

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche Scientifique



Université de Ghardaïa

N° d'ordre :

N° de série :

Faculté des Sciences et Technologies
Département de Génie des procédés

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Domaine : *Sciences et Technologies*

Filière : *Génie des procédés*

Spécialité : *Génie chimique*

**Par : CHAMKHA Abdallah
SIRADJ Mohammed El Hacem**

Thème

**Contribution à l'étude du procédé de nettoyage chimique
de l'échangeur de régénération au niveau du CIS, unité
GPL-2 de Hassi Messaoud**

Soutenu publiquement le : 17/09/2024

Devant le jury :

LAGHOUTER Oum Kelthoum	MCB	Univ. Ghardaïa	Président
MOULAY Keroumia	MAA	Univ. Ghardaïa	Examinatrice
BENTARFA Djehad	MCB	Univ. Ghardaïa	Examinatrice
TRABELSI Amel	MAA	Univ. Ghardaïa	Encadrante

Année universitaire 2023/2024



Dédicace

Je dédie ce modeste travail à mes parents et à mes frères.

A mon oncle Siradj Ezzedine,

A l'esprit de "A. Iyad"

Mohammed El Hacem



Dédicace

Je dédie ce modeste travail

A la lumière de ma vie : Ma mère et Mon père

A mes chères sœurs et mes chers frères

A mes amies fidèles

A tous ceux qui m'ont soutenu, inspiré ou aidé tout au long

de mes études universitaires.

A tous les étudiants de la promotion génie chimique.

Chamkha Abdallah



Remerciements

Nous remercions notre Dieu, "**Allah**", notre Créateur qui nous a permis de réaliser ce travail.

Nous tenons à exprimer notre gratitude au **Dr. Amel TRABELSI** pour son soutien et ses efforts tout au long de ce travail.

Nous remercions également tous nos enseignants de l'université de Ghardaïa, chacun à son nom, d'avoir partagé leurs connaissances et leurs passions avec nous.

Un grand remerciement aux membres de jury d'avoir accepté d'évaluer ce travail, chacun à son nom.

Nous exprimons nos gratitudeux aux ingénieurs d'exploitation : **M. RECIOUI Mustapha, HAMIDAT Nabil, SIDDIKI Abdellah, FARAJALLAH Saïd, BOUKHARI Yacoub , CHOOUAOUA Karimene.**

Un grand remerciement aussi aux ingénieurs de laboratoire : **Saïd Ben EL SHEHEM.**

Nous tenons également à remercier **Dr. ACHERIF Saleh. BENBOUTA Abdellatif et MOKRANE Yazid**



A la fin, nous remercions tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour accomplir ce travail.

Résumé

Les échangeurs de chaleur jouent un rôle fondamental dans les installations industrielles, notamment dans l'industrie pétrolière, où ils assurent des échanges thermiques efficaces pour divers processus. Cependant, l'accumulation de dépôts solides, communément appelés "coke", sur les surfaces externes des tubes des échangeurs constitue un défi majeur, tant sur le plan technique qu'économique. Ces dépôts sont principalement engendrés par la circulation continue du gaz de régénération sous des conditions de procédé variables, provoquant des phénomènes d'encrassement, de corrosion et une diminution notable de l'efficacité opérationnelle des échangeurs.

Dans l'unité GPL-2 de Hassi Messaoud CIS, cette problématique se manifeste par l'incapacité des échangeurs de gaz de régénération (E201 A/B/C) à atteindre la température cible de 275 °C, limitant la température de sortie à 258 °C. Ce dysfonctionnement compromet le processus de régénération des déshydrateurs de gaz, entraînant des perturbations dans le train de production global.

Cette étude vise à caractériser les dépôts de coke par des analyses physico-chimiques, afin d'identifier leur composition et leurs origines, et à développer une stratégie de nettoyage chimique adaptée. Les analyses effectuées ont révélé des concentrations significatives de fer et de soufre dans les dépôts, soulignant l'impact de la corrosion ainsi que de la composition initiale du gaz de régénération, riche en soufre.

Un protocole de nettoyage chimique a été élaboré et testé, avec un accent particulier sur la sélection d'un solvant chimique capable de dissoudre efficacement les dépôts sans détériorer les matériaux constitutifs des échangeurs. Les essais ont démontré que l'utilisation d'acide nitrique, à une concentration optimisée, permet d'éliminer les dépôts de coke tout en préservant l'intégrité du métal ferreux.

Les résultats de cette étude soulignent la nécessité d'adopter une approche pour la gestion des dépôts dans les échangeurs de chaleur. Ils offrent également de nouvelles perspectives pour améliorer les stratégies de maintenance, garantissant ainsi la durabilité des équipements et l'efficacité des performances des unités de production.

Mots-clés : Échangeur de chaleur à tubes et calandre, Performance, Nettoyage chimique, Dépôt solide, Solubilité.

Abstract

Heat exchangers play a fundamental role in industrial installations, particularly in the petroleum industry, where they ensure efficient thermal exchanges for various processes. However, the accumulation of solid deposits, commonly referred to as "coke," on the external surfaces of heat exchanger tubes represents a major challenge, both technically and economically. These deposits are primarily caused by the continuous circulation of regeneration gas under variable process conditions, leading to fouling, corrosion, and a significant decrease in the operational efficiency of the exchangers.

In the GPL-2 unit of Hassi Messaoud CIS, this issue is manifested by the inability of the regeneration gas exchangers (E201 A/B/C) to reach the target temperature of 275 °C, with the outlet temperature being limited to 258 °C. This malfunction hinders the regeneration process of gas dehydrators, causing disruptions in the overall production train.

This study aims to characterize coke deposits through detailed physicochemical analyses to identify their composition and origins and to develop an adapted chemical cleaning strategy. The analyses revealed significant concentrations of iron and sulfur in the deposits, highlighting the impact of corrosion as well as the initial composition of the regeneration gas, which is rich in sulfur.

A chemical cleaning protocol was developed and tested, with a particular focus on selecting a chemical solvent capable of effectively dissolving the deposits without damaging the materials of the exchangers. The tests demonstrated that the use of nitric acid, at an optimized concentration, effectively removes coke deposits while preserving the integrity of ferrous metal components.

The results of this study emphasize the importance of adopting a proactive approach to managing deposits in heat exchangers. They also open new perspectives for improving maintenance strategies, ensuring the durability of equipment, and optimizing the performance of production units.

Keywords: Shell and tube heat exchanger, Performance, Chemical cleaning, Solid deposit, Solubility.

المخلص

تلعب المبادلات الحرارية دوراً أساسياً في المنشآت الصناعية وخاصة في صناعة النفط، حيث تساهم في تبادل الحرارة بفعالية لعدة عمليات ومع ذلك فإن تراكم الرواسب الصلبة التي تعرف عادة بـ"الكوك" على الأسطح الخارجية لأنابيب المبادلات الحرارية يمثل تحدياً كبيراً من الناحيتين التقنية والإقتصادية.

تنشأ هذه الرواسب بشكل رئيسي من تدفق الغاز التجديدي بشكل مستمر تحت ظروف عملية متغيرة، مما يؤدي إلى ظواهر مثل التراكم والتآكل وإنخفاض كبير في كفاءة تشغيل المبادلات.

في وحدة GPL-2 بحاسي مسعود في مركز CIS، يظهر هذا المشكل في عدم قدرة المبادلات الحرارية (E201 A/B/C) على الوصول إلى درجة الحرارة المطلوبة والبالغة 275 درجة مئوية، حيث تبقى درجة حرارة الخروج عند 258 درجة مئوية فقط. هذا العطل يعيق عملية تجديد المحفقات الغازية، مما يؤدي إلى إضطرابات في سير الإنتاج العام.

تهدف هذه الدراسة إلى تحليل رواسب "الكوك" من خلال التحليلات الفيزيائية والكيميائية لتحديد مكوناتها وأصولها، بالإضافة إلى تطوير إستراتيجية لتنظيف هذه المبادلات باستخدام مواد كيميائية مناسبة. أظهرت التحليلات وجود تركيزات عالية من الحديد والكبريت في الرواسب، مما يبرز تأثير التآكل بالإضافة إلى التركيبة الأولية للغاز التجديدي الذي يحتوي على نسبة عالية من الكبريت.

من أجل الوصول إلى هدفنا، قمنا بإقتراح بروتوكول لتنظيف المبادل الحراري مع التركيز بشكل خاص على إختيار المذيب الكيميائي المناسب بفعالية دون إلحاق الضرر بمكونات المبادل الحراري.

أظهرت الإختبارات أن إستخدام حمض النيتريك بتركيز مناسب و مدروس في المخبر أثبتت فعاليته في إزالة رواسب الكوك مع الحفاظ على سلامة المعدن الحديدي. تؤكد نتائج هذه الدراسة على ضرورة تبني نهج إستباقي في إدارة الرواسب داخل المبادلات الحرارية كما تفتح هذه الدراسة آفاق جديدة لتحسين إستراتيجية الصيانة، مما يضمن إستدامة المعدات وتحسين أداء وحدات الإنتاج.

الكلمات المفتاحية: مبادل حرارة أنبوبي، الأداء، التنظيف الكيميائي، الترسب الصلب، القابلية للذوبان.

Liste des tableaux

N° du tableau	Titre du tableau	Page
Tableau (I.1)	Capacité de production de l'unité GPL-2	13
Tableau (I.2)	Spécifications des produits de l'unité GPL-2	14
Tableau (I.3)	Composition de la charge traitée à l'unité GPL-2	14
Tableau (II.1)	Composition molaire du GPL	17
Tableau (III.1)	Avantages et inconvénients des échangeurs à tubes et calandre	37
Tableau (V.1)	Résultats de l'effet d'une solution diluée d'acide nitrique sur des échantillons de fer	55
Tableau (V.2)	Composition chimique des différents éléments, constituant l'échantillon	61
Tableau (V.3)	Composition chimique du coke analysé par XRF	62
Tableau (V.4)	Différents oxydes formés lors de la circulation continue du gaz	63
Tableau (V.5)	Différents solvants testés avec l'échantillon	64
Tableau (V.6)	Différents résultats et observations	65
Tableau (V.7)	Solubilité de l'acide nitrique	69
Tableau (V.8)	Solubilité de quelques mélanges de solvant	70

Liste des figures

N° de figure	Titre de la figure	Page
Figure (I.1)	Champ de Hassi-Messaoud	4
Figure (I.2)	Situation géographique du Champ de HMD	5
Figure (I.3)	Organigramme du procédé d'obtention du GPL	7
Figure (I.4)	Schéma du processus de l'unité GPL-2	12
Figure (I.5)	Procédé détaillé de production de GPL au sein de l'unité GPL-2	13
Figure (II.1)	Consommation des GPL par secteur	21
Figure (III.1)	Sens d'écoulement dans un échangeur à co-courant	25
Figure (III.2)	Sens d'écoulement dans un échangeur à contre-courant	26
Figure (III.3)	Représentation du sens d'écoulement dans un échangeur à courant croisés	26
Figure (III.4)	Echangeur monotube	28
Figure (III.5)	Echangeur à tubes concentriques	28
Figure (III.6)	Echangeur à tubes séparés	29
Figure (III.7)	Echangeur à tubes rapprochés	29
Figure (III.8)	Echangeur à tubes et calandre	30
Figure (III.9)	Echangeur à tubes à ailettes	31
Figure (III.10)	Différentes géométries de plaques d'échangeurs à surface primaire	31
Figure (III.11)	Echangeur à plaques et joints	32
Figure (III.12)	Echangeur à plaques tout soudé	33
Figure (III.13)	Echangeur à plaques brasées	34
Figure (III.14)	Echangeur à faisceaux et calandre	36
Figure (III.15)	Types d'échangeurs à faisceaux tubulaires	37
Figure (V.1)	Image MEB du dépôt de coke analysé avec un grossissement de 50 fois	58
Figure (V.2)	Image MEB du dépôt de coke analysé avec un grossissement de 200 fois	59

Figure (V.3)	Image MEB du dépôt de coke analysé avec un grossissement de 1000 fois	59
Figure (V.4)	Image MEB du dépôt de coke analysé avec un grossissement de 5000 fois	60
Figure (V.5)	Analyse spectrale EDX du dépôt de coke	60
Figure (V.6)	Courbe de solubilité pour l'acide nitrique	69

Liste des photos

N° de photo	Titre de la photo	Page
Photo (III.1)	Echangeur de chaleur à tubes et calandre dans l'unité GPL-2, CIS	34
Photo (III.2)	Echangeur à tubes et calandre en état d'arrêt à l'unité GPL-2	40
Photo (III.3)	Echangeur à tubes et calandre avec dépôt de coke à l'unité GPL-2	41
Photo (III.4)	Etat réel de l'encrassement de l'échangeur à tubes et calandre à l'unité GPL-2	41
Photo (IV.1)	Echantillon à analyser	46
Photo (IV.2)	Essai de réaction directe	51
Photo (IV.3)	Séchage et pesée de l'échantillon	52
Photo (IV.4)	Préparation des solvants	52
Photo (IV.5)	Préparation des échantillons (solvant + coke)	52
Photo (IV.6)	Préparation des mélanges (coke + mélange de solvants)	53
Photo (IV.7)	Préparation des mélanges (échantillons 1, 2, 3 et 4)	53
Photo (IV.8)	Matériaux trompés dans des solutions de l'acide nitrique à différentes concentrations	54

Liste des abréviations

Abréviations	Signification
CFPA	Compagnie Française des Pétroles d'Algérie
SN-REPAL	Société Nationale de Recherche Pétrolière en Algérie
CINA	Complexe industriel nord Naili Abd Elhalim
CIS	Complexe industriel sud
CRAPC	Centre de recherches des analyses physico-chimiques
ECM	Entreprise de chaudronnerie métallique
EDX	Spectroscopie X à dispersion d'énergie
ENCC	Entreprise nationale de construction et charpente
GCB	Entreprise de génie civil et béton
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
GTP	Entreprise des grands travaux pétroliers
HMD	Hassi-Messaoud
JGC	Japan Gasoline Co
LDBP	Ligne directe basse pression
LDHP	Ligne directe haute pression
MEB	Microscopie électronique à balayage
UTBS	Unité de traitement de brut sud
XRF	Spectrométrie de fluorescence X

Table des matières

Introduction générale	I
Chapitre I : Présentation du champ industriel sud de Hassi-Messaoud et l'unité GPL-2.....	3
I.1. Historique du champ CIS de HMD	4
I.2. Situation géographique du CIS.....	5
I.3. Description du champ CIS	6
I.4. Les unités du complexe CIS	6
I.5. Description de l'unité GPL-2.....	6
I.5.1. Historique de l'unité GPL-2.....	6
I.5.2. Principe de fonctionnement de l'unité GPL-2.....	7
I.5.3. Différentes sections de l'unité GPL-2.....	8
I.5.4. Procédé de production de GPL	8
I.5.5. Capacité de l'unité GPL-2	13
I.5.6. Spécifications des produits de l'unité GPL-2	14
I.5.7. Composition de gaz de charge	14
Chapitre II : Généralités sur le GPL	16
II.1. Définition du GPL	17
II.2. Caractéristiques du GPL	18
II.3. Origine du GPL	18
II.3.1. Fractions lourdes de l'extraction du gaz naturel	19
II.3.2. Fractions légères du raffinage du pétrole.....	19
II.4. Utilisation du GPL	19
II.5. GPL en Algérie	19
II.6. GPL dans le monde	20
Chapitre III : Technologie des échangeurs de chaleur.....	22
III.1. Introduction.....	23
III.2. Notion d'un échangeur de chaleur	23
III.3. Classification des échangeurs de chaleur.....	24
III.3.1. Selon le type de contact.....	24
III.3.2. Selon le type d'échange.....	24
III.3.3. Selon la disposition des écoulements	25
III.3.4. Selon la nature du matériau de la paroi d'échange	26
III.3.5. Selon la compacité de l'échangeur	27
III.3.6. Selon le nombre de passes de fluides	27
III.3.7. Selon les applications spécifiques	27

III.3.8. Selon le type de conception.....	27
III.4. Différents types d'échangeurs de chaleur.....	27
III.4.1. Les échangeurs tubulaires.....	27
III.4.2. Les échangeurs à ailettes	30
III.4.3. Echangeurs à plaques	31
III.5. Description de l'échangeur à tubes et calandre	34
III.5.1. Description générale.....	35
III.5.2. Fonctionnement	35
III.5.3. Différents types de l'échangeur à tubes et calandre [25, 30].....	36
III.5.4. Avantages et inconvénients des échangeurs à tubes et calandre	37
III.6. Problèmes de fonctionnement des échangeurs	38
III.6.1. L'encrassement.....	38
III.6.2. La corrosion.....	39
III.7. Décokage des échangeurs	41
III.7.1. Définition du coke	42
III.7.2. Conséquences de l'encrassement par le coke.....	42
III.8. Nettoyage des échangeurs	42
III.8.1. Nettoyage Chimique	42
III.8.2. Nettoyage Mécanique.....	43
III.8.3. Nettoyage par Circulation.....	43
III.8.4. Nettoyage par Ultrason.....	43
III.8.5. Nettoyage par Jets d'Eau.....	43
III.8.6. Nettoyage Thermique	43
III.8.7. Nettoyage par Grenailage.....	43
III.9. Conclusion	44
Chapitre IV : Matériels et méthodes	45
IV.1. Introduction.....	46
IV.2. Caractérisation du dépôt solide par les méthodes d'analyses	47
IV.2.1. Microscopie électronique à balayage (MEB) couplée à la spectroscopie X à dispersion d'énergie (EDX).....	47
IV.2.2. Spectrométrie de fluorescence X (XRF)	48
IV.3. Choix du solvant.....	48
IV.3.1. Solvants utilisés.....	48
IV.3.2. Protocole expérimental	50
IV.4. Essais effectués avec le matériau de l'échangeur	54
IV.5. Conclusion	56

Chapitre V : Résultats et discussion	57
V.1. Introduction	58
V.2. Caractérisation du dépôt de coke	58
V.2.1. Microscopie électronique à balayage (MEB) couplée à la spectroscopie X à dispersion d'énergie (EDX).....	58
V.2.2. Spectrométrie de fluorescence X (XRF).....	62
V.3. Résultats concernant les solvants testés	64
V.4. Résultats de solubilité de quelques solvants	68
Conclusion générale	71
Références bibliographiques	75
Annexes	79

Introduction générale

Introduction générale

Les procédés utilisés au niveau de l'industrie, notamment l'industrie du raffinage des produits pétroliers, exigent souvent que les fluides traités soient réchauffés ou refroidis, avec ou sans changement de phase, au cours des diverses opérations auxquelles ils sont soumis [1]. Ces opérations de réchauffement et de refroidissement sont assurées à l'aide d'équipements appelés « échangeurs de chaleur ». Ce sont des systèmes thermodynamiques présents dans toutes les unités industrielles, permettant d'assurer un transfert de chaleur d'un fluide chaud à un fluide froid, le plus souvent sans contact direct entre les deux. Le même fluide peut conserver son état physique liquide ou gazeux, ou se présenter sous l'état biphasique, comme c'est le cas des condenseurs, évaporateurs, bouilleurs, etc [2] [3].

Dans le secteur pétrolier et gazier, le maintien d'une efficacité optimale est essentiel pour assurer la continuité de la production et la sécurité des installations [4]. Les échangeurs de chaleur, en particulier ceux de type à tubes et calandre, jouent un rôle crucial dans les processus de transfert thermique, contribuant significativement à l'efficacité globale des unités de traitement. Cependant, au fil du temps, ces équipements sont susceptibles d'être affectés par l'accumulation de dépôts internes. Ces dépôts, issus de réactions chimiques et physiques liées aux fluides traités, peuvent compromettre les performances des échangeurs en réduisant leur efficacité de transfert thermique, ce qui a un impact direct sur l'ensemble du processus de production.

Le nettoyage des échangeurs de chaleur devient alors une solution vitale et indispensable pour restaurer les performances de ces équipements. Toutefois, la réussite de cette opération repose sur la capacité à identifier précisément la nature des dépôts afin de sélectionner le solvant chimique le plus approprié. Ce solvant doit être efficace pour dissoudre les dépôts tout en préservant l'intégrité des matériaux constitutifs des échangeurs.

