS, C2- et C5+ et (b) masse volumique et poids moléculaire du GPL en fonction du temps.

➤ Interprétation

D'après le tableau IV.5 et les figures IV.6, nous constatons une stabilisation des paramètres physicochimiques du GPL. Cela indique une bonne séparation du gaz naturel au niveau de la raffinerie GTL et le GPL obtenu est de bonne qualité. Le suivi de la PCS aide à ajuster les paramètres de combustion pour atteindre une performance optimale et réduire les émissions indésirables. Le contrôle de la masse volumique et le poids moléculaire permet de comprendre les propriétés physiques et chimiques du carburant, d'évaluer sa densité, sa viscosité et d'autres caractéristiques utiles pour le stockage, le transport et l'utilisation du carburant.

Le suivi des fractions C^{2-} et C^{5+} dans GPL carburant est important car les hydrocarbures légers (C^{2-}) peuvent avoir un impact sur la combustion et la performance du carburant, tandis que les hydrocarbures lourds (C^{5+}) peuvent entraîner une formation accrue de résidus et d'émissions polluantes. En surveillant ces fractions, il est possible de détecter les variations indésirables qui

pourraient affecter la qualité du carburant et prendre les mesures nécessaires pour maintenir des niveaux de qualité appropriés. De plus, certains composants présents dans les fractions C²⁻ et C⁵⁺ peuvent avoir des propriétés inflammables, toxiques ou corrosives. Le suivi de ces fractions permet de détecter la présence de ces composants indésirables à des niveaux critiques, ce qui contribue à assurer la sécurité lors de la manipulation, du stockage et de l'utilisation du carburant. D'après les figures précédentes et le tableau IV.5, nous constatons que le GPL analysé répond aux spécifications requises (Voir tableau IV.6).

Tableau IV.6 : Spécification de la qualité du GPL.

Paramètre	Spécification de qualité	Méthode de mesure
Ethane et produits légers maximum (C²⁻) (% mole)	Inférieure à 3 mol%	ASTM D2163
Pentane et produits lourds maximum (C⁵⁺) (% mole)	Inférieur à 0.4 mol%	ASTM D2163

IV.4 Analyse du condensat

Le condensat de gaz naturel peut être valorisé de plusieurs manières en fonction de sa composition et de sa qualité. Il peut être utilisé pour la formulation des carburants liquides (essence ou diesel), pour la production des matières pétrochimiques...etc.

Pour but d'assurer le bon conditionnement de la sécurité au cours du transport, les pertes au stockage et la volatilité des condensats. Nous allons déterminer la teneur en constituants très légers par la TVR par la méthode Reid et la densité du condensat.

Le tableau ci-dessous résume le suivi de la TVR et de la densité du condensat prélevé au point d'échantillonnage 35-PI-1016

Tableau IV. 7 : Les résultats des analyses de la TVR et densité du condensat

Date	TVR (PSI)	D(15°)
29/03/2023	7.9	0.7205
30/03/2023	8.2	0.7205
31/03/2023	8.1	0.7200

01/04/2023	8.2	0.7200
02/04/2023	8.1	0.7200
03/04/2023	8.1	0.7200
04/04/2023	7.2	0.7170
05/03/2023	7.5	0.7195
06/04/2023	7.9	0.7195
07/04/2023	8	0.7200
08/04/2023	7.8	0.7200
09/04/2023	7.9	0.7200
10/04/2023	7.8	0.7200

➤ **Interprétation**

D'après le tableau IV.7, nous constatons que la variation de la TVR et la densité sont quasiment stable durant les deux semaines d'analyse du GPL d'expédition. La TVR et la densité sont des caractéristiques clés du condensat de gaz qui peuvent influencer son utilisation et sa valorisation. Par exemple, une TVR excessive peut augmenter le risque d'évaporation et de formation de vapeurs inflammables, ce qui nécessite des mesures de précaution appropriées. De plus, la densité peut influencer la stabilité du condensat et sa compatibilité avec les équipements de stockage et de transport. Donc, le condensat analysé est conforme aux spécifications (voir le tableau IV.8).

Tableau IV.8: Spécification de la qualité du condensat.

<i>Paramètre</i>	<i>Spécification de qualité</i>	<i>Méthode de mesure</i>
TVR	Inférieur à 7 psi l'été Inférieur à 10 psi l'hiver	ASTM D 1298

IV.5 Analyse des eaux

L'analyse des eaux du process dans une raffinerie de gaz revêt une importance cruciale pour garantir le bon fonctionnement des opérations et la conformité aux normes de qualité et de

sécurité. En effectuant des analyses régulières, on peut contrôler la qualité de l'eau utilisée dans les différentes étapes du processus, en s'assurant qu'elle répond aux critères requis. Cela permet de maintenir l'efficacité des opérations de raffinage et de prévenir les problèmes potentiels liés à une eau de mauvaise qualité. De plus, l'analyse des eaux du procès permet de détecter la présence de substances corrosives, contribuant ainsi à prévenir les dommages aux équipements et aux conduites. Elle aide également à optimiser les processus en fournissant des informations précieuses sur les paramètres de fonctionnement, ce qui permet d'ajuster les opérations pour améliorer les performances et prévenir les dysfonctionnements. Par ailleurs, en surveillant les niveaux de pollution des eaux résiduaires, on peut s'assurer de respecter les réglementations environnementales et de minimiser l'impact sur l'environnement. Enfin, l'analyse des eaux du procès contribue à assurer la sécurité des travailleurs en identifiant les risques potentiels pour leur santé et leur sécurité. En résumé, l'analyse des eaux du procès dans une raffinerie de gaz est essentielle pour maintenir des opérations efficaces, garantir la conformité réglementaire, prévenir les dommages et assurer la sécurité des travailleurs.

Il existe plusieurs méthodes d'analyses et ces dernières dépendent de la nature de l'eau. Les méthodes d'analyses utilisées dans ce travail sont les suivantes :

IV.5.1 pH

Le pH est un indicateur de l'acidité ou de l'alcalinité de l'eau. En connaissant le pH, on peut évaluer la qualité chimique de l'eau et prendre des mesures pour ajuster et équilibrer les niveaux d'acidité ou d'alcalinité si nécessaire. Cela permet d'optimiser les processus de traitement de l'eau et de maintenir les conditions idéales pour les réactions chimiques et les opérations de raffinage. Certains processus chimiques et catalytiques sont sensibles au pH, et des variations significatives peuvent avoir un impact sur leur efficacité et leur durée de vie. En surveillant régulièrement le pH des eaux de process, on peut détecter rapidement les variations et les écarts par rapport aux valeurs cibles, ce qui permet de prendre des mesures correctives pour prévenir les problèmes d'efficacité, de rendement ou d'intégrité des équipements. En effet, un pH inapproprié peut favoriser la corrosion des métaux présents dans les systèmes de tuyauteries, les échangeurs de chaleur et les réservoirs. Du point de vue environnemental, les eaux résiduaires générées par les opérations de raffinage doivent souvent être traitées avant d'être rejetées dans l'environnement. Le pH nous donne le niveau d'acidité de l'eau et il se mesure sur une échelle de 0 à 14.

On verse l'échantillon dans un bécher et on mesure le pH et la température à l'aide d'un pH mètre et d'un thermomètre.

HP: high pressure

LP: less pressure

PW : produce water

Tableau IV.9 : Résultats d'analyse des eaux.

	Eau (HP)	Eau (LP)	Eau (PW)
pH	6	7	6
T (°C)	28.8	28.2	27.7

On constate que ces eaux sont neutres, elles possèdent un pH compris entre 6 et 7. Un pH inférieur à 7 indique que l'eau est acide alors qu'un ph supérieur de cette valeur indique qu'il s'agit d'une eau alcaline. La baisse d'une unité de ph implique que l'acidité est multipliée par un facteur 10.

IV.5.2 Salinité

La salinité est un indicateur clé de la qualité et de la composition chimique de l'eau utilisée dans les différentes étapes du processus de raffinage. En mesurant la salinité, on peut évaluer la concentration totale des sels dissous tels que les chlorures, les sulfates et les carbonates. La mesure de la salinité permet de s'assurer que l'eau de process répond aux normes de qualité spécifiques et de détecter d'éventuelles variations qui pourraient affecter la performance des opérations de raffinage ainsi que pour prévenir la corrosion des équipements et des infrastructures. Une concentration élevée de sels dissous, notamment de chlorures, peut favoriser la corrosion des métaux, ce qui peut entraîner des dommages coûteux et des défaillances des équipements. Par exemple, une salinité excessive peut entraîner l'encrassement des échangeurs de chaleur, des filtres et des conduites, réduisant ainsi leur efficacité et augmentant les coûts de maintenance. Cette mesure permet aussi l'ajustement des paramètres de traitement et mettre en œuvre des opérations de nettoyage appropriées pour maintenir les performances optimales des systèmes de traitement de l'eau.