Dans ce contexte, l'unité GPL-2 de Hassi-Messaoud, un site stratégique pour la production de gaz de pétrole liquéfié, fait face à la nécessité de développer une méthode efficace et sécurisée pour le nettoyage de ses échangeurs de régénération. L'accumulation de dépôts solides dans ces équipements constitue un véritable défi technique et opérationnel, exigeant une approche à la fois scientifique et pratique pour leur élimination.

L'objectif principal de notre travail consiste à réaliser une caractérisation approfondie des dépôts solides présents dans les échangeurs. Cette étape initiale repose sur une démarche méthodologique combinant diverses analyses chimiques, permettant l'identification précise des composés constituant les dépôts. Une fois cette caractérisation achevée, un nettoyage chimique des échangeurs E201 A/B/C sera effectué à l'aide d'un solvant spécifiquement choisi pour sa capacité à dissoudre les dépôts sans endommager les équipements.

Ce présent mémoire est structuré en cinq chapitres comme suit :

- **Chapitre I** : Ce chapitre est consacré à la description de la zone d'étude, avec un aperçu détaillé du centre industriel sud de Hassi-Messaoud et de l'unité de production de GPL-2.
- **Chapitre II** : Il présente des informations générales sur le GPL et ses caractéristiques, en tant que produit principal de cette étude.
- **Chapitre III** : Ce chapitre offre une vue théorique approfondie sur les échangeurs de chaleur, incluant leur technologie, leur classification, les problèmes de fonctionnement courants, les opérations de décokage et la caractérisation des dépôts solides.
- **Chapitre IV** : Il explique la méthodologie adoptée pour mener à bien cette étude, en détaillant les outils et techniques utilisés.
- **Chapitre V** : Ce dernier chapitre est dédié à la discussion et à l'analyse des résultats obtenus au cours de cette étude.

Enfin, ce mémoire se conclut par une synthèse des principaux résultats obtenus, accompagnée de recommandations pour des travaux futurs visant à améliorer davantage les performances des échangeurs de chaleur.

Chapitre I : Présentation du champ industriel sud de Hassi-Messaoud et l'unité GPL-2

I.1. Historique du champ CIS de HMD

Le gisement de HMD fut découvert par deux compagnies Françaises CFP A au niveau de la partie nord et SN-REPAL au niveau de la partie sud [5].

En 1946, la compagnie avait commencé sa recherche à travers le Sahara Algérien, trois années plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique [5].

Le 15 Janvier 1956, il fut réalisé le premier forage MD1. Ce forage a mis en évidence les grès du cambrien producteurs d'huile à 3338 mètres de profondeur. En Mai 1957, à sept kilomètres au Nord-Ouest de MD1, la CFP A confirmait l'existence d'un gisement par le forage OM1 [5, 6, 7].

Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 Février 1971, les forages n'ont cessé de se multiplier pour atteindre en 1977 une moyenne de 34 puits par an [6].

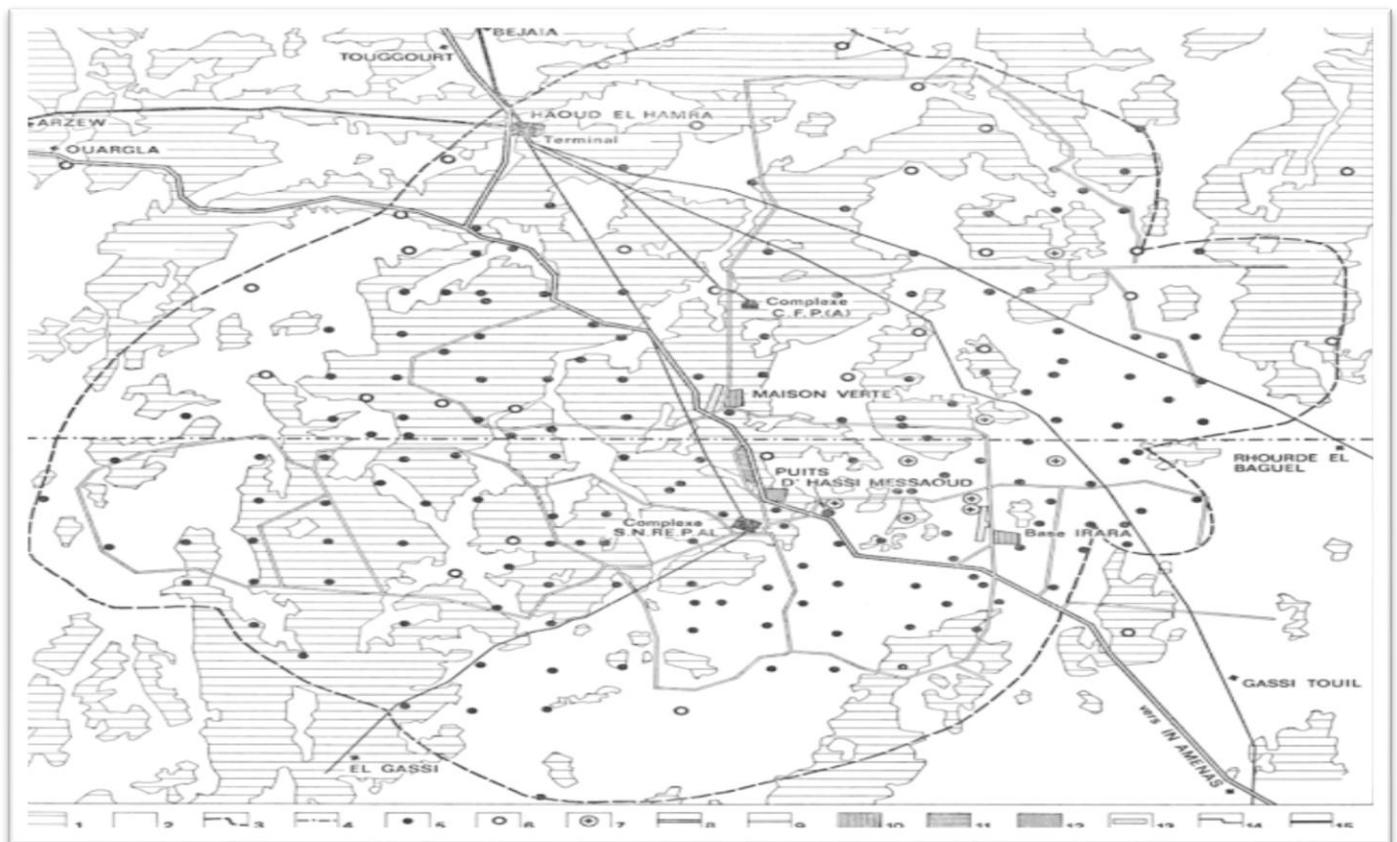


Figure (I.1) : Champ de Hassi-Messaoud [8]

I.2. Situation géographique du CIS

Le champ de Hassi-Messaoud se situe à 850 Km au Sud-Est d'Alger et à 300 Km de la frontière Algéro-Tunisienne et à 85 Km au Sud-Est de la ville de OUARGLA, dans la province triasique (dont la superficie est plus de 280 Km²). Cette dernière est la région pétrolière la plus riche en Algérie. Il compte plus de 1300 puits. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante [5, 6] :

X = [790.000 – 840.000] Est.

Y = [110.000 – 150.000] Nord.

Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements de Ouarg Gallala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui),
- Au Sud –Ouest par les gisements d'El Gassi Zotti et Agreb,
- Au Sud-Est par les gisements de Rhourde El Baguel et Mesdar.

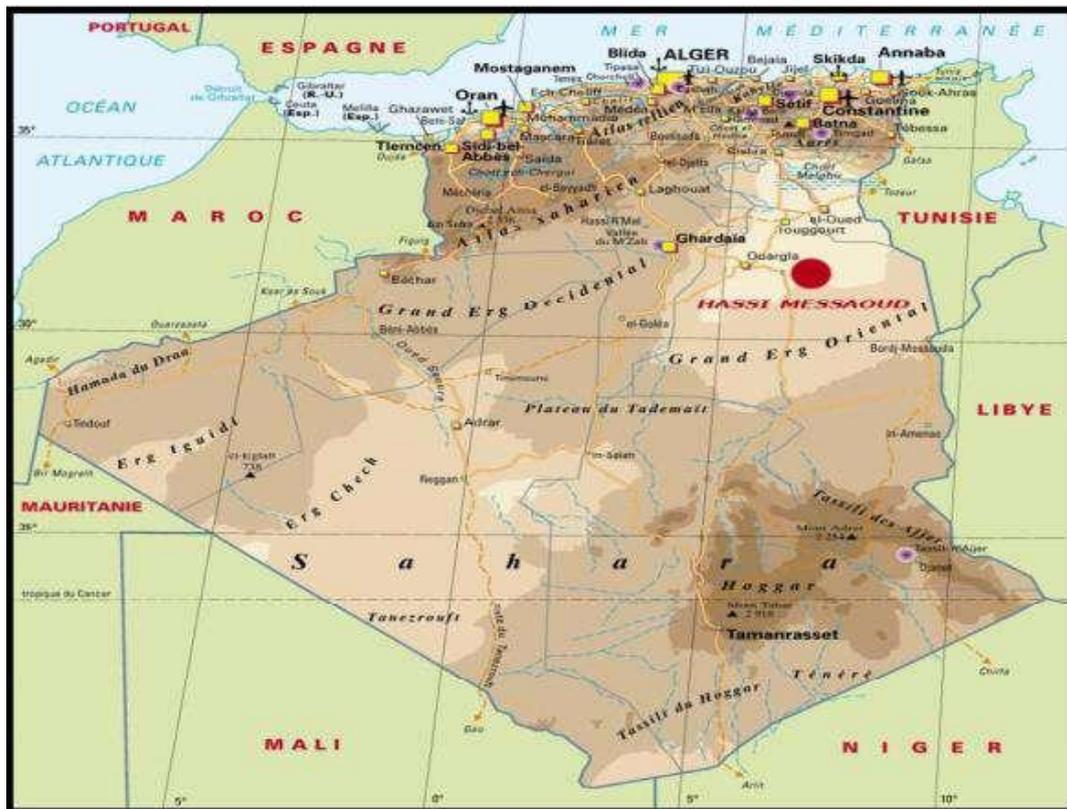


Figure (I.2) : Situation géographique du Champ de HMD [9]

I.3. Description du champ CIS

Pour des raisons historiques et de dimensions, le champ de Hassi-Messaoud dispose de deux complexes industriels :

- ✓ CIS : Complexe industriel sud,
- ✓ CINA : Complexe industriel nord Naili Abd Elhalim.

Ces deux complexes sont constitués de plusieurs unités de différentes fonctions. Les puits de la zone nord sont collectés au centre industriel Nord (CINA) et les puits de la zone sud sont collectés au centre industriel Sud (CIS). Il y a certains puits, qui sont dotés d'une section de séparations à leur tête. Le brut est envoyé soit aux unités satellites, soit directement à l'un des deux complexes [5].

I.4. Les unités du complexe CIS

Le complexe CIS est constitué de plusieurs unités, assurant la production de divers produits, qui vont être par la suite commercialisés par la compagnie Sonatrach. Il y a quelques produits qui sont utilisés à l'intérieur de la division production et exploitation.

Les principales unités existant au CIS sont : [6]

- 1- Unité de traitement de brut,
- 2- Unité GPL2 avec l'ancienne GPL1,
- 3- Station de compression de gaz pour la réinjection,
- 4- La nouvelle raffinerie RHM2.

I.5. Description de l'unité GPL-2

I.5.1. Historique de l'unité GPL-2

L'unité de traitement de gaz du pétrole liquéfié GPL-2 est implantée au centre industriel sud de Hassi-Messaoud. Les travaux de construction ont débuté en 1994, la supervision est assurée par la firme japonaise J.G.C (Japon Gazoline Corporation), elle a été mise en marche en 1997 dans le but de récupérer le maximum de gaz de propane et de butane (C₃ et C₄) [10].

L'usine GPL-2 a été réalisée suite à un contrat de partenariat entre Sonatrach et JGC. La partie engineering du projet a été confiée à JGC, tandis que les travaux de construction ont été entrepris par des sociétés et entreprises de construction algériennes, réparties comme suit :

- Entreprise des grands travaux pétroliers (GTP) 80%
- Entreprise de génie civil et béton (GCB) 16%
- Entreprise nationale de construction et charpente (ENCC) 3%

- Sidérurgie engineering métallique/Entreprise chaudronnerie métallique (Sidem/ECM) 1%

Le nombre total d'heures de travail effectuées a été de 3.250.000 heures. Le démarrage effectif de la production a été entamé le 5 janvier 1997 par un personnel mixte algéro-japonais [6, 7].

I.5.2. Principe de fonctionnement de l'unité GPL-2

Le fonctionnement de l'unité GPL-2 est basé sur les étapes suivantes :

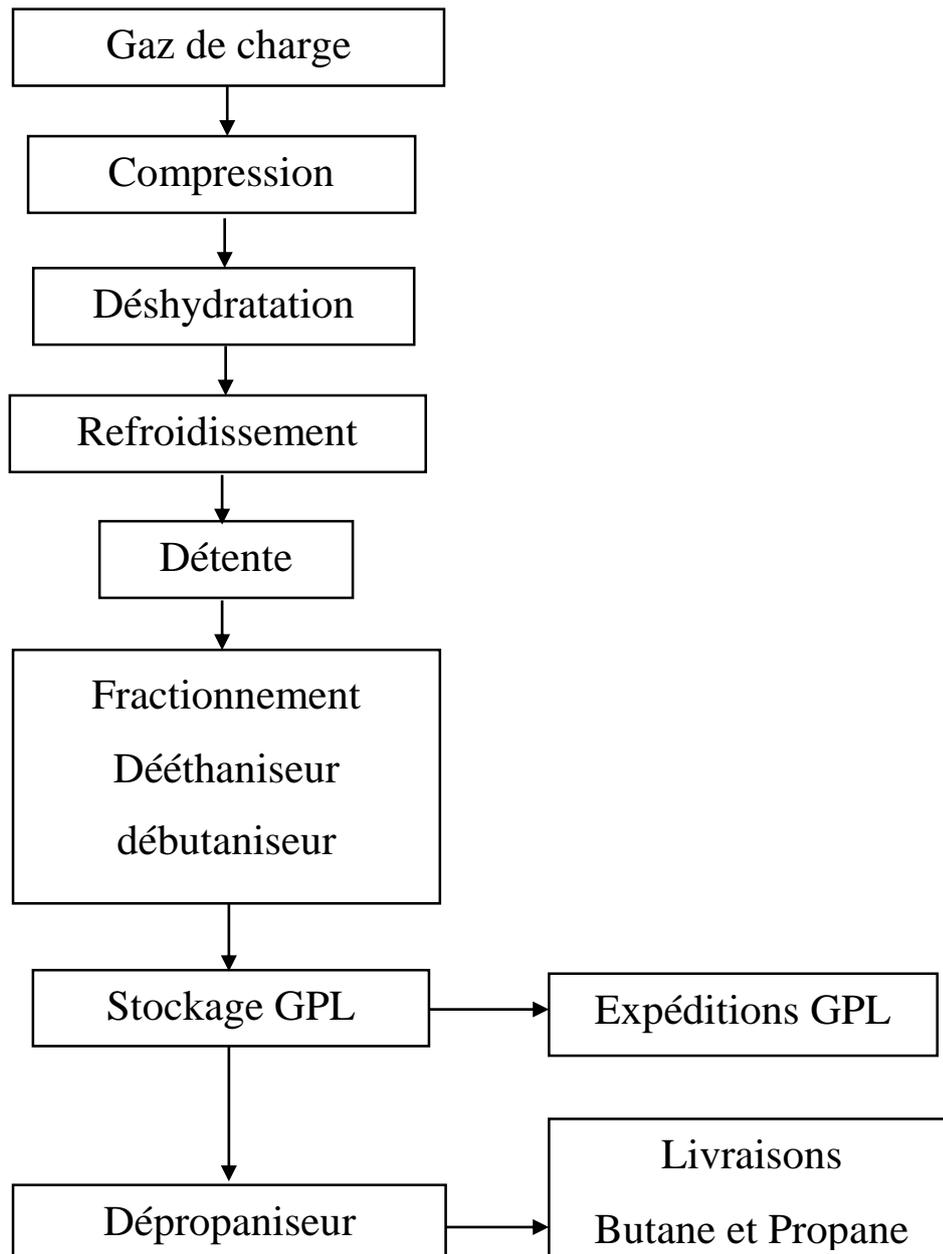


Figure (I.3) : Organigramme du procédé d'obtention du GPL [11]

I.5.3. Différentes sections de l'unité GPL-2

L'unité GPL-2 a pour objectif de récupérer le GPL, qui est un mélange de propane et de butane liquéfié, contenus dans les gaz associés alimentant l'unité. Le GPL produit est expédié vers Arzew via des stations de pompage (pipe LR1). Le condensât stabilisé produit dans l'unité est réinjecté dans le brut, tandis que le gaz résiduel constitué principalement de méthane et d'éthane est envoyé vers les stations de compression pour la réinjection dans le gisement, dont une partie est utilisée pour les besoins en gaz combustible [6,7].

L'unité produit également du propane et du butane commercial pour les besoins locaux. Ces deux produits sont acheminés vers Naftal via le stockage de l'unité GPL-1.

L'unité GPL-2 est composée des sections suivantes : [6]

- Un manifold de distribution d'une capacité de 40MNm^3 /jr, alimente les deux unités GPL de CIS.
- Une section de Boosting (section 10) : composée de quatre turbocompresseurs.
- Trois trains identiques (sections 11- 12-13) : constitués chacun de :

✓ Trois déshydrateurs (tamis moléculaire).

✓ Un turbo-expandeur (refroidissement et détente).

✓ Une section de fractionnement constituée d'une colonne de déethaniseur et d'une colonne de débutaniseur.

✓ Une boucle d'huile chaude (régénération).

✓ Des échangeurs et des aéroréfrigérants.

- Un dépropaniser (section 14) : pour la production du propane et butane commerciaux.
- Quatre sphères de stockage de GPL (section 15) : de 500 m^3 chacune.
- Une pomperie d'expédition.

I.5.4. Procédé de production de GPL

Dans ce qui suit, nous allons décrire le procédé de production de GPL au niveau de l'unité GPL-2 sous forme de sections [6, 7].

I.5.4.1. Section manifold

L'arrivée du gaz au manifold par différentes sources alimente l'unité GPL-2. Ces gaz sont issus de la séparation du pétrole brut au niveau des champs de séparation, appelés communément "satellites". Une autre quantité de gaz est venue des complexes CINA et CIS de la section traitement et de l'unité UTBS [6].

Les 3 collecteurs primaires reçoivent une charge de telle manière qu'on aura :

- Un collecteur, qui regroupe les gaz du satellite Est : E1a, E2a et S1a.
- Un collecteur ouest qui collecte les gaz du satellite Ouest : W1a, W2a et W1c.
- Un troisième collecteur, qui réunit les gaz provenant de la zone de traitement, les gaz de LDHP-1, LDHP-2 et ceux de LDBP-1, LDBP-2 qui ont subi une compression. Ces trois collecteurs renvoient le gaz dans un autre collecteur d'alimentation d'une capacité de 40 millions. N.m³ /jr (en unité standard 42 millions Sm³ /jr) et ce dernier alimente les unités GPL-1 et GPL-2 [6].

I.5.4.2. Section boosting

Avant que le gaz ne soit comprimé, il devra être en premier lieu séparé et cela est assuré par son passage par deux ballons de séparation (Slag-Catcher), qui ont pour rôle l'élimination d'une quantité de liquide. Le fond du ballon est envoyé vers la section de traitement, en vue qu'il contient une quantité de condensât et le haut de ce ballon est envoyé vers la section boosting, qui est composée de quatre compresseurs (Nuevo-Pignone), entraînés par une turbine à gaz. Le gaz provient du manifold à une pression de 28 bars après son passage dans les ballons d'aspiration (10-D101 A/B/C/D) pour séparer les liquides. Le haut de ce ballon est comprimé dans les compresseurs (10-K101 A/B/C/D), dont l'un est en stand-by à une pression de 97 bars (soit une température de 125°C). Ces gaz sont ensuite refroidis à une température de 50°C par des aéroréfrigérants (E101), puis se dirigent vers les ballons de refoulement (10-D102 A/B/C/D) où a lieu la séparation et l'élimination de l'eau condensée. Les gaz sortant en tête de ces séparateurs sont collectés dans un collecteur commun, qui alimente les trois trains [12].