D'autre part, Les eaux résiduaires générées par les processus de raffinage peuvent contenir des niveaux élevés de sels dissous. Lorsque ces eaux résiduaires sont rejetées dans l'environnement sans traitement adéquat, elles peuvent contaminer les cours d'eau et les écosystèmes aquatiques, causant des effets néfastes sur la faune et la flore. En surveillant la salinité des eaux de process, on peut mettre en place des procédures de traitement appropriées pour réduire l'impact environnemental des rejets et se conformer aux réglementations environnementales en vigueur.

Le résultat de la mesure de salinité se présente en pourcentage et il se fait selon la norme américaine ASM 6470.

Les résultats de l'analyse de la salinité sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau IV.10 : Résultats de la salinité des eaux HP, LP et PW.

Eau (HP)	Eau (LP)	Eau (PW)
S=21.8176 mg/L	S=4.2856 mg/L	S=20.0644 mg/L

IV.5.3 Taux de fer

C'est pour voir la quantité de fer contenue dans l'eau et ça nous indique s'il y'a présence de corrosion. On met la solution diluée plus le réactif ; on fait un test à blanc dans le spectromètre pendant 3 min, ensuite on effectue le test de notre échantillon.

On a obtenu les résultats suivants :

- On a dilué 1ml de solution par 100 ml d'eau distillée

Tableau IV.11 : Résultats de taux de fer dans les eaux.

Eau (HP)	Eau (LP)	Eau (PW)
146 mg/L	36 mg/L	147 mg/L

IV.5.4 MES

Cette méthode sert à mesurer les matières en suspension.

Tableau IV.12 : Résultats de MES dans les eaux.

L'eau	Eau entrée	Eau sortie
MES	MES=0.0146 mg/L	MES=0.017 mg/L

IV.5.5 Teneur en hydrocarbures

Les hydrocarbures peuvent se retrouver dans les eaux de la raffinerie suite aux opérations de traitement du pétrole et du gaz. Ces hydrocarbures peuvent provenir de fuites, de déversements accidentels ou de rejets non intentionnels. En mesurant la teneur en hydrocarbures, on peut détecter la présence de ces contaminants et prendre les mesures nécessaires pour prévenir leur propagation et leur impact sur l'environnement. En effet, les hydrocarbures peuvent interférer avec les processus de traitement des eaux tels que la filtration, la décantation et la désinfection. En mesurant la teneur en hydrocarbures, on peut identifier les sources potentielles de contamination et prendre les mesures nécessaires pour ajuster les processus de traitement et maintenir leur efficacité.

Pour procéder à la mesure de la teneur en hydrocarbures, il faut nettoyer notre appareillage plusieurs fois pas un solvant spécial

Le solvant + notre échantillon → agitation → séparation

Les hydrocarbures + le solvant → se forme une couche lourde qu'on mesure

On a obtenu les résultats suivants :

Tableau IV.13 : Résultats d'analyses de la teneur en hydrocarbures dans les eaux.

	Eau entrée	Eau sortie
HC	HC= 60.5	HC=78.1

Les résultats obtenus sont supérieurs à la norme de la teneur d'hydrocarbure qui est égale à 20. En conclusion, la mesure des paramètres des eaux de process dans une raffinerie est essentielle pour assurer la qualité de l'eau, prévenir la corrosion, optimiser les systèmes de traitement et protéger l'environnement. En surveillant des paramètres tels que le pH, la salinité, la teneur en hydrocarbures et d'autres éléments clés, les raffineries peuvent maintenir des opérations efficaces et durables. Cette surveillance régulière permet de prendre des mesures préventives,

de se conformer aux réglementations environnementales et de préserver la qualité de l'eau et des écosystèmes. En fin de compte, la mesure des paramètres des eaux de process contribue à la sécurité, à la durabilité et à la responsabilité environnementale de la raffinerie.

Conclusion générale

Conclusion générale

Le gaz naturel est une source d'énergie polyvalente qui peut être utilisée comme combustible dans des domaines variés tels que la production de chaleur, de froid et d'électricité à des fins domestiques, commerciales et industrielles, ou encore comme matière première dans l'industrie chimique. Le gaz naturel est un combustible plus propre dans le sens où sa combustion produit moins de polluants atmosphériques classiques, comme le dioxyde de soufre et les particules, que la combustion du charbon ou du pétrole.

L'analyse de gaz naturel occupe une place prépondérante dans de nombreux domaines, allant de la production et la distribution d'énergie à la préservation de l'environnement. Grâce à cette analyse, les composants et les propriétés du gaz naturel peuvent être déterminés avec précision, permettant ainsi d'optimiser son utilisation et d'assurer sa qualité. En examinant la composition du gaz naturel, il est possible de détecter la présence de contaminants indésirables tels que le soufre ou le dioxyde de carbone, ce qui est crucial pour garantir la sécurité et la durabilité des installations de traitement et de distribution. De plus, l'analyse de gaz naturel permet de contrôler et de surveiller les émissions de gaz à effet de serre, ce qui contribue à la lutte contre le changement climatique.

L'objectif de ce mémoire était d'évaluer la qualité du gaz d'expédition, GPL d'expédition, condensat et les eaux associée au process au niveau de la raffinerie de GTL.

Le suivi journalier des propriétés physico-chimiques gaz et GPL d'expédition durant les deux mois de stage a montré que la densité et le pouvoir calorifique dépend de la composition du gaz naturel brut issu du gisement.

Les tests de comparaisons qui ont été effectués avec deux appareils chromatographiques (CG-FID et CG-TCD), montrent une bonne corrélation entre les résultats et révèle la présence du méthane avec plus de 85% et d'autres alcanes. Cependant, il est recommandé d'utiliser la CG-FID pour la détection des composés organiques et la CG-TCD pour l'identification des gaz polluants à savoir : CO₂, H₂S...etc. Quelques tests et études sont encore nécessaires, afin d'identifier les polluants en utilisant des étalons primaires.

Il a été aussi constaté que la composition du gaz et GPL d'expédition varie en fonction du gisement et processus d'extraction et traitement du gaz brut. Le GPL se compose principalement de C₃ et C₄.

Comme l'eau est responsable sous certaines conditions de pression et de température de la formation d'hydrates par combinaison avec certains constituants du gaz, il était important pour nous de contrôler sa qualité. Les analyses des eaux effectuées dans ce contexte révèlent qu'elles sont satisfaisantes aux spécifications en vigueur.

La formation d'hydrates et les gaz à effet de serre sont des phénomènes préoccupants dans les opérations de la raffinerie GTL. Compte tenu des conséquences néfastes que ces phénomènes peuvent avoir sur la performance des installations et la sécurité du personnel, il est impératif de contrôler la qualité des produits et sous-produits (Gaz brut, gaz d'expédition, GPL, condensat et les eaux). En effectuant un contrôle rigoureux de la qualité, nous pouvons minimiser les risques et ainsi garantir la continuité des opérations. Des mesures telles que l'analyse de la composition chimique des produits, la surveillance des paramètres de pression et de température, ainsi que la mise en place de traitements appropriés pour éliminer les impuretés indésirables, jouent un rôle crucial dans la prévention des risques. En mettant en œuvre ces contrôles de qualité, nous assurons un fonctionnement optimal de la raffinerie GTL et préservons la sécurité et l'efficacité des processus du traitement.

Concernant les perspectives à donner à ce travail, des travaux complémentaires pourraient être envisagés pour compléter ces résultats et apporter un nouvel éclairage d'un point de vue plus fondamental. Il serait notamment intéressant de pouvoir identifier : la chaleur spécifique, la conductivité thermique, l'évolution des propriétés thermodynamiques des gaz en fonction du teneur d'eau.