I.5.3.3. Section de déshydratation

La teneur en eau du gaz d'alimentation est de 1600 ppm. Celui-ci traverse de haut en bas les sécheurs, contenant un lit de tamis moléculaires qui éliminent et réduisent la teneur en eau à moins de 3-1 ppm. Il y a trois Déshydrateurs, deux en service (XV-201) et l'autre en régénération. Deux filtres (V- 201A/B) en aval des trois sécheurs retiennent les éventuelles particules de poussière afin d'éviter les bouchages dans les instruments de mesure et les appareils sensibles, ainsi que l'érosion de ces derniers. Des hygromètres en ligne placés à la sortie de la section de déshydratation servent à mesurer la teneur en eau du gaz. Une partie de ce gaz déshydraté est chauffée dans les échangeurs d'huile (E201 A/B/C) pour augmenter sa température pendant deux heures, ce gaz passe au fond du ballon de régénération pour faciliter l'évaporation des gouttelettes d'eau, absorbées par le tamis. On récupère les liquides dans le ballon (D-202) qui sera envoyé vers le traitement par une vanne, après avoir refroidi ce gaz à 50°C par son passage à travers les aéroréfrigérants, dans ce parcours la pression du gaz chute de 10 bars

(87 bars), c'est pour cette raison qu'on le renvoie dans la 6ème roue du compresseur pour le comprimer à 95 bars avec le gaz provenant du manifold [12].

I.5.4.4. Section cryogénique

Le gaz à une pression de 94 bars et une température de 50°C se divise en deux courants, l'un se dirige vers l'échangeur (11-E-203) et l'autre vers l'échangeur (11-E-204) pour un premier refroidissement jusqu'à une température de 14,3°C. Les deux courants convergent vers le même échangeur (11-E-205) où leur température diminue jusqu'à 12°C. Le gaz de charge passe ensuite dans le séparateur (11-D-203) où les deux phases gaz et liquide sont séparées. Après avoir cédé ses frigories dans l'échangeur (11-E-204), le liquide de ce ballon est envoyé comme première charge du déethaniseur, introduite au niveau du 21ème plateau, tandis que la phase gazeuse subit une détente dans le turbo-expander (11-K-201) jusqu'à une pression de 21 bars et une température de -43°C. Le liquide formé après détente est séparé de son gaz dans le séparateur (11-D-204). Le gaz du ballon (11-D-204) refroidit le produit de tête du (11-C-201) jusqu'à une température de -24°C dans l'échangeur (11-E-208), puis il se mélange avec le gaz du ballon de reflux du déethaniseur (11-D-205), en formant le mélange du gaz résiduel. Ce mélange refroidit par la suite le gaz de charge dans l'échangeur (11-E-203). La température du gaz résiduel à la sortie de l'échangeur (11-E-203) est de 42,3°C. Ce gaz résiduel est comprimé dans le compresseur du turbo-expander (11-K-201) jusqu'à une pression de 28 bars avant d'être envoyé vers le manifold, puis vers les unités de réinjection. Le liquide provenant du ballon (11-D-204) est aspiré par pompe (11-G-201A/B) vers l'échangeur (11-E-207) pour refroidir le gaz de tête du déethaniseur et le gaz de charge dans l'échangeur (11-E-205), ensuite, il est acheminé vers le (11-C-201) comme une deuxième charge, introduite au niveau du 13ème plateau. Les deux températures de ce liquide à la sortie de chaque échangeur sont respectivement de -16°C et de -5,7°C [13].

I.5.4.5. Section de fractionnement

Déethaniseur (11-C-201) : C'est une colonne de fractionnement, constituée de 48 plateaux à clapets. Les paramètres opératoires de cette colonne sont les suivants [14] :

- Pression de service : 23,6 bars.
- Température de tête : -23°C.
- Température de fond : 90°C.

Deux circuits assurent l'alimentation de la colonne (11-C-201). L'alimentation supérieure, provenant du ballon (11-D-204) est introduite au niveau du 13ème plateau, tandis que l'alimentation inférieure est assurée par le liquide du ballon (11-D-203). Ce liquide est introduit

au niveau du 21^{ème} plateau. La vapeur de tête est condensée partiellement dans les échangeurs (11-E-207) et (11-E-208), ensuite elle est récupérée dans le ballon de reflux (11-D-205). Le rebouillage est assuré par le rebouilleur (11-E-209), qui garantit une température de fond de 90°C. Le produit de fond de cette colonne est utilisé comme charge pour la colonne (11-C-202).

Débutaniseur (11-C-202) : C'est une colonne à 33 plateaux, fonctionnant à une pression de 14 bars. Celle-ci est conçue pour séparer le produit de fond du déethaniseur en :

- Produit de tête : GPL (mélange de propane et butane).
- Produit de fond : condensât (fraction pentane et plus). Les vapeurs de tête sont entièrement condensées dans les aéroréfrigérants (11-E-210) où le GPL est recueilli dans le ballon de reflux (11-D-206) à une température de 55°C. Une partie de ce liquide est retournée par la pompe (11-G-203 A/B) comme reflux vers le 1er plateau du débutaniseur (11-C-202) afin de maintenir la température de tête, l'autre est acheminée vers le stockage. Le système de rebouillage assure une température de fond à 152°C dans le rebouilleur (11-E-211). Les condensats sont envoyés vers l'unité de traitement de brut [14].

I.5.4.6. Section de dépropaniseur (14-C-301)

Le dépropaniseur est une colonne composée de 33 plateaux, son rôle est de produire du propane comme produit de tête et le butane comme produit de fond. Le dépropaniseur fonctionne à une pression de 20 bars, une température de 58°C en tête et 111°C au fond, la charge du dépropaniseur provient du stockage, il est équipé d'un rebouilleur (14-E-302), d'un ballon de reflux, de pompes de reflux (14-G-301A/B), d'aérocondenseurs de propane et de refroidisseurs de butane. A préciser que les deux produits sont stockés au niveau de l'unité GPL-1 avant d'être livrés à Naftal [15].

I.5.4.7. Section d'huile chaude

Un système d'huile chaude est prévu afin d'assurer le chauffage du gaz dans [6] :

- Le rebouilleur du déethaniseur (E-209).
- Le rebouilleur du débutaniseur (E-211).
- Le rebouilleur du dépropaniseur (14-E-302).
- Les réchauffeurs de gaz de régénération (E-201-A/ B/C).

I.5.4.8. Section de stockage (section 15)

La section de stockage est composée de quatre sphères de stockage de GPL (15-T-401-A/B/C) d'une capacité de 500 m³ chacune. Dans le cas du démarrage ou de l'arrêt, la sphère de stockage (15-T-402) est utilisée pour stocker les produits hors spécifications [6].

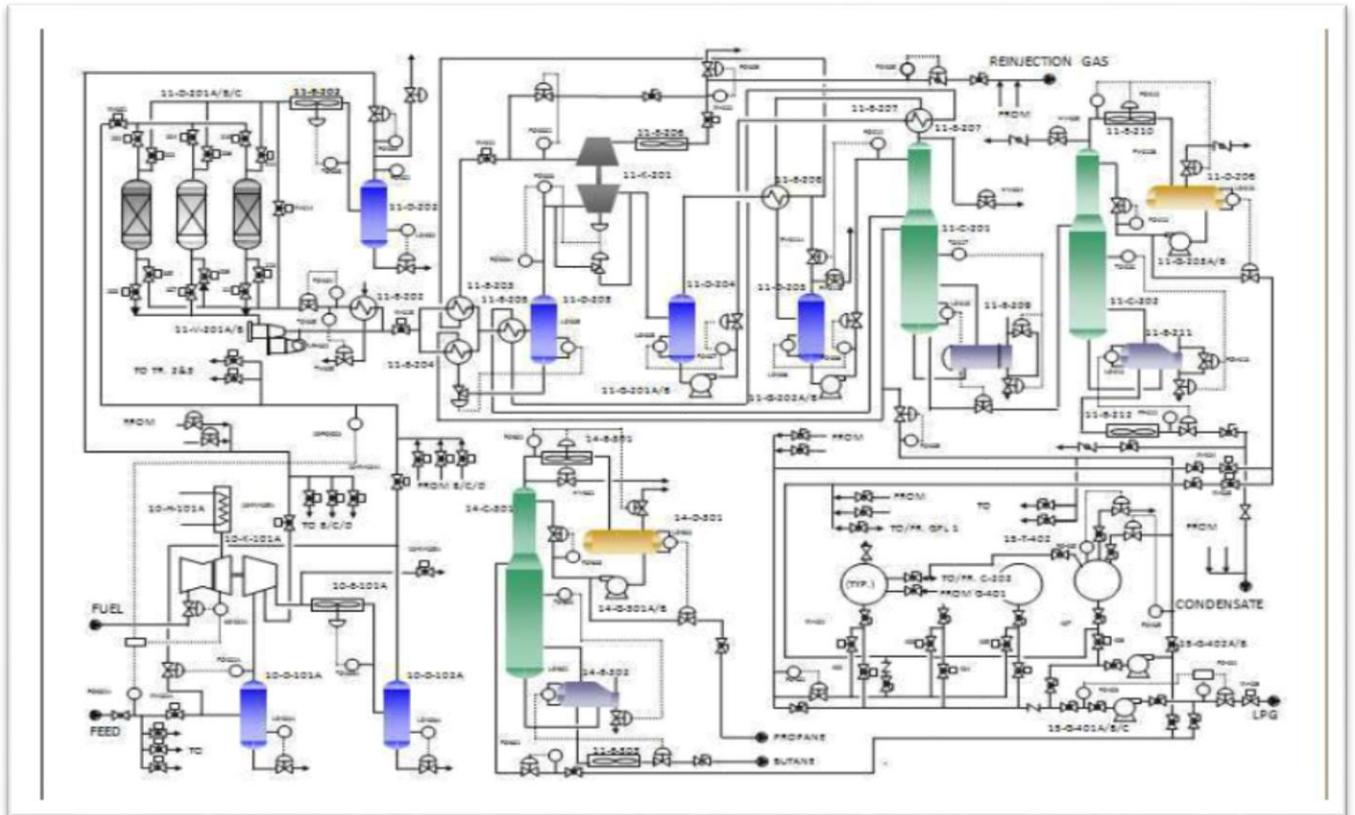


Figure (I.5) : Procédé détaillé de production de GPL au sein de l'unité GPL-2 [9]

I.5.5. Capacité de l'unité GPL-2

Tableau (I.1) : Capacité de production de l'unité GPL-2 [14]

	Gaz riche	Gaz pauvre
Gaz d'alimentation (MMNm³/J)	24	24
GPL produit (tonnes/jour)	4890	3050
Condensât (tonnes/jour)	1050	600
Propane (tonnes/jour)	240	240
Butane (tonnes/jour)	160	160

I.5.6. Spécifications des produits de l'unité GPL-2

Les spécifications des différents produits, issus de l'unité sont représentées sur le tableau ci-dessous :

Tableau (I.2) : Spécifications des produits de l'unité GPL-2 [6, 7, 11]

Produits	Spécifications	Teneurs
GPL	(Méthane + éthane) C ₂ ⁺	Moins de 3% mole
	(Pentane et +) C ₅ ⁺	Moins de 0.4% mole
	Eau	Moins de 50 ppmv
Gaz traité	Pression	28 bars
	Température	55 C°
	Teneur eau	inférieur à 3 ppmv
Propane	(Butane et +) C ₄ ⁺	Moins de 2.5% en vol
	TVR	Moins de 14.34 bars
Butane	(Pentane et +) C ₅ ⁺	Moins de 2% en vol
	TVR	Moins de 4.83 bars

I.5.7. Composition de gaz de charge

La composition de gaz extrait du pétrole varie selon la nature du pétrole brut, la charge qui arrive à l'unité GPL-2 est présentée dans le tableau ci-dessous :

Tableau (I.3) : Composition de la charge traitée à l'unité GPL-2 [11]

Composants (%mol)	Gaz riche	Gaz pauvre
H ₂ O	0.73	0.73
N ₂	2.68	2.69
CO ₂	1.53	1.41
C ₁	63.14	69.00
C ₂	18.13	17.50
C ₃	9.16	4.54
iC ₄	0.84	0.51
nC ₄	2.43	1.75
iC ₅	0.39	0.28

nC₅	0.55	0.41
C₆	0.31	0.26
C₇	0.11	0.10
Total	100	100

Chapitre II : Généralités sur le GPL

II.1. Définition du GPL

Le gaz du pétrole liquéfié (GPL) est un mélange gazeux, composé essentiellement de Butane et Propane à température ambiante et pression atmosphérique, mais il peut demeurer à l'état liquide sous des pressions relativement basses (4 -18 bars).

Ceci, présente l'intérêt de stocker une importante quantité d'énergie dans un volume réduit (1 litre de GPL liquide égal 250 litres de GPL gazeux), ce qui permet de le transporter plus facilement que pour les gaz non condensables (méthane, éthane) qui exigent des pressions très élevées, et de le commercialiser aisément, dans des bouteilles en acier. Il se gazéifie au moment de son utilisation [6].

La composition chimique de GPL est variable selon les normes et les utilisations dans différents pays. Il peut contenir le propylène, butène, une faible quantité de méthane, l'éthylène, pentane et exceptionnellement des hydrocarbures tels que le butadiène, l'acétylène et le méthyl-acétylène. Le GPL est également utilisé comme carburant efficace pour les véhicules, et dans différents domaines.

Les particularités physico-chimiques des GPL (courbe de distillation, tension de vapeur, poids spécifique, pouvoir calorifique, rendement dans le moteur, etc....) dépendent de leurs teneurs en divers hydrocarbures [6].

Tableau (II.1) : Composition molaire du GPL [14]

Les composants du GPL	% molaire
Méthane	0.32
Ethane	1.12
Propane	60.95
Iso-butane	15.46
Normal butane	22.14
Iso-pentane	0.01

II.2. Caractéristiques du GPL

Le GPL possède plusieurs caractéristiques, les plus importantes sont [6] :

- **Odeur :**

Le GPL est inodore à l'état naturel, mais on doit ajouter un odorant pour des raisons de sécurité, dans des limites à des fins de commercialisation.

- **Tension de vapeur :**

Le GPL a une tension de vapeur à 20°C égale à 02 bars pour le butane et 08 bars pour le propane.

- **Dilatation :**

A l'état liquide, ils ont un haut coefficient de dilatation dont il faut tenir compte lors de leur stockage (les sphères ne doivent jamais être complètement remplies).

- **Densité :**

Aux conditions normales de température et de pression, les GPL sont plus lourds que l'air. La densité du propane commercial est une fois et demie plus lourd et le butane commercial en phase vapeur est deux fois plus lourd que l'air. Des petites quantités de GPL vapeur dans l'eau peuvent former un mélange inflammable. C'est pour cela qu'il n'est pas toléré de négliger la moindre consigne de sécurité dans l'industrie du gaz.

- **Température d'ébullition :**

A la pression atmosphérique, la température d'ébullition du propane est de -42°C. Celle de butane est de -6°C.

- **Pouvoir calorifique :**

C'est la propriété la plus intéressante étant que le GPL est traditionnellement utilisé pour les besoins domestiques :

- Butane = 29460 (i-C₄) ; 29622 (n-C₄)
- Propane = 22506

II.3. Origine du GPL

Le GPL est extrait à partir de diverses sources [4, 7, 16].

II.3.1. Fractions lourdes de l'extraction du gaz naturel

Les champs de gaz (pour plus de 60%). En moyenne, un champ de gaz naturel fournit près de 90% de méthane (CH₄), mais aussi 5% de propane et 5 % d'autres gaz dont le butane. Schématiquement, on refroidit le gaz naturel extrait pour en séparer les différents constituants. On obtient alors des GPL (butane et propane à l'état liquide), alors que le méthane se trouve encore à l'état gazeux, ces gaz ayant des points de liquéfaction différents. Du butane et du propane sont également récupérés lors de l'extraction de pétrole, sous forme de gaz associés dissous (d'où l'appellation de gaz de pétrole liquéfié). Les pourcentages de butane et du propane contenus dans le gaz naturel et le pétrole brut sont très variables d'un gisement à un autre [17].

II.3.2. Fractions légères du raffinage du pétrole

Lors du raffinage du pétrole brut, le butane et le propane constituent entre 2 et 3% de l'ensemble des produits obtenus. Ils constituent les coupes les plus légères, issues de la distillation du pétrole brut. Ces gaz sont également récupérés à l'issue d'opérations de traitement « secondaires », après la phase de distillation. Selon sa provenance, une tonne de pétrole brut traitée produit 20 à 30 kg de GPL, dont 2/3 de butane et 1/3 de propane. Au total, les GPL ne pourront dépasser 5% de la ressource mondiale en hydrocarbures [17].

II.4. Utilisation du GPL

Les domaines d'utilisation du propane et du butane sont très nombreux et diversifiés [7] :

-  Utilisation domestique (cuisine, chauffage).
-  Utilisation pétrochimique (production d'oléfines).
-  Utilisation industrielle :
 - Climatisation et refroidissement à l'échelle industrielle.
 - Production de carburants.
 - Centrale électrique : combustible pour la génération électrique.
-  Utilisation agro-alimentaire :
 - Culture : insecticides après traitement.
 - Elevage : chauffage couveuses.

II.5. GPL en Algérie

L'Algérie a mené depuis les années 1980 une politique de développement du GPL, carburant en substitution des carburants traditionnels et notamment les essences, en raison de ses réserves importantes en GPL et pour lutter contre la pollution. Cette politique a actuellement atteint sa maturité du fait de :

- L'existence d'un parc relativement important de véhicules convertis au GPL.
- La mise en place à travers le territoire d'installateurs de kits GPL sur véhicules.
- La disponibilité d'un réseau important de stations-service distribuant le GPL.
- La demande croissante en ce produit.

Notons aussi que le prix du GPL/C à la pompe est très attractif (différentiel important avec les essences) et l'utilisation du bu-pro, dont la teneur en butane autorisée peut atteindre 45% rend possible l'usage du GPL provenant directement des unités de traitement du gaz naturel et de pétrole du sud du pays. Ce créneau, qui nécessite le renforcement du réseau de distribution, la mise en place de capacités de stockage et des moyens de transport adéquats est une opportunité certaine aux investisseurs.

En 2021, la production totale de GPL était d'environ 7,8 millions de tonnes, tandis qu'en 2022, elle a augmenté pour atteindre 8,3 millions de tonnes, enregistrant une hausse de 7% [17,18].

II.6. GPL dans le monde

Dans le monde, l'énergie GPL constitue 2% de l'énergie consommée. Au Moyen-Orient, la production du GPL s'est considérablement développée à la fin des années 70 lorsque l'augmentation du prix de l'énergie a rendu attractive la récupération du propane et du butane. Auparavant, ces produits étaient brûlés avec le gaz associé. Le Moyen-Orient est actuellement la principale source d'exportation des GPL dans le monde [7].

En Afrique, le GPL est principalement récupéré à partir du gaz naturel dans les unités de traitement de gaz humide, avec une augmentation significative de la production au cours des dernières années. Les raffineries complètent cette production. Le propane et le butane sont extraits par distillation atmosphérique du pétrole brut et par craquage des molécules lourdes dans de nombreuses unités de transformation. Les principaux flux de GPL transitent principalement du Moyen-Orient vers le Japon et l'Asie du Sud-Est, avec une attention croissante sur le marché africain. La production mondiale de GPL a augmenté, atteignant environ 157 millions de tonnes en 2023, avec des prévisions suggérant qu'elle pourrait atteindre 244 millions de tonnes d'ici 2030. En 2021, la consommation mondiale de GPL était d'environ 330 millions de tonnes, avec un accent particulier sur l'Asie-Pacifique en tant que région de consommation majeure. Le GPL est maintenant le troisième carburant automobile au monde, avec une demande croissante pour des applications durables et une transition énergétique vers des sources d'énergie moins polluantes [19, 20].

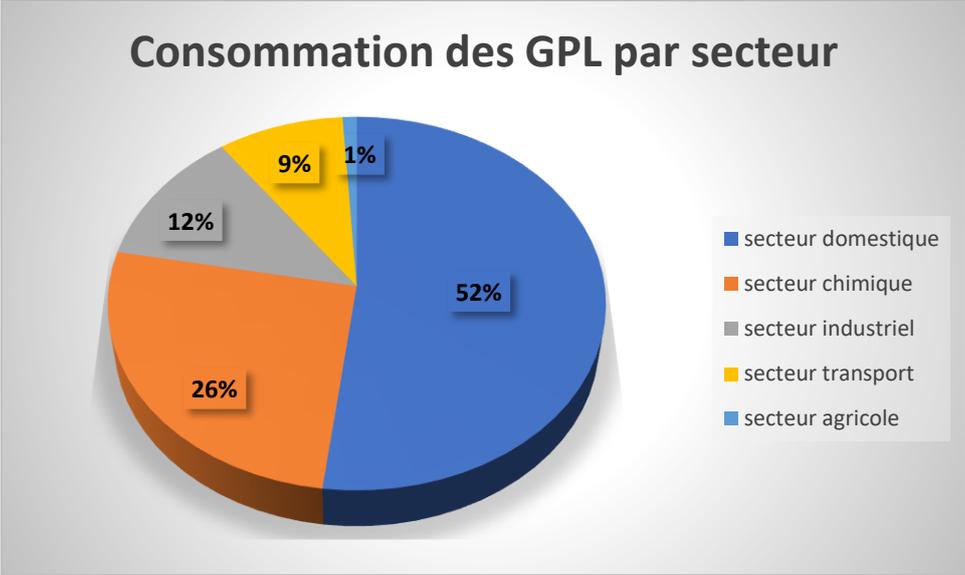


Figure (II.1) : Consommation des GPL par secteur [11]

Chapitre III : Technologie des échangeurs de chaleur

III.1. Introduction

Pour une bonne maîtrise de l'énergie, l'échangeur de chaleur est considéré comme un élément essentiel dans les sociétés industrielles. Une grande part (90 %) de l'énergie thermique utilisée dans les procédés industriels transite au moins une fois par un échangeur de chaleur, aussi bien dans les procédés eux-mêmes que dans les systèmes de récupération de l'énergie thermique de ces procédés.

Les échangeurs sont utilisés principalement dans les secteurs de l'industrie (chimie, pétrochimie, agroalimentaire, production d'énergie, etc.), du transport (automobile, aéronautique), mais aussi dans le secteur résidentiel et tertiaire (chauffage, climatisation, etc) [10].

Le choix d'un échangeur de chaleur, pour une application donnée, dépend de nombreux paramètres : domaine de température et de pression des fluides, propriétés physiques et agressivité de ces fluides, maintenance et encombrement. Il est évident que le fait de disposer d'un échangeur bien adapté, bien dimensionné, bien réalisé et bien utilisé permet un gain de rendement et d'énergie des procédés.

Les échangeurs sont des équipements permettant d'abaisser, de relever la température d'un fluide, ou de modifier son état physique. Dans les procédés pétrochimiques, il est nécessaire de modifier la température ou l'état d'un fluide pour le séparer, le distiller, le stocker et le transporter. Pour cela, on doit lui ajouter ou lui enlever une certaine quantité de chaleur via des équipements de transfert de chaleur, à savoir les échangeurs, condenseurs, réchauffeurs...etc [21].

Dans cette partie, nous allons présenter l'essentiel de la technologie des échangeurs, qui fait référence à la conception, au développement et à l'utilisation d'échangeurs, qui sont des dispositifs permettant le transfert d'énergie (comme la chaleur) ou de substances entre deux fluides ou matériaux sans les mélanger. Nous allons concentrer sur l'échangeur à tubes et calandre car c'est l'équipement principal dans notre étude où s'effectue la régénération du gaz au niveau de l'unité GPL-2.

III.2. Notion d'un échangeur de chaleur

L'échangeur de chaleur, instrument clé du thermicien ou de l'énergéticien, permet de contrôler la température d'un système ou d'un produit en échangeant de la chaleur entre deux milieux. Ce principe est mis en œuvre dans de nombreuses applications courantes : chauffage, climatisation, réfrigération, refroidissement électronique, génie des procédés, stockage

d'énergie ou production d'énergie mécanique (ou électrique) à partir d'énergie thermique. Dans l'échangeur classique, un fluide chaud transfère une partie de son enthalpie à un fluide froid. Ce type d'échangeur servira de base pour donner les définitions et les paramètres nécessaires à son dimensionnement, ainsi qu'à la compréhension des phénomènes [22].

Les fluides peuvent conserver leur état physique (liquide ou gazeux) ou se présenter successivement sous les deux phases : c'est le cas des condenseurs, évaporateurs, bouilleurs, ou des tours de refroidissement.

Si aucun changement de phase ne se produit dans les fluides de l'échangeur, il est quelque fois référé à un échangeur de chaleur sensible [23].

III.3. Classification des échangeurs de chaleur

La classification des **échangeurs de chaleur** peut se faire selon plusieurs critères, tels que la méthode de transfert de chaleur, la disposition des fluides, la construction mécanique et le type d'application [2, 25].

III.3.1. Selon le type de contact

Dans cette classification, on distingue deux configurations : [2]

Échangeurs à contact direct

Le type le plus simple comprend un récipient ou canalisation dans lequel les deux fluides sont directement mélangés et atteignent presque la même température finale.

Échangeurs à contact indirect

Dans ce cas, les deux fluides s'écoulent à l'intérieur de l'échangeur dans des espaces séparés par une paroi, le plus souvent métallique.

III.3.2. Selon le type d'échange

On distingue les échangeurs de chaleur monophasiques et diphasiques : [23]

Échangeur sans changement de phase

Les échangeurs de chaleur sans changement de phase correspondent aux échangeurs dans lesquels l'un des deux fluides se refroidit pour réchauffer le deuxième fluide sans qu'il y ait un changement de phase. Les températures des fluides sont donc variables, tout le long de l'échangeur.

Échangeur avec changement de phase

Les échanges avec changement de phase sont caractérisés par trois cas différents :

1. L'un des deux fluides se condense alors que l'autre se vaporise : ces échangeurs sont rencontrés dans les machines frigorifiques.
2. Le fluide secondaire se vaporise en recevant de la chaleur du fluide primaire, lequel ne subit pas de changement d'état. Ils sont appelés évaporateurs.
3. Le fluide primaire se condense en cédant sa chaleur latente au fluide secondaire plus froid, lequel ne subit pas de transformation d'état.

III.3.3. Selon la disposition des écoulements

Ce classement est réalisé à partir de la géométrie de l'échangeur et du sens relatif des écoulements des deux fluides (froid et chaud). Dans ce qui suit, on représente uniquement les circulations des fluides les plus souvent rencontrés [3] :

- **Même sens « écoulement co-courant »**

Dans ce cas, les deux fluides froid et chaud circulent parallèlement dans le même sens. Dans le cas où l'écoulement est parallèle, on dit aussi : fonctionnement anti-méthodique ou co-courant.

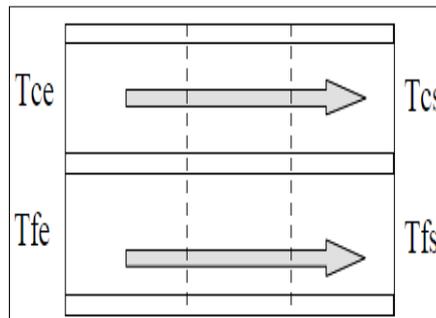


Figure (III.1) : Sens d'écoulement dans un échangeur à co-courant [3]

- **Sens contraire « contre-courant »**

Dans ce cas, les deux fluides froid et chaud circulent parallèlement, mais dans le sens contraire. La température de sortie du fluide froid peut dépasser la température de sortie du fluide chaud. Cette disposition est l'une des plus favorables pour augmenter l'échange thermique. Dans le cas où l'écoulement est à contre-courant, on dit aussi écoulement méthodique.

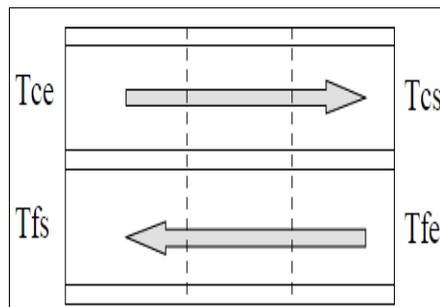


Figure (III.2) : Sens d'écoulement dans un échangeur à contre-courant [3]

- **Sens perpendiculaire « courant-croisé »**

Il y a également un cas où les sens de l'écoulement sont perpendiculaires l'un à l'autre, il s'agit de la configuration à courant croisé [2].

L'écoulement des deux fluides se fait d'une façon perpendiculaire l'un à l'autre (figure III.3). Le fluide non brassé circule dans les conduites : c'est celui dont la veine est divisée entre plusieurs canaux parallèles distincts et de faible section. L'autre fluide circule librement entre les veines et peut être considéré comme partiellement brassé, du fait des tourbillons générés par les tubes. Le brassage a pour effet d'homogénéiser les températures dans les sections droites de la veine fluide. Sans cela, les températures varient non seulement avec la direction de l'écoulement, mais aussi dans la section de la veine.

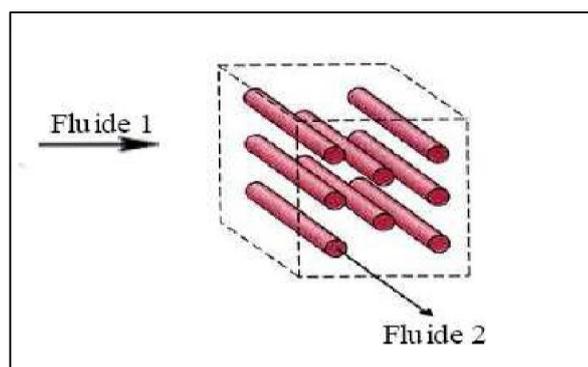


Figure (III.3) : Représentation du sens d'écoulement dans un échangeur à courant croisés [2]

III.3.4. Selon la nature du matériau de la paroi d'échange

On distingue deux types des échangeurs selon la paroi des tubes :

- **Les échangeurs métalliques** : en acier, cuivre, aluminium ou matériaux spéciaux : superalliages, métaux ou alliages réfractaires.
- **Les échangeurs non métalliques** : en plastique, céramique, graphite, verre, etc.

III.3.5. Selon la compacité de l'échangeur

La compacité est définie par le rapport de l'aire de la surface d'échange au volume de l'échangeur. R.K. Shah a proposé qu'un échangeur soit considéré comme compact si sa compacité est supérieure à $700 \text{ m}^2/\text{m}^3$; cette valeur est susceptible de varier de 500 à $800 \text{ m}^2/\text{m}^3$ [4].

III.3.6. Selon le nombre de passes de fluides

- Echangeurs à une seule passe : Chaque fluide traverse l'échangeur une seule fois avant de sortir.
- Echangeurs à plusieurs passes : Chaque fluide traverse l'échangeur plusieurs fois avant de sortir [24].

III.3.7. Selon les applications spécifiques

- **Condenseurs** : Utilisés pour condenser un fluide gazeux en liquide en rejetant de la chaleur (par exemple, dans les centrales électriques).
- **Evaporateurs** : Utilisés pour transformer un liquide en vapeur, souvent dans les systèmes de réfrigération.
- **Radiateurs** : Utilisés dans les véhicules pour refroidir le liquide de refroidissement du moteur.
- **Récupérateurs de chaleur** : Utilisés pour récupérer la chaleur des gaz d'échappement ou des effluents afin de préchauffer l'air entrant dans un système. [4]

III.3.8. Selon le type de conception

Les principaux types d'échangeurs rencontrés sont les suivants [24] :

- à *tubes* : monotubes, coaxiaux ou multitubulaires ;
- à *plaques* : à surface primaire ou à surface secondaire ;

III.4. Différents types d'échangeurs de chaleur

En se basant sur le dernier critère de classification des échangeurs, on peut distinguer plusieurs types. Dans ce qui suit, nous allons citer les plus importants [2, 24, 25].

III.4.1. Les échangeurs tubulaires

Un échangeur tubulaire est un type d'échangeur de chaleur utilisé pour transférer de la chaleur entre deux fluides. Il est composé de tubes à travers lesquels circule un fluide, tandis

qu'un autre fluide circule autour de ces tubes, généralement dans une enveloppe ou une coque. La chaleur est échangée entre les fluides à travers les parois des tubes, sans que les fluides se mélangent.

L'échangeur tubulaire a l'avantage d'être nettoyé ou réparé et permet de travailler avec des fluides à hautes pressions. Cependant, il ne permet qu'un échange de chaleur limité et ne possède qu'une petite surface d'échange (maximum 50 m²). On distingue [24] :

III.4.1.1. Echangeur monotube

Dans lequel l'échange thermique entre deux fluides se fait à travers un seul tube.



Figure (III.4) : Echangeur monotube [25]

III.4.1.2. Echangeur coaxiaux

C'est un type d'échangeur de chaleur où deux tubes cylindriques sont placés l'un à l'intérieur de l'autre de manière coaxiale (c'est-à-dire que les axes des tubes sont alignés). Le fluide chaud circule dans l'un des tubes (généralement le tube intérieur), tandis que le fluide froid circule dans l'espace annulaire formé entre le tube intérieur et le tube extérieur. Ce type d'échangeur permet un transfert de chaleur entre les deux fluides à travers la paroi du tube intérieur.

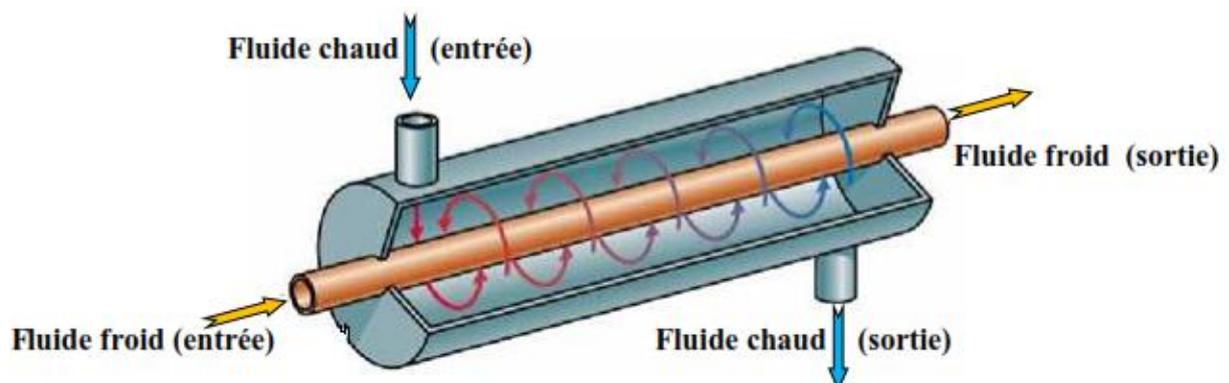


Figure (III.5) : Echangeur à tubes concentriques [2, 25]

III.4.1.3. Echangeur multitubulaires

Un échangeur multitubulaire (ou échangeur à faisceau tubulaire) est un type d'échangeur de chaleur, qui utilise un ensemble de tubes pour transférer la chaleur entre deux fluides. Un fluide circule à l'intérieur des tubes, tandis que l'autre circule autour des tubes, dans une enveloppe ou une coque. Ce type d'échangeur est conçu pour maximiser la surface d'échange thermique en utilisant plusieurs tubes, ce qui permet d'augmenter l'efficacité du transfert de chaleur. On distingue [25] :

A/ Échangeur à tubes séparés

À l'intérieur d'un tube de diamètre suffisant (de l'ordre de 100 mm) où sont placés plusieurs tubes de petit diamètre (8 à 20 mm), maintenus écartés par des entretoises. L'échangeur peut être soit rectiligne, soit enroulé.

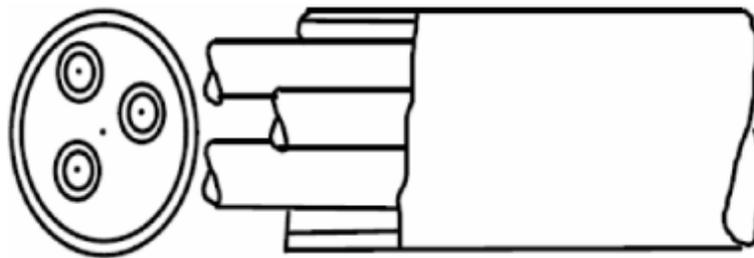


Figure (III.6) : Echangeur à tubes séparés [25]

B/ Echangeur à tubes rapprochés

Pour maintenir les tubes et obtenir un passage suffisant pour le fluide extérieur au tube, on place un ruban enroulé en spirale autour de certains d'entre eux. Les tubes s'appuient les uns sur les autres par l'intermédiaire des rubans.

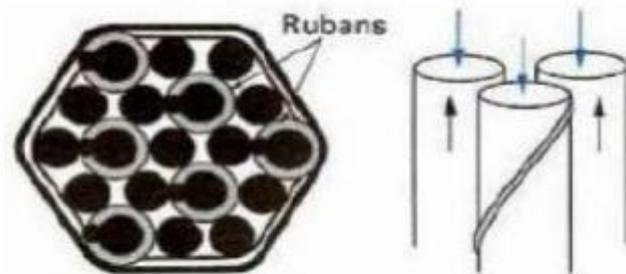


Figure (III.7) : Echangeur à tubes rapprochés [25]

C/ Echangeur à tubes et calandre

L'appareil est constitué d'un faisceau de tubes, disposé à l'intérieur d'une enveloppe dénommée calandre. L'un des fluides circule à l'intérieur des tubes et l'autre à l'intérieur de la calandre, autour des tubes. On ajoute en général des chicanes dans la calandre, qui jouent le rôle de promoteurs de turbulence et améliorent le transfert à l'extérieur des tubes.

A chaque extrémité du faisceau sont fixées des boîtes de distribution, qui assurent la circulation du fluide à l'intérieur du faisceau en une ou plusieurs passes. La calandre est aussi munie de tubulures d'entrée et de sortie pour le second fluide (qui circule à l'extérieur des tubes) suivant le chemin imposé par les chicanes [25].



Figure (III.8) : Echangeur à tubes et calandre [25]

III.4.2. Les échangeurs à ailettes

Les échangeurs de chaleur à ailettes sont principalement utilisés dans les applications où le fluide secondaire est un gaz (systèmes gaz/gaz ou liquide/gaz) et pour de faibles coefficients d'échange convectif (h). Ils permettent une grande surface d'échange dans un volume très réduit. Ces échangeurs ont généralement une superficie de 500 m^2 pour un mètre cube de volume. La compacité étant définie par le rapport entre la surface d'échange et le volume externe.

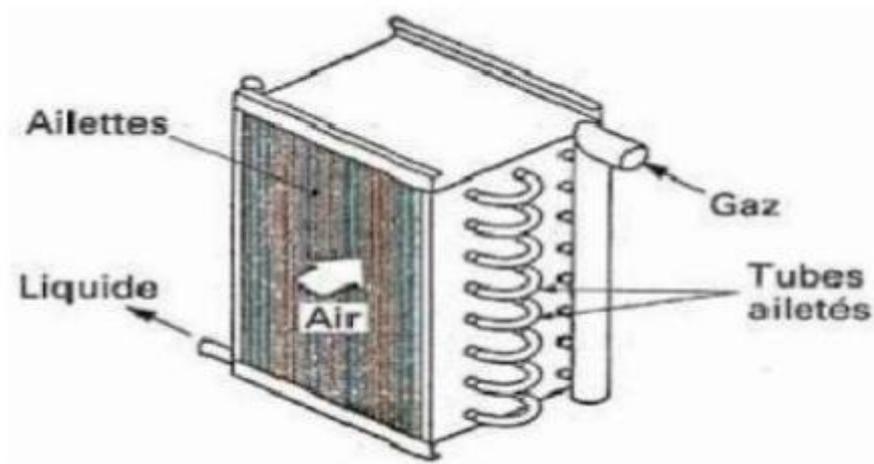


Figure (III.9) : Echangeur à tubes à ailettes [25]

III.4.3. Echangeurs à plaques

III.4.3.1. Echangeurs à surface primaire

Les échangeurs à surface primaire sont constitués de plaques corrigées, nervurées ou picotées. Le dessin du profil de plaques peut être assez varié, mais il a toujours un double rôle d'intensification du transfert de chaleur et de tenue à la pression par multiplication des points de contact [25].