Bibliographie

- [1] A. J. Kidnay and W. R. Parrish. (2006) Fundamentals of Natural Gas Processing, CRC Press, Boca Raton, FL, p.10.
- [2] Rojey, A. (2013). Gaz naturel: De la production aux marchés. Éditions Technip. Paris, Français.
- [3] Gilles KIMMERLIN. Gaz naturel. (2010). Technique de l'ingénieur.
- [4] CHAOUCH, N. (2021). Traitement et industrie du gaz naturel. Cours Master I: génie pétrochimique. Université de KASDI MERBAH - OUARGLA; Algérie.
- [5] Wang, T. (2017). *Aspects thermodynamiques du captage des gaz acides à partir du gaz naturel*. Doctoral dissertation, Paris Sciences et Lettres (ComUE).
- [6] L'Algérie augmente ses réserves d'hydrocarbures grâce à la découverte de nouveaux gisements. La tribune.fr, 26 Juillet 2022.
<https://www.latribune.fr/economie/international/l-algerie-augmente-ses-reserves-d-hydrocarbures-grace-a-la-decouverte-de-nouveaux-gisements-927004.html>
- [7] Les enjeux énergétiques en Afrique du nord: Algérie, Egypte, Libye. Rapport N°8 d'Observatoire de la sécurité des flux et des matières énergétiques. 2021.
https://archives.defense.gouv.fr/content/download/625265/10396433/file/202106-Afrique_du_Nord_Energie-Rapport-8.pdf
- [8] Rédaction AE. Algérie : La production de gaz augmentera de plus de 10 milliards m3. Article de presse d'Algérie ECO publié le 23 février 2023. :
https://www.algerie-eco.com/2023/02/23/algerie-la-production-de-gaz-augmentera-de-plus-de-10-milliards-m3/#google_vignette
- [9] Rédaction AE. Consommation d'énergie, production et exportation d'hydrocarbures : le ministère publie les chiffres de 2021. Article de presse de l'Algérie ECO publié le 6 février 2023.
<https://www.algerie-eco.com/2023/02/06/consommation-denergie-production-et-exportation-dhydrocarbures-le-ministere-publie-les-chiffres-de-2021/>
- [10] Gonzalez, R., Gonzalez, F., Barrios, E., Martinez, I., Vicente, W., & Mendez, S. (2022). La performance du gaz de pétrole liquéfié (GPL) en comparaison avec l'essence commerciale (Magna) dans un moteur à allumage commandé, à 2240 m (México). In Actes du Colloque International: Environnement et Transports dans des contextes différents (p. 255). Milev Journal of Research & Studies, Vol 8 No 2, P P 391 - 398.
- [11] Benayoun, D. (1997). L'avenir des condensats en pétrochimie: Technologies mises en œuvre pour la valorisation des liquides et condensats de gaz naturel. Pétrole et techniques, (406), 55-57.
- [12] Alice Paris. Extractions et analyses des hydrocarbures aromatiques : approches méthodologiques et applications à des matrices fruitières. Sciences agricoles. Normandie Université, 2017. Français.
- [13] Chasteen, Thomas G. Split/Splitless Gas Chromatography Injection. Department of Chemistry, Sam Houston State University, Huntsville, Texas 77341 : s.n., 2009.
- [14] Bouhank, A. (2019). Etude de quelques modèles pour le calcul des densités énergétiques des sites d'adsorption en utilisant la chromatographie gazeuse inverse (Doctoral dissertation). Université de Sétif.

<http://dspace.univ-setif.dz:8888/jspui/handle/123456789/3569>

[15] Beloucifa, M., Merabet, N. (2014). Etude par GC-MS des huiles essentielles de: *Nigella Sativa*, *Pistacia Lentiscus*, et *Punica Granatum* (Doctoral dissertation). Université de Jijel.

<http://dspace.univ-jijel.dz:8080/xmlui/handle/123456789/3709>

[16] Stéphane, B. O. U. C. H. O. N. N. E. T. (2009). La spectrométrie de masse en couplage avec la chromatographie en phase gazeuse. Edition TEC & Doc. Lavoisier.

[17] Guillaume George. La chromatographie en phase gazeuse: principe. Article de Culture Sciences Chimie publié le 15 décembre 2017.

<https://culturesciences.chimie.ens.fr/thematiques/chimie-analytique/chromatographie/la-chromatographie-en-phase-gazeuse-principe>

[18] Bouchonnet, S., Libong, D. (2004). Le couplage chromatographie en phase gazeuse-spectrométrie de masse. *Actualité Chimique*, 7-14.

[19] Fowles, Ian A. *Gas chromatography* second edition. University of Northumbria of Newcastle, 1995.

[20] Jean Tranchant. (1995) *MANUEL PRATIQUE DE CHROMATOGRAPHIE EN PHASE GAZEUSE*. 4ème édition. Elsevier Masson, ISBN: 2-225-84681-2.

[21] AZZOUG IMENE, Serdouk Soumia. (2011) Optimisation de la séparation chromatographique du gaz naturel. Mémoire de Master. Université de 08 Mai 1945 de Guelma.