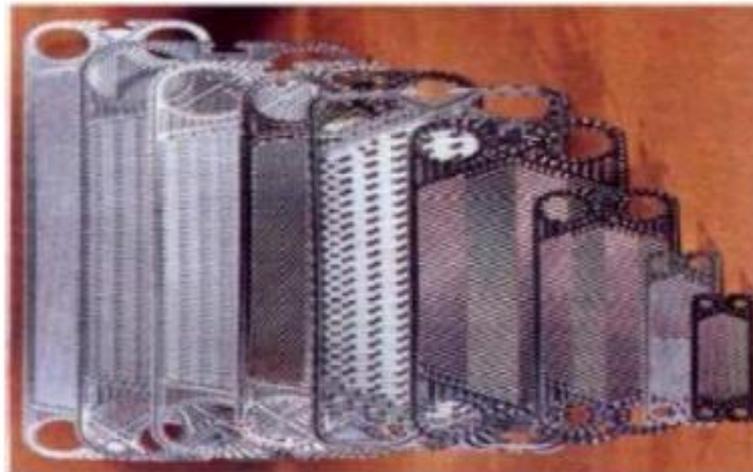


Figure (III.10) : Différentes géométries de plaques d'échangeurs à surface primaire [25]

III.4.3.2. Echangeurs à plaques avec joints

La surface d'échange est alors composée de plaques métalliques, équipées de joints, serrées les unes contre les autres à l'aide de tirants entre deux flasques, l'un fixe et l'autre mobile.

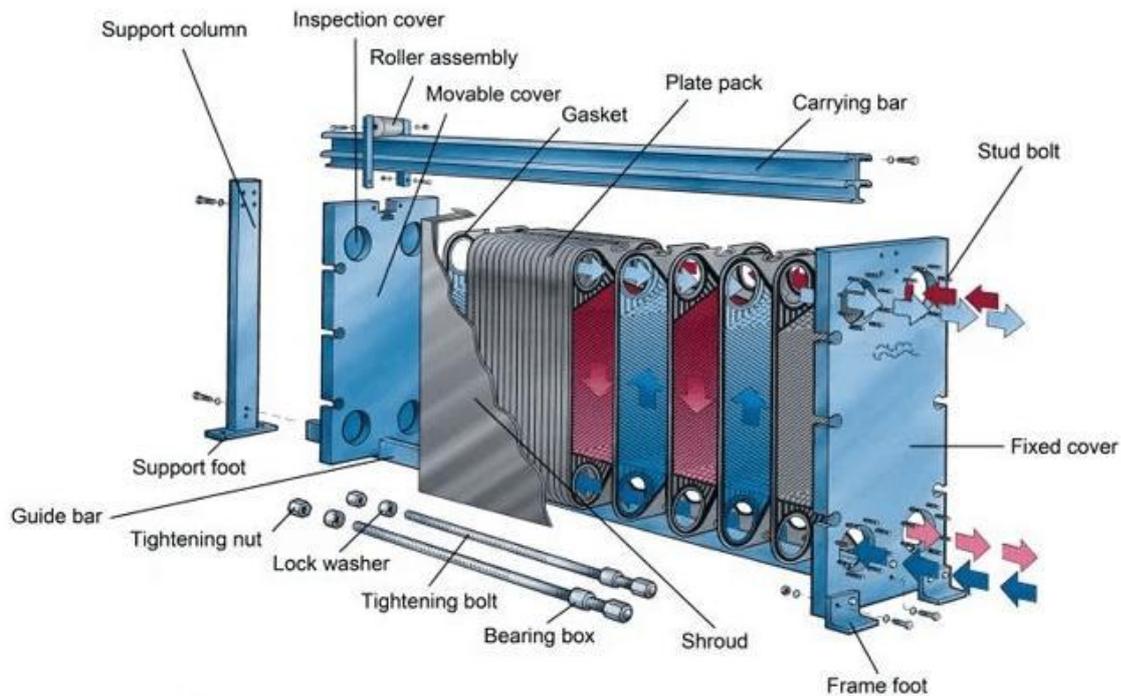


Figure (III.11) : Echangeur à plaques et joints [25]

III.4.3.3. Echangeur à plaques tout soudé

Ils ont un aspect extérieur similaire à celui des échangeurs à plaques et joints. Ils sont constitués d'un paquet de plaques enserrées entre deux flasques serrés par un jeu de tirants. Les plaques ont quatre ouvertures pour la distribution des deux fluides et une zone d'échange corruguée. Les joints sont remplacés par des soudures. Comme les circuits ne sont nettoyables que par des solutions chimiques, ils sont donc réservés à des fluides peu encrassant. Ce type d'échangeur a été développé spécialement pour les fluides agressifs et pour les conditions de service cyclique entraînant des chocs thermiques. Ces échangeurs, qui restent de taille moyenne par rapport aux échangeurs à plaques et joints, peuvent être utilisés jusqu'à une pression de service de 4 MPa et une température de service de 350°C. Leur surface d'échange maximale peut atteindre 250 m² [26].



Figure (III.12) : Echangeur à plaques tout soudé [26]

III.4.3.4. Echangeur brasé

C'est une variante de l'échangeur à plaques et joints conventionnel, car sa surface d'échange est constituée d'une série de plaques métalliques à cannelures inclinées, mais il ne possède ni joints d'étanchéité, ni tirants de serrage. Les plaques sont en acier inoxydable et sont assemblées par brasure dans un four sous vide, ce qui limite la taille de ces échangeurs.

La brasure est effective sur le pourtour des plaques et aux points de contact entre deux plaques successives, avec les tôles de quelques millimètres d'épaisseur servant de bâti, ainsi qu'avec les tubulures de raccordement. L'ensemble ainsi constitué est monobloc [25].

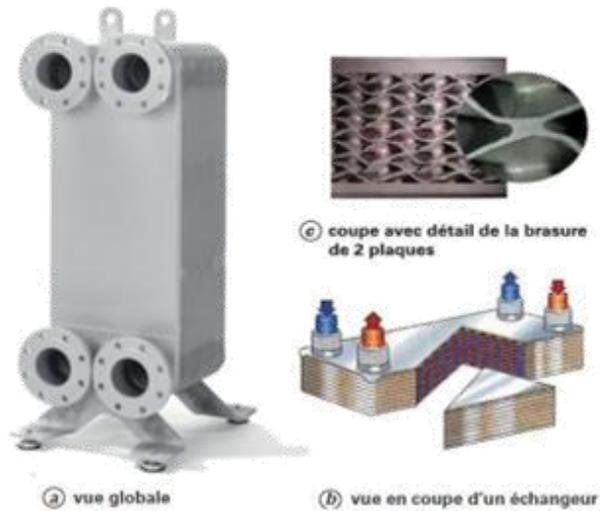


Figure (III.13) : Echangeur à plaques brasées [25]

III.5. Description de l'échangeur à tubes et calandre

Les échangeurs de chaleur à tubes et calandre sont l'un des types d'échangeurs de chaleur les plus couramment utilisés dans l'industrie pour le transfert de chaleur entre deux fluides, sans qu'ils se mélangent. Ils sont particulièrement répandus dans des secteurs tels que l'industrie pétrochimique, le raffinage, les centrales électriques, et le traitement chimique [27, 28].



Photo (III.1) : Echangeur de chaleur à tubes et calandre dans l'unité GPL-2,CIS « Original »

III.5.1. Description générale

L'échangeur à tubes et calandre se compose de deux parties principales :

- **La coque (ou calandre)** : Un cylindre à l'intérieur duquel circule un fluide.
- **Le faisceau de tubes** : Un ensemble de tubes regroupés en faisceau à l'intérieur de la coque. Un autre fluide circule à l'intérieur de ces tubes.

Ces deux fluides échangent de la chaleur à travers les parois des tubes, sans entrer en contact direct. Le fluide à l'intérieur des tubes est souvent appelé le fluide primaire, et celui qui circule dans la coque est appelé le fluide secondaire [25].

Il y a d'autres éléments essentiels dans ce type d'échangeur :

- **Chicanes (ou déflecteurs)**

Ce sont des plaques métalliques, placées perpendiculairement aux tubes dans la coque. Elles sont disposées en série tout au long de la coque et forcent le fluide secondaire à circuler en zigzag autour des tubes. Leur rôle est d'augmenter l'efficacité du transfert thermique en générant de la turbulence dans le fluide secondaire, améliorant ainsi le contact entre le fluide et les tubes [27].

III.5.2. Fonctionnement

Il existe plusieurs configurations d'écoulement dans les échangeurs à tubes et calandre :

- **Écoulement en co-courant** : Les deux fluides se déplacent dans la même direction.
- **Écoulement en contre-courant** : Les fluides circulent dans des directions opposées, maximisant ainsi le transfert de chaleur.
- **Écoulement croisé** : Un fluide circule perpendiculairement à l'autre.

Des chicanes (ou déflecteurs) sont souvent placées à l'intérieur de la coque pour forcer le fluide secondaire à circuler de manière sinusoïdale autour des tubes, augmentant ainsi la turbulence et améliorant l'efficacité du transfert thermique [24].

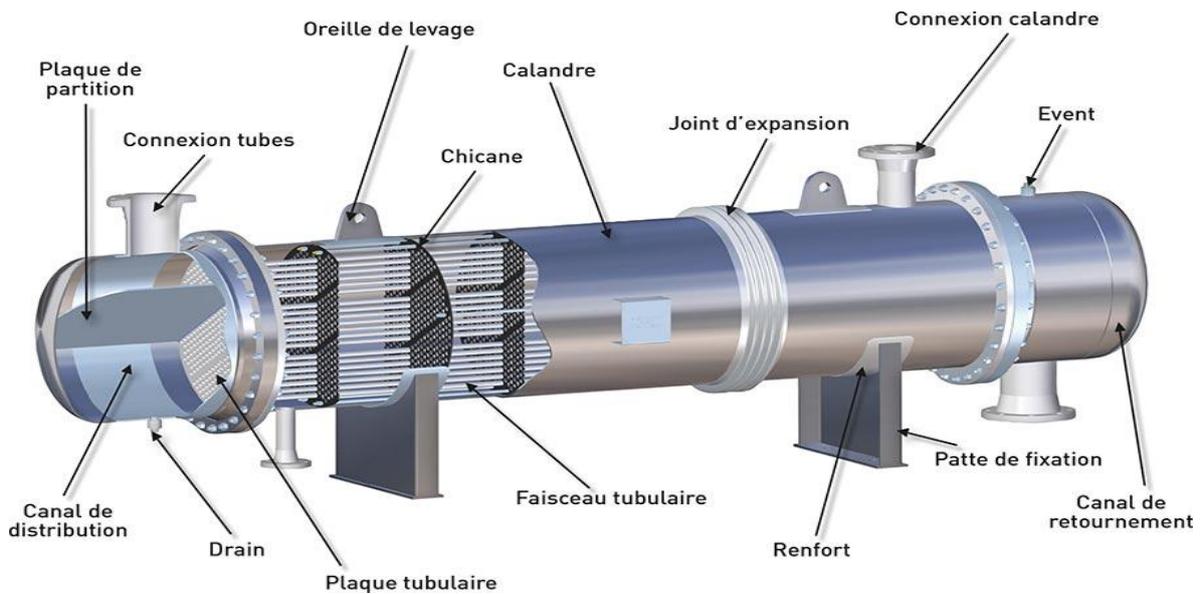


Figure (III.14) : Echangeur à faisceaux et calandre [29]

III.5.3. Différents types de l'échangeur à tubes et calandre [25, 30]

III.5.3.1. Echangeur à tête flottante

Cette technologie ne nécessite pas de joint d'expansion étant donné qu'une des plaques tubulaires est libre de mouvement. La plupart du temps, le faisceau de tubes peut être sorti de la calandre ce qui permet un nettoyage mécanique de la surface externe des tubes, ainsi que l'intérieur de la calandre. De plus, le faisceau peut être remplacé plus facilement [29].

III.5.3.2. Echangeur à tête fixe

Des tubes droits sont reliés à leurs extrémités aux plaques tubulaires qui sont-elles soudées à la calandre. Cette configuration offre la possibilité de nettoyer mécaniquement l'intérieur des tubes étant donné que les couvercles des boîtes sont démontables. En revanche, étant donné que les plaques tubulaires sont soudées à la calandre, il n'est pas possible d'accéder aux tubes pour les nettoyer, seul un nettoyage chimique en place est possible. Par ailleurs, si l'échangeur est soumis à des variations importantes en température, il devra être équipé d'un joint d'expansion pour absorber la dilatation thermique des tubes [24].

III.5.3.3. Echangeur à tube en U

L'utilisation de tubes en U évite aussi le recours à des joints d'expansion étant donné que la partie pliée du tube est libre de mouvement (non relié à une plaque tubulaire). Par contre, le nettoyage mécanique de l'intérieur des tubes devient difficile à cause du coude de

retournement en U. Cette configuration est toutefois relativement peu onéreuse, car elle évite d'utiliser une seconde plaque tubulaire.

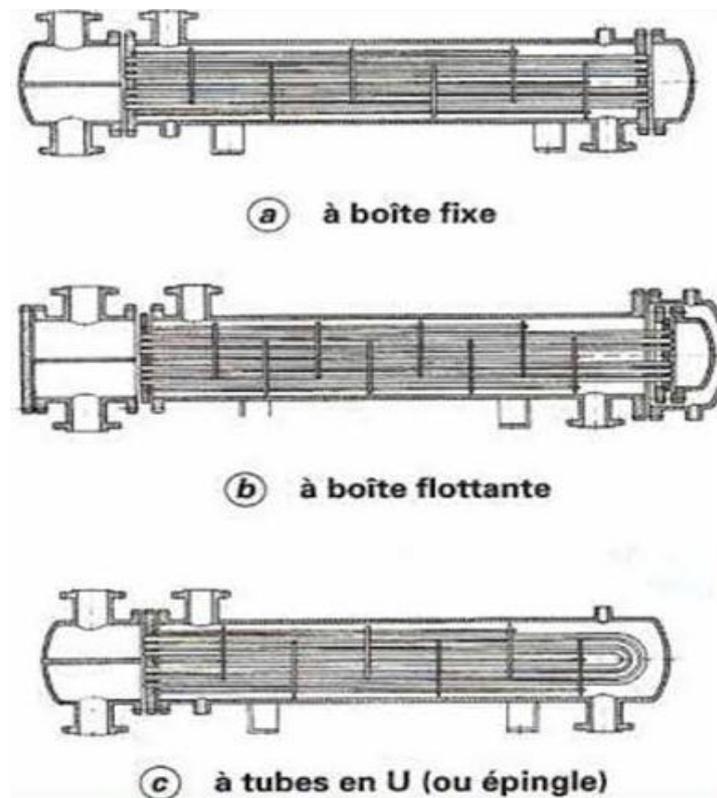


Figure (III.15) : Types d'échangeurs à faisceaux tubulaires [25, 30]

III.5.4. Avantages et inconvénients des échangeurs à tubes et calandre

Voici un résumé de quelques avantages et inconvénients des échangeurs à tubes et calandre.

Tableau (III.1) : Avantages et inconvénients des échangeurs à tubes et calandre [27, 28]

Avantages	Inconvénients
<p>Grande surface d'échange thermique</p> <p>Adapté aux hautes pressions et températures</p> <p>Polyvalence pour différents fluides</p>	<p>Encombrement important</p> <p>Coût élevé</p> <p>Risque d'encrassement</p> <p>Entretien parfois plus complexe</p>

III.6. Problèmes de fonctionnement des échangeurs

Lors de l'exploitation des échangeurs de chaleur, les industriels sont le plus souvent confrontés aux phénomènes [2, 25, 31] :

- d'encrassement,
- de corrosion,
- de vibrations...etc.

Voici quelques exemples réels de notre cas.

III.6.1. L'encrassement

C'est un processus d'accumulation de particules solides, contenues dans un fluide en circulation, soit par dépôt de tartre, soit par apparition de micro-organismes d'origine biologique [2].

III.6.1.1. Types d'encrassement

Le classement se fait selon le mécanisme de dépôt [32] :

A/ Encrassement particulaire : Il s'agit du dépôt, puis de l'accumulation de particules solides sur les surfaces d'échange, charriées par un fluide en écoulement.

Exemples de systèmes provoquant de l'encrassement particulaire :

- L'eau d'une chaudière (produits de corrosion),
- L'eau d'une tour de refroidissement (poussières, oxydes et hydroxydes de fer),
- Les fumées industrielles qui déposent un résidu solide de combustion.

B/ Corrosion : C'est le résultat d'une réaction chimique (ou électrochimique) entre la surface d'échange et le fluide en écoulement. Cela se traduit par un encrassement dû aux produits de la réaction qui se déposent sur la surface d'échange (on parle alors de corrosion in situ). En revanche, les produits de corrosion créés ailleurs, entraînent un encrassement particulaire (corrosion ex situ).

C/ Entartrage : A lieu généralement quand on est en présence d'une production de solution solide à partir d'une solution liquide. Ce phénomène est rencontré surtout dans les échangeurs

refroidis à l'eau, dans les unités de dessalement d'eau de mer ou saumâtre, dans les chaudières et les systèmes géothermiques.

D/ Encrassement biologique : Le développement de micro-organismes tels que les bactéries, les algues, crée un film au contact de la surface thermique. Ce type d'encrassement bien qu'apparaissant comme un processus naturel (les bactéries sont omniprésentes dans l'eau) peut être particulièrement favorisé par les conditions physico-chimiques rencontrées dans les échangeurs.

E/ Encrassement par réaction chimique : Il apparaît quand une réaction chimique se déroule près de la surface d'échange et que les solides produits par la réaction s'y déposent. Ce phénomène se traduit souvent par une polymérisation. En général, les domaines concernés sont [32] :

- L'industrie pétrochimique (craquage thermique des hydrocarbures lourds),
- L'industrie agroalimentaire (pasteurisation du lait),
- Les systèmes de chauffage utilisant des fluides organiques.

F/ Encrassement par solidification : La solidification d'un liquide pur au contact d'une surface d'échange sous-refroidie se traduit parfois par la formation d'une couche de glace ou givre entraînant l'encrassement par solidification des conduites.

III.6.2. La corrosion

Elle se définit comme un processus de dégradation des matériaux métalliques (on convient également d'utiliser cette définition pour les matériaux non métalliques) sous l'action d'un milieu agressif. En principe, les mécanismes de dégradation des matériaux métalliques et non métalliques sont différents, mais conduisent au même résultat pratique : la destruction du matériau [33].

III.6.2.1. Types de corrosion

Selon l'aspect des dégradations, la corrosion peut se présenter sous différentes formes à savoir la corrosion généralisée ou la corrosion localisée.

A/ Corrosion généralisée : se caractérise par une même vitesse de corrosion sur toute la surface métallique en contact avec le milieu agressif. En général, une surépaisseur de corrosion peut

être adoptée sur les pièces, en tenant compte de la durée de vie de fonctionnement à prévoir pour la pièce considérée.

B/ Corrosion localisée : Elle apparaît dans le cas où la vitesse de corrosion diffère d'un endroit à l'autre de la surface du métal exposé à l'agent corrosif. Plusieurs formes de corrosion localisées sont observées, dont on peut citer [33] :

- Corrosion par piqûres : seuls quelques endroits ponctuels de la surface métallique sont corrodés,
- Corrosion inter cristalline : apparaît aux joints des grains du réseau cristallin,
- Corrosion sous tension : cette forme de corrosion se manifeste dans les zones soumises à des contraintes mécaniques,
- Fatigue-corrosion : elle concerne tout matériau en milieu corrosif marqué par des fissures et une rupture se produisant pour un nombre de cycles et une contrainte bien inférieure au cas d'une fatigue en milieu non corrosif,
- Corrosion galvanique : si deux métaux possédant un potentiel électrochimique différent sont mis en contact dans un milieu corrosif, il se produit alors passage d'un courant (création d'une pile électrique) conduisant à la corrosion du métal le plus négatif, Retenons enfin, que la corrosion des métaux peut se faire selon des processus chimiques ou électrochimiques influencés par plusieurs paramètres dont : la nature du métal, son état de surface, la nature de l'agent agressif et les conditions physico-chimiques.



Photo (III.2) : Echangeur à tubes et calandre en état d'arrêt à l'unité GPL-2 « **Original** »



Photo (III.3) : Echangeur à tubes et calandre avec dépôt de coke à l'unité GPL-2
« Original »



Photo (III.4) : Etat réel de l'encrassement de l'échangeur à tubes et calandre à l'unité GPL-2
« Original »

III.7. Décokage des échangeurs

L'opération de décokage des échangeurs de chaleur est une procédure de nettoyage, visant à éliminer les dépôts de coke, en général carbone solide, qui se forment sur la surface interne ou externe des tubes au fil du temps, notamment dans les applications à haute température, comme dans les raffineries ou les industries pétrochimiques [34, 35].

III.7.1. Définition du coke

Le coke est un dépôt solide composé principalement de carbone, résultant de la décomposition thermique des hydrocarbures dans des conditions de haute température. Ces dépôts se forment sur les parois des tubes des échangeurs, réduisant l'efficacité du transfert de chaleur et augmentant les pertes de pression. Ce phénomène est appelé encrassement [31].

III.7.2. Conséquences de l'encrassement par le coke

Lorsque le coke s'accumule dans les échangeurs à tubes et calandre, cela entraîne plusieurs problèmes [32] :

- **Diminution de l'efficacité thermique** : Les dépôts de coke agissent comme une barrière isolante, réduisant la capacité de l'échangeur à transférer la chaleur.
- **Augmentation de la consommation d'énergie** : Pour maintenir les performances, les systèmes doivent fonctionner à des niveaux d'énergie plus élevés, ce qui augmente les coûts d'exploitation.
- **Risque de surchauffe** : L'accumulation de coke peut provoquer une surchauffe locale des tubes, entraînant des fissures, des fuites ou même la rupture des tubes.
- **Maintenance plus fréquente** : La formation de coke entraîne une usure prématurée de l'équipement et nécessite des opérations de maintenance plus fréquentes.

III.8. Nettoyage des échangeurs

Les méthodes de nettoyage des échangeurs de chaleur varient en fonction du type de dépôts et des spécificités de l'échangeur. Voici quelques-unes des méthodes les plus courantes [32, 33] :

III.8.1. Nettoyage Chimique

- **Nettoyage acide** : Utilisation d'acides pour dissoudre les dépôts minéraux et les tartres. Les acides couramment utilisés incluent l'acide citrique, l'acide chlorhydrique, et l'acide sulfurique.
- **Nettoyage basique** : Utilisation de bases (comme l'hydroxyde de sodium) pour enlever les dépôts organiques et les graisses.
- **Nettoyage à base de détergents** : Utilisation de détergents spécifiques pour décomposer les dépôts organiques et les graisses [32].

III.8.2. Nettoyage Mécanique

- **Brossage** : Utilisation de brosses pour enlever les dépôts solides ou les particules incrustées.
- **Raclage** : Utilisation de racloirs ou d'outils similaires pour enlever les dépôts tenaces des surfaces [32].

III.8.3. Nettoyage par Circulation

- **Circulation de fluides nettoyants** : Les solutions de nettoyage sont circulées à travers l'échangeur de chaleur pour dissoudre et éliminer les dépôts. Cela peut être fait avec des solutions chimiques ou des solutions spéciales conçues pour le nettoyage.

III.8.4. Nettoyage par Ultrason

- **Nettoyage ultrasonique** : Utilisation d'ondes ultrasonores pour créer des bulles dans une solution de nettoyage, qui se brisent et nettoient les surfaces des dépôts. C'est particulièrement efficace pour les petits échangeurs de chaleur ou les pièces délicates [32].

III.8.5. Nettoyage par Jets d'Eau

- **Nettoyage à haute pression** : Utilisation de jets d'eau à haute pression pour déloger et enlever les dépôts. Cette méthode est souvent utilisée pour les dépôts solides ou les boues [33].

III.8.6. Nettoyage Thermique

- **Décokage** : Chauffage de l'échangeur à des températures élevées pour brûler et éliminer les dépôts de coke ou de carbone [32].

III.8.7. Nettoyage par Grenailage

- **Grenailage** : Utilisation de particules abrasives projetées à haute vitesse pour nettoyer les surfaces métalliques des dépôts tenaces.

Chaque méthode a ses avantages et ses limites, et le choix de la méthode dépend souvent de la nature des dépôts, du type d'échangeur et des exigences opérationnelles.

III.9. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons évoqué la technologie des échangeurs de chaleur, que l'on a présentée sous forme de plusieurs points, en commençant par leurs importance et domaines d'application jusqu'à leurs méthodes de nettoyage, qui est une opération nécessaire et indispensable pour éviter le dysfonctionnement de ces équipements. Ce dysfonctionnement est causé par la réduction de l'efficacité, suite aux dépôts solides, localisés sur les surfaces des tubes.

Dans notre étude, nous avons choisi l'échangeur de chaleur à tubes et calandre, de type, tubes en U, qui présente un grand problème à cause des dépôts de coke au fil de temps. Ces dépôts ont engendré une couche isolante sur les parois externes des tubes ce qui a favorisé la diminution de la température de service, qui s'est influé d'une manière directe sur le processus de régénération.

Dans ce qui suit, nous allons présenter les différentes étapes et méthodes utilisées pour palier à ce problème et essayer d'améliorer la performance de la batterie d'échangeurs E-201 A/B/C, existant au niveau de l'unité GPL-2.

Chapitre IV : Matériels et méthodes

IV.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons présenter les différentes méthodes d'analyses et matériels, utilisés lors de l'identification du coke, déposé sur les tubes extérieurs de l'échangeur à tubes et calandre. Ensuite, les différents solvants utilisés pour dissoudre l'échantillon afin de révéler le meilleur solvant pour effectuer le nettoyage chimique de l'échangeur étudié.

La procédure consiste en plusieurs étapes :

1-Prélèvement de l'échantillon :

Cette étape consiste à prélever une petite quantité du dépôt de coke pour l'analyse.



Photo (IV.1) : Echantillon à analyser « Original »

2-Identification et caractérisation du dépôt par diverses méthodes d'analyses à savoir : Microscopie électronique à balayage (MEB) couplée à la spectroscopie X à dispersion d'énergie (EDX), La technique de fluorescence des rayons X (XRF), la diffraction des rayons X (DRX)...etc.

3-Choix du solvant, basé sur la composition des dépôts identifiés, le choix d'un solvant ou d'un mélange de solvants est crucial. Le solvant doit être efficace pour dissoudre les dépôts sans endommager l'échangeur.

4-Tests de solubilité : Avant de procéder au nettoyage à grande échelle, il est conseillé de réaliser des tests de solubilité en laboratoire pour confirmer l'efficacité du solvant sélectionné.

5-Procédure de nettoyage : La procédure exacte dépendra du type d'échangeur et des contraintes opérationnelles. Elle peut inclure la circulation du solvant, le rinçage et la neutralisation des effluents.

6-Évaluation de l'efficacité de l'échangeur : Après le nettoyage, il est important d'évaluer son efficacité, par exemple, en inspectant visuellement l'échangeur et en calculant les performances de transfert thermique.

Les analyses ont été réalisées au niveau de PTAPC- CRAPC de Laghouat pour XRF, pour la technique du MEB-EDX, PTAPC- CRAPC de Ouargla.

IV.2. Caractérisation du dépôt solide par les méthodes d'analyses

IV.2.1. Microscopie électronique à balayage (MEB) couplée à la spectroscopie X à dispersion d'énergie (EDX)

Une analyse MEB-EDX est une technique de microscopie, utilisée pour l'imagerie et l'analyse des éléments et de la composition chimique. Cette technique combine la microscopie électronique à balayage (MEB) et la spectroscopie X à dispersion d'énergie (EDX). L'analyse MEB-EDX permet d'observer la structure de la surface et la composition chimique des matériaux à des grossissements élevés. La combinaison de ces deux techniques permet une étude détaillée des particules individuelles et des caractéristiques de la surface du matériau, dont la taille peut atteindre 1 nanomètre. Les informations analytiques obtenues à partir de cette analyse peuvent fournir des indications précieuses sur les propriétés et les caractéristiques de l'échantillon en question. En outre, elles peuvent être utilisées pour identifier des contaminants ou d'autres impuretés, qui peuvent être présents à l'état de traces. L'analyse MEB-EDX est souvent utilisée dans une grande variété d'applications, y compris la science des matériaux et l'analyse médico-légale [36].

Principe :

Le processus d'analyse MEB-EDX commence par le placement de l'échantillon dans la chambre d'un microscope électronique. Les électrons émis par l'échantillon passent ensuite à travers un filtre énergétique pour produire des rayons X secondaires qui sont détectés par le détecteur EDX. Les données relatives aux rayons X dispersés en énergie sont ensuite analysées pour déterminer la composition et la concentration des éléments présents dans l'échantillon. Cette analyse peut fournir des résultats précis sur la distribution des tailles de particules, les structures cristallines, les états d'oxydation et d'autres caractéristiques des particules individuelles [36].

IV.2.2. Spectrométrie de fluorescence X (XRF)

La spectrométrie de fluorescence X, également connue sous le nom de XRF, ou fluorescence X est une technique d'analyse élémentaire non destructive, permettant d'identifier et de déterminer la plupart des éléments chimiques, qui composent un échantillon.

Cette technique peut être utilisée pour des matériaux très variés : minéraux, céramiques, ciments, métaux, huiles, eau, verres...etc sous forme solide ou liquide.

Elle permet l'analyse de tous les éléments chimiques du Béryllium (Be) à l'Uranium (U) dans des gammes de concentration allant de quelques ppm à 100% avec des résultats précis et surtout reproductibles [37].

Principe :

La fluorescence X est une propriété spectrale des atomes, exploitée couramment en analyse pour obtenir des renseignements qualitatifs et /ou quantitatifs sur la composition élémentaire de toutes sortes de mélanges [37].

Le bombardement d'un matériau par un rayonnement γ ou X, issu d'une source radioactive ou un tube à rayons X conduit à l'émission de rayonnements X caractéristiques des éléments présents dans l'échantillon. L'excitation est produite principalement par effet photoélectrique. Le spectre de rayonnement X diffère de celui obtenu par excitation particulaire par la forme du bruit de fond.

Le spectre des rayons X émis par la matière est caractéristique de la composition de l'échantillon. En analysant ce spectre, on peut en déduire la composition élémentaire. Les éléments sont identifiés par les longueurs d'onde du rayonnement de fluorescence (analyse qualitative), tandis que les concentrations des éléments présents dans l'échantillon sont déterminées par l'intensité de ces rayons X secondaires (analyse quantitative) [37].

IV.3. Choix du solvant

L'objectif principal de cette étape est de faire dissoudre le coke, en utilisant plusieurs solvants ou même mélange de solvants en se basant sur la nature de ce dépôt au niveau industriel, c'est-à-dire les produits qui passent durant le procédé dans l'échangeur de chaleur contaminé.

IV.3.1. Solvants utilisés

Pour aboutir au meilleur choix du solvant, nous avons utilisé plusieurs qui sont disponibles au niveau de nos laboratoires de la faculté des sciences et technologie de l'université de Ghardaïa, même avant d'avoir la caractérisation du dépôt solide. Les manipulations sont

menées au sein du laboratoire de chimie 2 pour déterminer l'effet de divers solvants sur la solubilité de l'échantillon [28, 35].

- Diméthyl Sulfoxyde (DMSO)
- acétone
- méthanol
- dichlorométhane.
- Éther de pétrol.
- Héptane
- Hexane
- Toluene
- Bénézene

Les bases :

- ($\text{NaOH}_{(0.1\text{g})} + \text{H}_2\text{O}_{(0.5\text{ml})}$)
- ($\text{KOH}_{(1\text{g})} + \text{H}_2\text{O}_{(0.5\text{ml})}$)

Les acides :

- Acide chlorhydrique (HCL)
- acide acétique (CH_3COOH)
- acide phosphorique (H_3PO_4)
- acide sulfurique (H_2SO_4)
- Acide nitrique (HNO_3)

En revanche, comme mélanges, nous avons utilisé les solvants suivants pour essayer la dissolution de l'échantillon [28, 35] :

- (Diméthyl Sulfoxyde + acide acétique)
- (Diméthyl Sulfoxyde + acétone)
- (Acétone + acide acétique)
- (Acide phosphorique + acide acétique)
- (Acétone + acide phosphorique)
- (Diméthyl Sulfoxyde + acide phosphorique)
- ($\text{HCL} + \text{H}_2\text{SO}_4$) ($\text{KOH}_{(0.5\text{g})} + \text{NaOH}_{(0.5\text{g})} + \text{H}_2\text{O}_{(0.5\text{ml})}$)

IV.3.2. Protocol expérimental

➤ Préparation de l'échantillon

Peser une masse de dépôt de coke avec précision en utilisant la balance.

➤ Préparation des solvants

Mesurer 5 ml de chaque solvant et les mettre dans des tubes à essai séparés.

➤ Réalisation de l'expérience

-Placer une masse de solide dans chaque tube à essai, contenant un solvant.

-Observez les réactions initiales entre le coke et le solvant, telles que les changements de couleur du solvant ou l'apparition de toute réaction visible, afin de déterminer s'il y a dissolution ou dégradation du matériau.

➤ Choix de la méthode de séparation en fonction des observations réalisées :

- **Filtration sur papier** : Si vous observez un changement de couleur du solvant et en déduisez qu'il y a des substances dissoutes, utilisez du papier filtre pour séparer le solvant de la substance dissoute.
- **Centrifugation** : En cas d'utilisation de solvants puissants qui provoquent la déchirure du papier filtre, utilisez une centrifugeuse pour séparer le solvant de la substance dissoute.
- **Réaction directe** : Dans certains cas, il est possible d'ajouter le soluté directement à la matière pour provoquer une réaction immédiate, nécessitant l'utilisation ultérieure de la centrifugeuse.

(a) Acide nitrique

(b) HCL+H2SO4

(c) HCL



(a)

(b)

(c)

Photo (IV.2) : Essai de réaction directe

➤ **Mesure du temps de dissolution des échantillons dans chaque solvant**

- Placer les 06 échantillons dans les tubes contenant chaque solvant, puis mesurez le temps pour chaque tube.
- Séparez le solvant de la substance dissoute toutes les **10 minutes** en utilisant la méthode appropriée (filtration sur papier ou centrifugation).

➤ **Effectuez le séchage et la pesée de l'échantillon :**

- **Filtration sur papier :** Après chaque séparation, utilisez du papier filtre, séchez le papier et pesez-le pour déterminer la quantité de substance dissoute.
- **Centrifugation et réaction directe :** Dans le cas de l'utilisation de la centrifugeuse ou de la réaction directe, séchez le tube à essai après chaque séparation et pesez la matière restante pour déterminer la quantité de substance dissoute.



Photo (IV.3) : Séchage et la pesée de l'échantillon

➤ **Calcul de la solubilité**

Calculez la solubilité du dépôt solide en fonction du temps pour pouvoir la comparer dans les différents solvants.

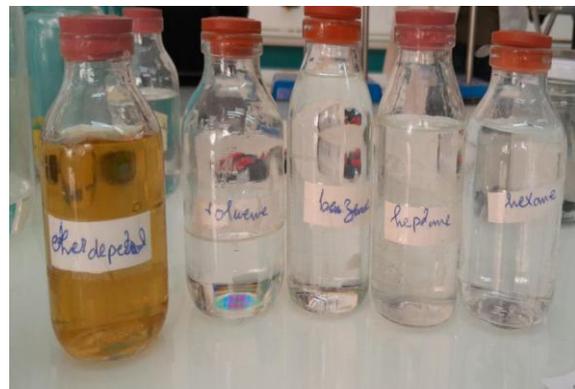


Photo (IV.4) : Préparation des solvants

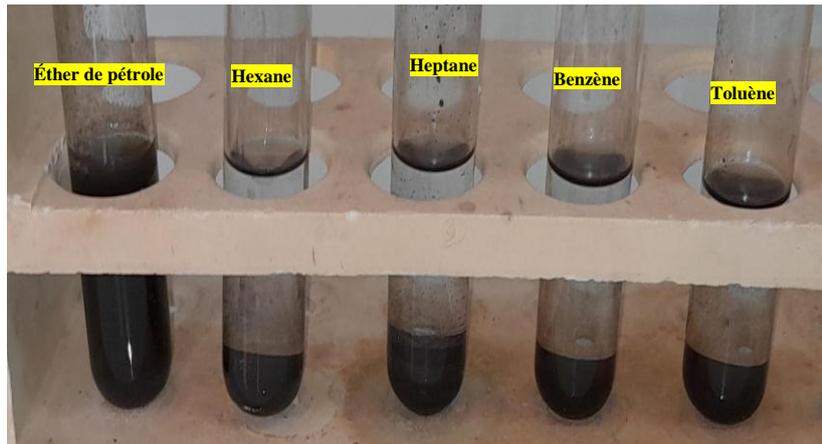


Photo (IV.5) : Préparation des échantillons (solvant + coke)



Photo (IV.6) : Préparation des mélanges (coke + mélange de solvants)

Avec :

1 : Diméthyl Sulfoxyde + Acide acétique

2 : Diméthyl Sulfoxyde + Acétone

3 : Acétone + Acide acétique

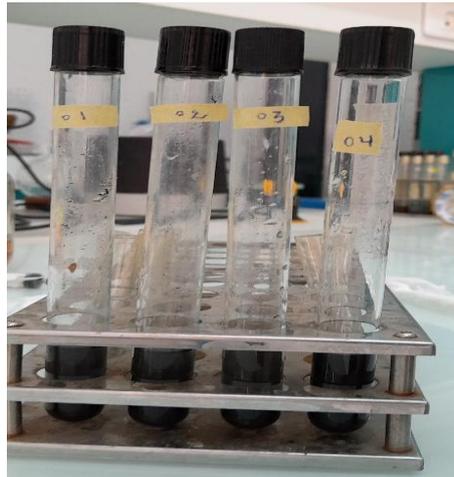
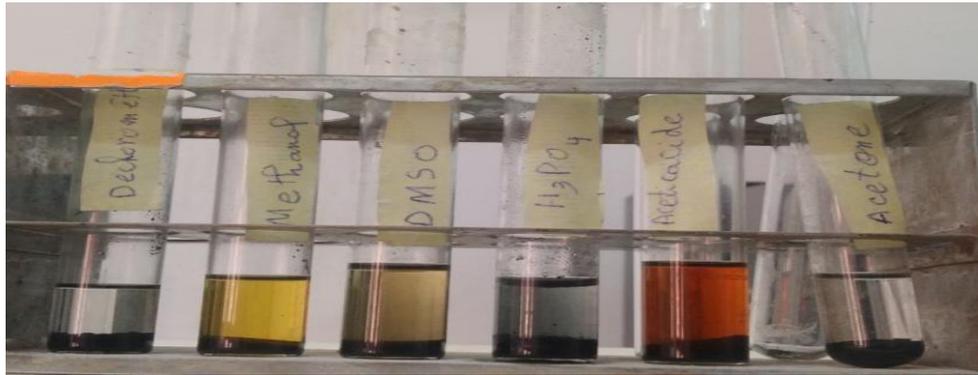


Photo (IV.7) : Préparation des mélanges (échantillons 1, 2, 3 et 4)

Avec :

- 1 : Acide phosphorique + Acide acétique.
- 2 : Acétone + Acide phosphorique.
3. Diméthyl Sulfoxyde + acide phosphorique.
- 4 : Acide phosphorique + Acide acétique.