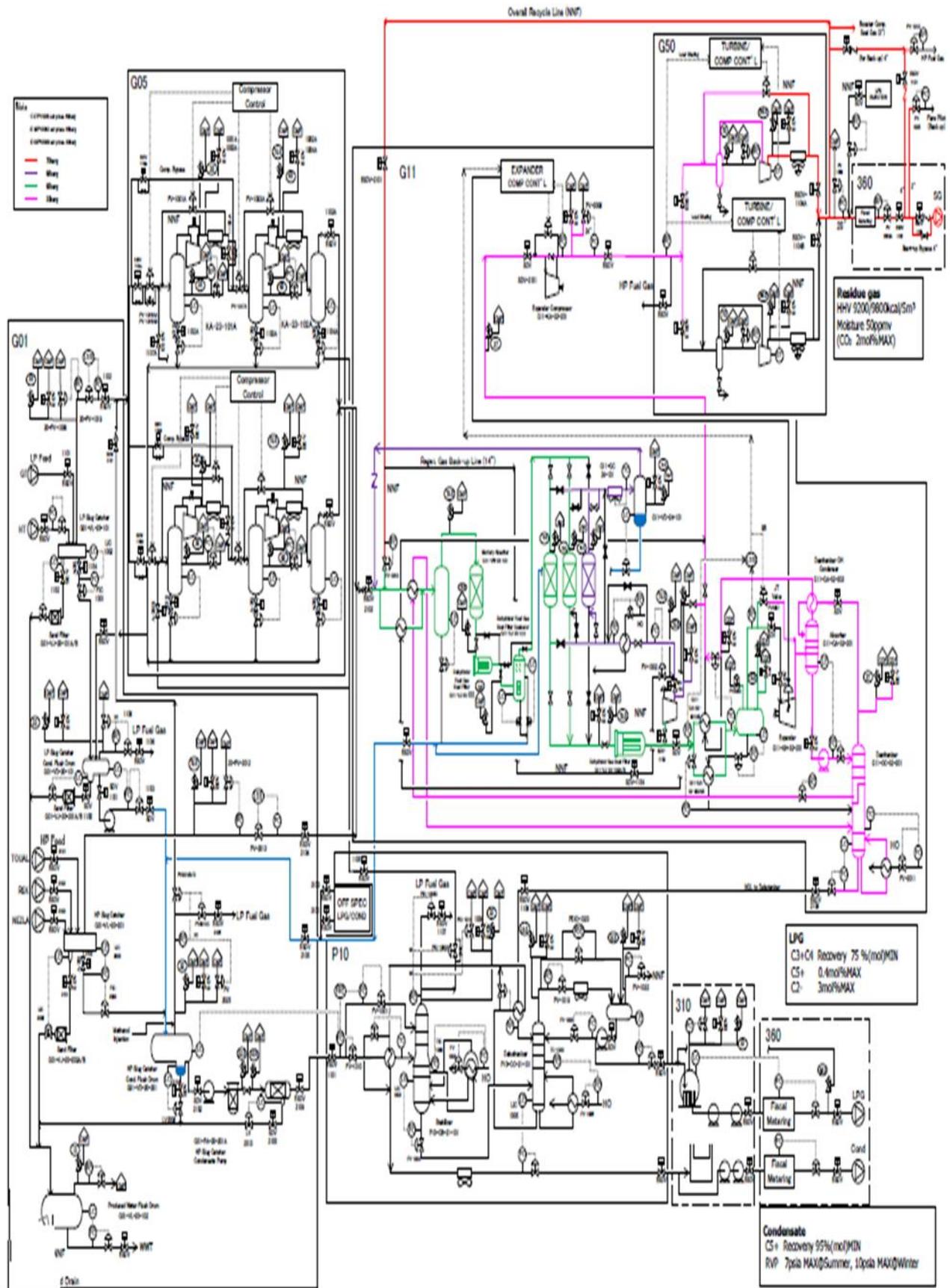
[22] Daoudi Nada. (2022) Identification et quantification des composés soufrés dans le gaz algérien par la chromatographie gazeuse afin d'améliorer la qualité du gaz de vente, de GPL et de condensat: Optimisation de la méthode d'analyse. Mémoire de Master. Université de Boumerdès.

[23] Durand, J. P. (1998). Le rôle de la CPG dans l'industrie pétrolière et la pétrochimie. De l'analyse détaillée des hydrocarbures à la distillation simulée. EDP Sciences, 1000, 18.

[24] GAZ DE PÉTROLE LIQUÉFIÉ (GPL). Article de Bureau Veritas of NORTH AMERICA.

<https://www.bvna.com/fr/energie/analyse-et-inspection-des-produits-petroliers-et-petrochimiques/gaz-de-petrole-liquefie>

Annexes



Annexe A : schéma des flux des réseaux de collecte de CPF