Test de solubilité

On a effectué ce test en utilisant l'acide nitrique et quelques d'autres mélanges de solvant.

IV.4. Essais effectués avec le matériau de l'échangeur

Dans cette étape, nous avons trompé une partie du matériau de l'échangeur de type API 5L X70MPSL2, d'épaisseur 14.27, issue de l'entreprise ALFAPIPE, correspondant au même matériau (voir l'annexe B) dans des solutions de l'acide nitrique, à plusieurs concentrations pour voir son effet sur plusieurs échantillons.



Échantillon 01



Échantillon 02



Échantillon 03



Échantillon 04



Échantillon 05



Échantillon 06



Échantillon 07

Photo (IV.8) : Matériaux trempés dans des solutions de l'acide nitrique à différentes concentrations

L'acide nitrique étant un solvant puissant pour le coke et les métaux, nous procéderons à un test d'une solution diluée de cet acide sur un échantillon de fer, ayant une composition similaire à celle de l'échangeur de chaleur. L'objectif de cette expérience est de vérifier l'absence de toute réaction chimique pouvant entraîner la perforation du métal et ainsi d'obtenir un résultat jugé satisfaisant. Les résultats sont regroupés dans le tableau ci-dessous.

Avec :

t : Le temps de réaction entre l'acide et l'échantillon , en minute (min),

m₀₁ : La masse initial des matériaux de l'échangeur avant de l'immerger dans le solvant , en gramme (g),

m₀₂ : La masse des matériaux de l'échangeur après de l'immerger dans le solvant, en gramme (g),

Δm : La différence des masses en gramme (g),

V : Le volume d'acide diluée en (ml),

C : Concentration d'acide nitrique en (%).

Tableau (V.1) : Résultats de l'effet d'une solution diluée d'acide nitrique sur des échantillons de fer : Étude des variations de masse et des concentrations

	$t_{(\text{min})}$	$m_{01(\text{g})}$	$m_{02(\text{g})}$	$\Delta m_{(\text{g})}$	$V \text{ (ml)}$	$C_{(\text{HNO}_3)}$
Échantillon 01	$2_{\text{min}} : 30_{\text{s}}$	23.8603	23.8553	0.005	10 $_{(\text{HNO}_3)}$	100%
Échantillon 02	25	31.44	29.9400	1.5	6 $_{(\text{HNO}_3)}$ + 4 $_{(\text{H}_2\text{O})}$	60%
Échantillon 03	48	33.6021	32.1604	1.4417	4 $_{(\text{HNO}_3)}$ + 6 $_{(\text{H}_2\text{O})}$	40%
Échantillon 04	50	37.686	36.7832	0.9028	2 $_{(\text{HNO}_3)}$ + 8 $_{(\text{H}_2\text{O})}$	20%
Échantillon 05	55	30.246	30.0599	0.1861	0.5 $_{(\text{HNO}_3)}$ + 9.5 $_{(\text{H}_2\text{O})}$	5%
Échantillon 06	120	23.837	23.7729	0.0641	0.25 $_{(\text{HNO}_3)}$ + 9.75 $_{(\text{H}_2\text{O})}$	2.5%
Échantillon 07	120	29.931	29.922	0.009	0.1 $_{(\text{HNO}_3)}$ + 9.9 $_{(\text{H}_2\text{O})}$	1%

IV.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté les différentes étapes suivies pour pouvoir procéder à la fin au nettoyage chimique de l'échangeur de chaleur à tubes et calandre.

Dans ce qui suit, nous présenterons les résultats de caractérisation du coke obtenus, qui nous aideront à identifier la nature et la composition chimique du coke, ainsi que la solubilité de quelques échantillons avec les solvants choisis.

Chapitre V : Résultats et discussion

V.1. Introduction

Le but de ce chapitre est d'exposer les différents résultats obtenus des techniques d'analyses effectuées afin de caractériser le dépôt de coke et par la suite trouver le meilleur solvant pour faire dissoudre ce dépôt et contribuer au nettoyage bien déterminé de l'échangeur de chaleur contaminé au niveau de l'unité GPL-2 à HMD, sans détériorer l'intégrité du matériau.

V.2. Caractérisation du dépôt de coke

V.2.1. Microscopie électronique à balayage (MEB) couplée à la spectroscopie X à dispersion d'énergie (EDX)

La morphologie de la surface du dépôt de coke a été examinée à l'aide de la microscopie électronique à balayage (MEB), tandis que l'identification de tous les éléments atomiques, contenus dans ce dépôt a été réalisée grâce à la spectroscopie à rayons X à dispersion d'énergie (EDX).

Un microscope électronique à balayage (MEB) de modèle SU3500 est employé afin de réaliser l'analyse MEB. Les figures montrent les résultats obtenus à différents grossissements.

Les images du MEB montrent que les particules constituant le coke ont une forme sphérique en observant des agglomérats sur les surfaces.

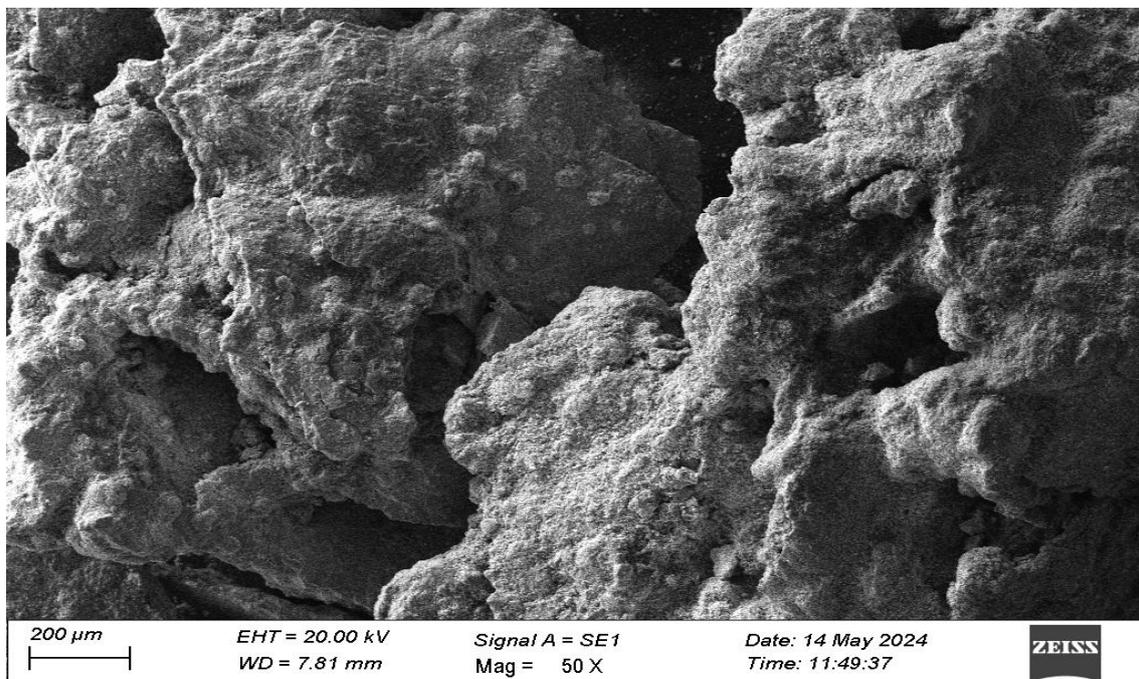


Figure (V.1) : Image MEB du dépôt de coke analysé avec un grossissement de 50 fois

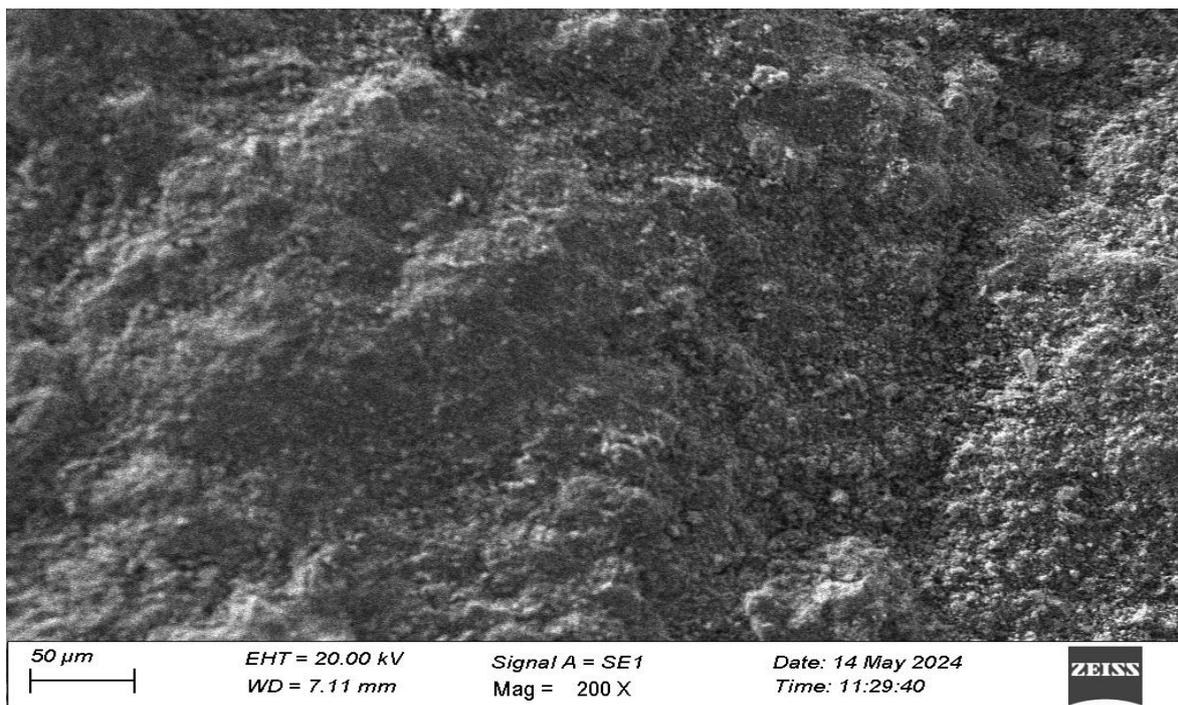


Figure (V.2) : Image MEB du dépôt de coke analysé avec un grossissement de 200 fois

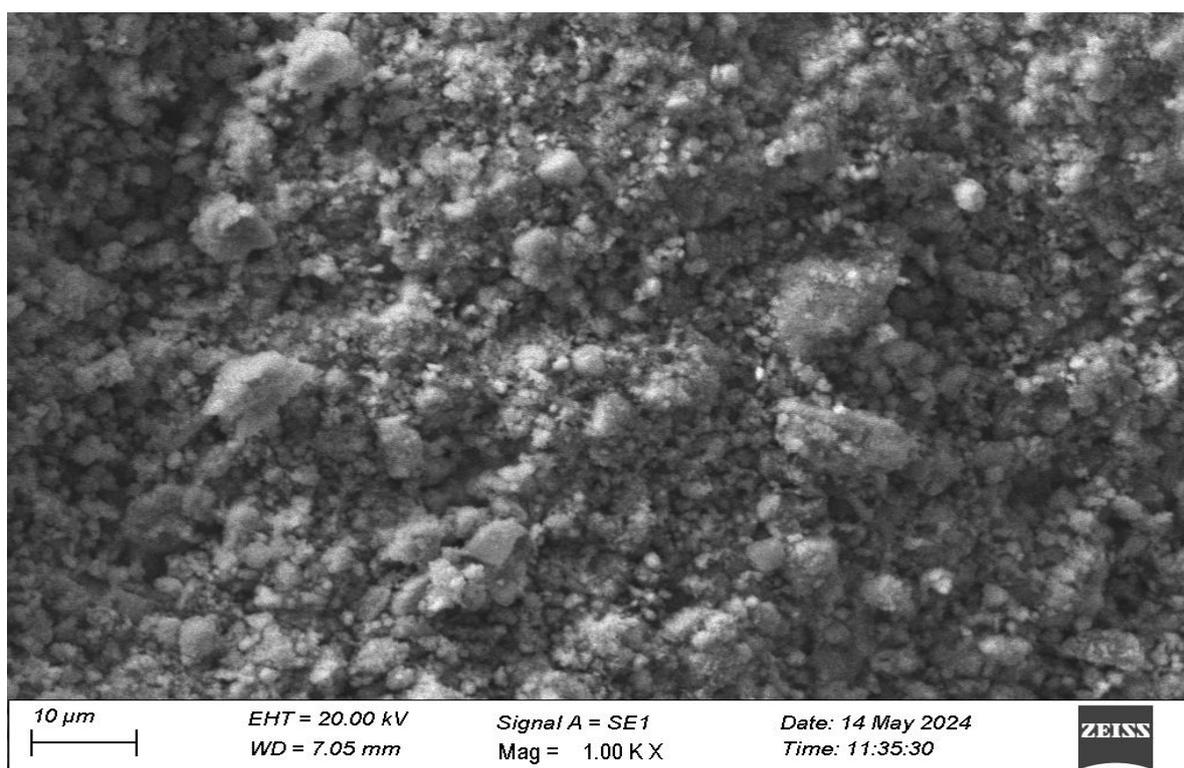


Figure (V.3) : Image MEB du dépôt de coke analysé avec un grossissement de 1000 fois

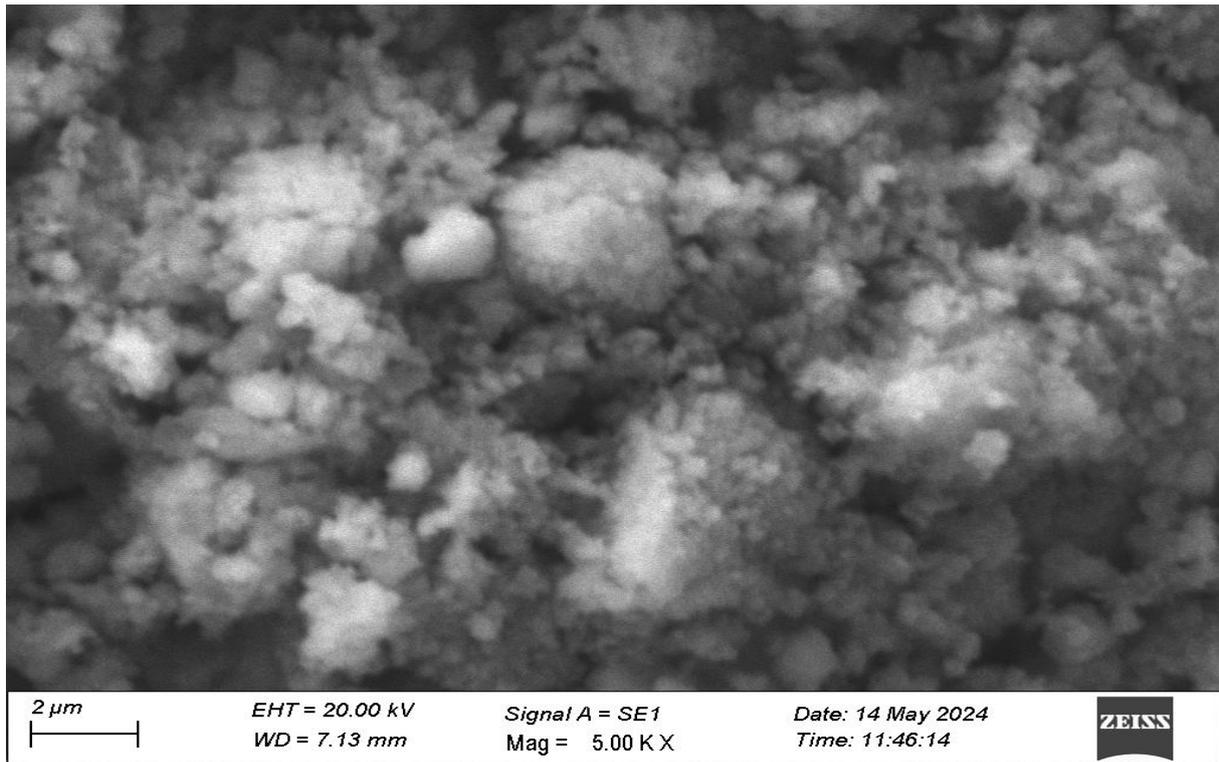


Figure (V.4) : Image MEB du dépôt de coke analysé avec un grossissement de 5000 fois

Pour vérifier la composition chimique sur la surface du dépôt de coke, nous utilisons un analyseur d'énergie des rayons X (EDX) en combinaison avec le MEB afin d'identifier les éléments chimiques présents et leur quantité respective. Les résultats obtenus par EDX sont présentés sur les figures et les tableaux ci-dessous.

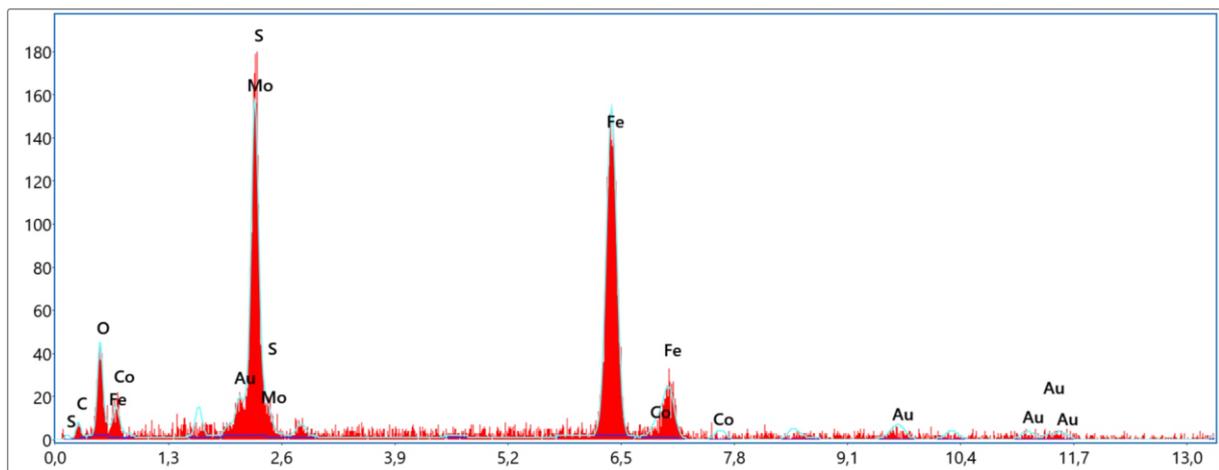


Figure (V.5) : Analyse spectrale EDX du dépôt de coke

Tableau (V.2) : Composition chimique des différents éléments, constituant l'échantillon

Elément	% massique	% atomique
Carbone C K	3,24	12,33
Oxygène O K	7,78	22,23
Molybdène Mo L	8.56	4.08
Soufre S K	11.58	16.51
Fer Fe K	46.90	38.39
Cobalt Co K	2.51	1.95
Or Au L	19.44	4.51

L'EDX nous a fourni une analyse élémentaire du coke, révélant quels éléments chimiques sont présents en surface.

L'analyse EDX a montré des pics pour différents éléments, contenus dans notre échantillon selon leurs pourcentages massique ou atomique., le spectre a révélé un pic élevé caractéristique de fer comme l'indique la figure (V.5), suivi par l'or, de soufre, de molybdène, l'oxygène et le carbone. Les pourcentages élémentaires des composés présents dans la surface du coke étaient de 46.90% de Fer, 19.44% d'Or, 11.58% de Soufre, 8.56% de Molybdène, 7.78% d'Oxygène et 3.24% de Carbone.

la présence de plusieurs éléments comme ils sont indiqués au-dessus. Cela signifie que la base de l'échantillon est relativement similaire, avec des éléments clés comme le fer, le molybdène, et l'or.

V.2.2. Spectrométrie de fluorescence X (XRF)

D'après les résultats obtenus, l'XRF nous a fourni une analyse chimique quantitative et qualitative globale de l'échantillon, ainsi que les éléments en faibles concentrations.

Le tableau (V.3) montre la composition élémentaire du coke déposé sur les tubes de l'échangeur de chaleur, tandis que le tableau (V.4) montre les différents oxydes formés lors de la circulation continue du gaz à travers l'échangeur de chaleur à tubes et calandre pendant leur période de fonctionnement.

Tableau (V.3) : Composition chimique du coke analysé par XRF

Formule	Concentration (%)
Ca	0,13
Fe	65,04
Cu	0,06
S	33,00
Cl	0,04
Si	0,47
Ni	0,03
Al	0,46
Cr	0,01
P	0,43
Br	0,01
Mn	0,30
Pt	0,01

Tableau (V.4) : Différents oxydes formés lors de la circulation continue du gaz

Formule	Concentration (%)
SO ₃	50.5278
Fe ₂ O ₃	47.2281
SiO ₂	0.6346
P ₂ O ₅	0.6202
Al ₂ O ₃	0.5779
MnO	0.2063
CaO	0.1048
CuO	0.0313
Cl	0.0245
NiO	0.0196
Cr ₂ O ₃	0.0112
Br	0.0058
PbO	0.0052
MoO ₃	0.0026

D'après les résultats obtenus, les éléments dominants sont le fer et le soufre, ce qui explique l'idée d'une corrosion importante, associée à des dépôts de soufre. Les autres éléments en faible quantité peuvent provenir de diverses sources de contamination, de corrosion ou de processus industriels.

Concernant les oxydes, les résultats de l'analyse (XRF) révèlent les principaux oxydes identifiés. Le dépôt est principalement composé de soufre (sous forme de SO_3) et de fer oxydé (Fe_2O_3), ce qui confirme que ce coke est fortement influencé par la corrosion en présence de gaz soufrés. Cela reflète un environnement industriel où des réactions entre les gaz acides (comme le H_2S) et les surfaces métalliques se produisent régulièrement.

La présence de faibles quantités d'oxydes de silicium, d'aluminium, de phosphore et d'autres métaux indique que ces éléments ne sont pas dominants, mais pourraient avoir une influence sur la structure ou la cohésion du dépôt.

Les résultats de l'analyse XRF confirme celles, issues par le MEB-EDX en ce qui concerne la composition chimique des éléments présents dans notre échantillon.

V.3. Résultats concernant les solvants testés

Après avoir effectué la caractérisation du coke par les techniques d'analyses citées ci-dessus, on a fait plusieurs essais pour le faire dissoudre dans un solvant approprié. Les résultats et les observations sont résumés dans le tableau suivant.

Tableau (V.5) : Différents solvants testés avec l'échantillon

N° test	Solvant
01	Acide nitrique
02	HCL+H2SO4
03	HCl
04	Diméthyl Sulfoxyde
05	Acétone
06	Acide phosphorique
07	Acide acétique
08	Méthanol
09	Dichlorométhane
10	$\text{NaOH}_{(01g)} + \text{H}_2\text{O}_{(05ml)}$
11	$\text{KOH}_{(0.5g)} + \text{H}_2\text{O}_{(05ml)}$

12	KOH _(0.5g) +NaOH _(0.5g) +H ₂ O _(05ml)
13	Acide sulfurique
14	Éther de pétrole
15	Héptane
16	Héxane
17	Toluène
18	Benzène
19	Diméthyl Sulfoxyde + Acide acétique
20	Diméthyl Sulfoxyde + Acétone
21	Acétone + Acide acétique
22	Acide phosphorique + Acide acétique
23	Acétone + Acide phosphorique
24	Diméthyl Sulfoxyde + Acide phosphorique

Tableau (V.6) : Différents résultats et observations

	Type de réaction	Temps de réaction	Résultats et observation
Test n°01	Réaction très forte	02min	Lorsque l'acide nitrique réagit avec le coke, cela produit une réaction chimique appelée la nitration.
Test n°02	Réaction exothermique	27min	Lorsque l'HCL réagit avec H ₂ SO ₄ , une réaction d'échange ionique se produit, dans laquelle l'hydrogène (H) et le sulfate (SO ₄) sont échangés. Le résultat sera une solution aqueuse, contenant des ions chlorure (-Cl) et de l'hydrogène sulfate (-HSO ₄). Le coke peut être désintégré par la chaleur d'une réaction chimique
Test n°03	Réaction exothermique	15min	La réaction du HCl avec le carbone (C) ne se produit pas directement de manière courante et n'est pas considérée comme une réaction conventionnelle en chimie. Normalement, le carbone ne réagit pas directement avec le HCl pour former des composés spécifiques.

Test n°04	Faible réaction	45min	Le diméthyl sulfoxyde (DMSO) est utilisé comme un solvant courant en raison de sa capacité élevée à dissoudre une variété de composés organiques. Le DMSO ne réagit pas directement avec le carbone élémentaire, mais il joue un rôle en tant que solvant polaire aprotique qui contribue à activer certaines réactions organiques grâce à ses propriétés spécifiques.
Test n°05	Zéro	/	Il pourrait y avoir une réaction dans d'autres conditions
Test n°06	Zéro	/	L'acide phosphorique peut réagir avec le carbone dans certaines conditions, notamment lorsque l'acide est chauffé à haute température . $\text{H}_3\text{PO}_4 + \text{C} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}$
Test n°07	Réaction très faible	4h	Changement seulement de couleur. Lorsque l'acide acétique CH ₃ COOH devient orange, c'est généralement le résultat de sa réaction avec des composés contenant de l'éther
Test n°08	Réaction très faible	4h	Changement seulement de couleur Le méthanol (CH ₃ OH) peut réagir avec le carbone (C) pour former du dioxyde de carbone (CO ₂) et de l'hydrogène (H ₂) en présence d'une forte chaleur , comme indiqué dans l'équation suivante : $\text{CH}_3\text{OH} + \text{C} \rightleftharpoons \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$
Test n°09	Zéro	/	le dichlorométhane (CH ₂ Cl ₂) peut réagir , peut-être dans d'autres conditions spécifiques. Le dichlorométhane est connu pour pouvoir participer à des réactions complexes avec des matières carbonées, surtout lorsque des conditions particulières de température, pression ou interactions avec d'autres substances comme des catalyseurs sont appliquées.

Test n°10	Faible réaction	30min	<p>NaOH a été choisi comme solvant en raison de sa capacité à réagir avec le carbone</p> $\text{NaOH} + \text{C} \Rightarrow \text{Na}_2\text{CO}_3 + \text{H}_2$
Test n°11	Faible réaction	30min	<p>KOH a été choisi comme solvant en raison de sa capacité à réagir avec le carbone</p> $\text{KOH} + \text{C} \Rightarrow \text{K}_2\text{CO}_3 + \text{H}_2$
Test n°12	Réaction exothermique	20min	<p>Nous pourrions obtenir de meilleurs résultats dans des conditions appropriées. Ces solvants sont considérés comme des bases fortes.</p>
Test n°13	Réaction très faible		<p>H₂SO₄ a été choisi comme solvant en raison de sa capacité à réagir avec le carbone</p> $\text{H}_2\text{SO}_4 + \text{C} \Rightarrow \text{CO} + \text{SO}_2 + \text{H}_2\text{O}$
Test n°14	Faible réaction	1h:30min	<p>L'éther de pétrole (Petroleum Ether) peut réagir avec le coke dans des conditions appropriées, surtout en présence de haute température ou de catalyseurs chimiques.</p>
Test n°15	Zéro	1h:30min	/
Test n°16	Zéro	1h:30min	/
Test n°17	Zéro	1h:30min	/

Test n°18	Zéro	1h:30min	/
Teste19	Zéro	1h:30min	/
Test n°20	Zéro	1h:30min	/
Test n°21	Réaction très faible	1h:30min	Réaction superficielle
Test n°22	Réaction très faible	1h:30min	Réaction superficielle
Test n°23	Réaction très faible	1h:30min	Réaction superficielle
Test n °24	Réaction exothermique	1h:30min	Réaction superficielle

V.4. Résultats de solubilité de quelques solvants

Les résultats de solubilité obtenus pour l'acide nitrique sont mentionnés dans le tableau (V.7), pour d'autres mélanges de solvant, voir le tableau (V.8) avec :

Mélange 01: Solvant $\text{H}_2\text{SO}_4(2.5\text{ml}) + \text{coke}(0.5\text{g})$

Mélange 02: Solvant $\text{HCl}(2.5\text{ml}) + \text{coke}(0.5\text{g})$

Mélange 03 : Solvant $(\text{CH}_3)_2\text{SO}(2.5\text{ml}) + \text{coke}(0.5\text{g})$

Tableau (V.7) : Solubilité de l'acide nitrique

Numéro de tube	01	02	03	04	05	06
Le temps (min)	10	20	30	40	50	60
La masse de tube avec coke (g)	4.2722	3.9429	5.0151	4.0920	4.0082	5.2732
La masse de tube vide (g)	3.8270	3.5075	4.5860	3.6740	3.5949	4.8651
Solubilité	0.0548	0.0646	0.0709	0.0824	0.0867	0.0919

Le graphique indique que le processus de dissolution du coke est toujours en cours, mais qu'un facteur limite la vitesse de dissolution au fil du temps. Ce facteur pourrait être la saturation de la solution, où la solution devient incapable de dissoudre davantage de coke.

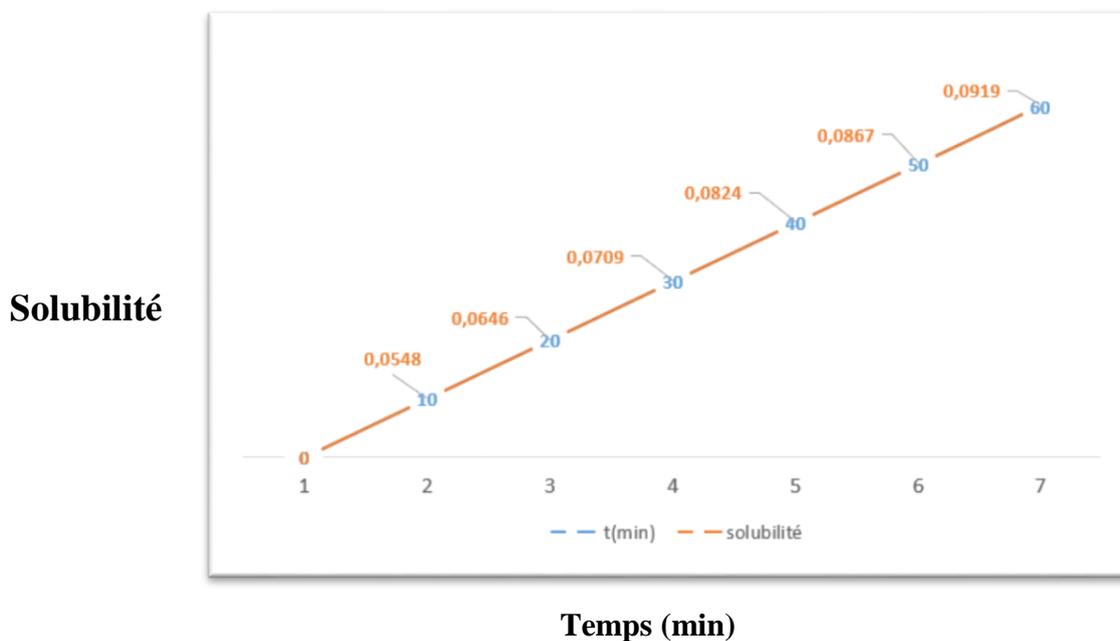


Figure (V.6) : Courbe de solubilité pour l'acide nitrique

Tableau (V.8) : Solubilité de quelques mélanges de solvant

Mélange 01	m01(g)	m02(g)	t(min)	La solubilité
01	9.694	9.7	10	-0.006
02	9.5897	9.77	20	-0.1803
03	9.60310	9.72	30	-0.1169
04	9.5757	9.71	40	-0.1343
05	9.6334	9.74	50	-0.1066
06	9.6138	9.73	60	-0.1162

Mélange 02	m01(g)	m02(g)	t(min)	La solubilité
01	9.6435	10.2107	10	-0.5582
02	9.7256	10.348	20	-0.6224
03	9.6422	10.2746	30	-0.63426
04	9.5702	10.1496	40	-0.9258
05	9.6644	10.3964	50	-0.732
06	9.7622	10.2744	60	-0.5122

Mélange 03	m01(g)	m02(g)	t(min)	La solubilité
01	9.8908	10.0009	10	-0.1101
02	9.8522	9.9071	20	-0.0549
03	9.866	9.9393	30	-0.0733
04	10.0014	10.1225	40	-0.1211
05	9.677	9.8415	50	-0.1645
06	9.872	9.9509	60	-0.0789

Conclusion générale

Conclusion générale

L'échangeur de chaleur, en particulier ceux de type à tubes et calandre, jouent un rôle primordial dans les processus de transfert de chaleur, vu qu'ils contribuent significativement à l'efficacité globale des unités de traitement. Cependant, au fil du temps, ces équipements sont affectés souvent par les problèmes d'encrassement et de corrosion qui diminuent leurs performances, ce qui influe sur la production et l'économie de l'entreprise.

Parmi les solutions principales pour améliorer cette efficacité, c'est d'effectuer le nettoyage de ces échangeurs soit chimique, mécanique...etc. C'était l'objectif de notre sujet d'effectuer le nettoyage chimique pour se débarrasser des dépôts, accumulés sur les surfaces extérieures des tubes de l'échangeur à tubes et calandre. Mais, la réussite de cette opération dépend largement de la capacité à identifier la nature des dépôts afin de sélectionner le solvant chimique le plus adapté pour leur élimination sans compromettre l'intégrité de l'équipement.

Dans la présente étude, nous avons eu l'opportunité de contribuer à cette opération. On a pu aboutir à la caractérisation du coke à l'aide de quelques techniques d'analyse physico-chimiques comme première étape et identifier les phases cristallines, contenus dans notre échantillon.

D'après les résultats, l'analyse MEB-EDX montre la présence d'éléments majeurs comme **Fe (Fer)**, **Mo (Molybdène)**, **S (Soufre)**, **O (Oxygène)**, **Co (Cobalt)**, **Au (Or)**, ainsi que d'autres éléments en plus petites quantités. Ces éléments suggèrent que l'échantillon est constitué de composés métalliques et oxydés.

L'analyse XRF a confirmé probablement les éléments majeurs identifiés par le MEB-EDX (Fe, Mo, S, Co, Au), tout en fournissant des informations plus précises sur la concentration relative de ces éléments dans l'échantillon global.

Ces analyses MEB-EDX et XRF montrent la présence d'une composition complexe impliquant plusieurs éléments métalliques et des phases cristallines variées. Les résultats suggèrent la présence de sulfures métalliques (notamment Fe, Mo, Cu), qui pourraient être associés à des minerais métalliques tels que la molybdénite, la pyrite, ou la chalcopryrite. La présence d'oxydes (Fe_2O_3 , $\text{PrO}_{1.83}$) et de carbonates (CaCO_3) indique également des phases d'oxydation et de minéralisation.

La combinaison de ces résultats suggère que l'échantillon est principalement composé de phases métalliques et oxydées, probablement issues d'un environnement géologique ou industriel, où des processus de sulfidation, d'oxydation et de minéralisation ont eu lieu.

Enfin, suite à ces résultats nous avons conclu que le problème majeur de ces dépôts sont dus principalement au problème de corrosion, ce qui confirme l'importance de choisir le solvant chimique approprié pour éliminer les dépôts sans endommager l'équipement. L'étude a montré que l'acide nitrique à une concentration appropriée s'est révélé efficace pour éliminer les dépôts de coke tout en préservant l'intégrité du métal ferreux.

Pour cette étude, nous suggérons quelques recommandations afin d'accomplir ce travail :

- 1- Compléter ces résultats par d'autres analyses quantitatives pour mieux estimer les concentrations exactes des éléments d'intérêt comme DRX...etc.
- 2- Effectuer une recherche plus profonde sur les solvants les plus forts et étudier leurs pouvoir d'oxydation pour éviter de détériorer le matériau de l'équipement.
- 3- Proposer une autre méthode de nettoyage des échangeurs comme le nettoyage cryogénique au nitrogène.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] P. Trambouze. Le raffinage du pétrole, matériels et équipements. Livre, édition technip (1999).
- [2] F. Mebarek Oudina. Echangeurs de chaleur, cours et exercices corrigés. Polycopié, édition Al-Djazair, Université 20 Août 1955 Skikda (2014).
- [3] Y. Jannot. Transferts thermiques. Livre, école des mines Nancy (2012).
- [4] Rehrah, A., et Zaidi, O. Étude thermique d'un échangeur de chaleur à faisceau et calandre E102 A/B, Université M'Hamed Bougara Boumerdes (2014).
- [5] A. TRABELSI et K. CHOUAOUA. Etude de l'insertion d'une nouvelle unité de stabilisation de brut au centre industriel sud de Hassi- Messaoud, Université de Boumerdes (2004).
- [6] Manuel de l'unité GPL-2, Sonatrach. Lerat Serge. Hassi Messaoud. In: Cahiers d'outre-mer. N° 93 - 24e année, Janvier-mars 1971. pp. 16-31.
- [7] I. MATALLAH et A. MATALLAH. Etude du problème d'encrassement au niveau des échangeurs de régénération de l'unité GPL-2 HMD, Université de Ouargla (2021).
- [8] https://www.persee.fr/doc/caoum_0373-5834_1971_num_24_93_2578 (consulté le 20 septembre 2024).
- [9] F. BELKHERFI et A. BENRAMDANA. Etude de l'impact du méthanol comme inhibiteur de formation des hydrates (unité GPL-2, HMD), Université de Ouargla (2019).
- [10] H. MATALLAH. Dimensionnement de l'échangeur E-201 A/B/C de l'unité GPL-2, Université de Ouargla (2020).
- [11] N. HOCINI. Etude d'un système de vaporisation du GPL au niveau de l'unité GPL-2 /CIS-HMD, Université de Annaba (2018).
- [12] Said FARDJALLAH, «Etude et calculs de dimensionnement des déshydrateurs de l'unité GPL2 Hassi-Messaoud »; Sonatrach CIS-HMD ; 2019 ; 20.
- [13] CHIKHI Sabah et DAHOU Wassila, «Dimensionnement de la section de déshydratation unité GPL-2 Hassi-Messaoud ; Sonatrach CIS-HMD » ; 2009; 26 ; 30.

- [14] H. MATALLAH. Dimensionnement de l'échangeur E-201 A/B/C de l'unité GPL-2, Université de Ouargla (2020).
- [15] : Présentation de GPL2 au Niveau de CIS-HMD ; Rapport de stage, Sonatrach Hassi Messaoud ; 2021 ; 31-34.
- [16] Proceeding du séminaire sur le GPL, Développement promotion ; μμ Alger, Avril 2018.
- [17] S. SAHNOUN et S. BEHAMOUDA, Etude et vérification de la section de déshydratation au niveau de la section cryogénique de l'unité GPL-2 / CIS – HMD, Université de Ouargla (2022).
- [18] Sonatrach. (2022). Rapport annuel 2022 (p. 27). Sonatrach.
- [19] <https://www.maximizemarketresearch.com/market-report/global-lpg-market/116743/> (consulté le 20 septembre2024).
- [20] <https://www.lpgasmagazine.com/the-global-lpg-industry-in-2023/> (consulté le 20 septembre2024).
- [21] **TOTAL**. Guide des équipements thermiques. Paris : Total Publishing, 2015.
- [22] A. BONTEMPS. Echangeurs de chaleur-définitions et principes généraux, Techniques de l'ingénieur. Ref BE 9 515 (2013).
- [23] Calcul et dimensionnement des échangeurs de chaleur, Polycopié, Université de M'sila (2017).
- [24] SACADURA, J. F. Initiation aux transferts thermiques. Paris : Éditions Technip, 2000.
- [25] M. BENKIRAT et F. TALBI. Etude et vérification des performances des échangeurs de la raffinerie RA1k, Université de Guelma (2023).
- [26] <https://www.barriquand.com/echangeurs-plaques-soudees-platulaire>. (consulté le 20 septembre2024).
- [27] Green, D. W., & Southard, M. Z. (2007). *Perry's Chemical Engineers' Handbook* (8th ed.). McGraw-Hill.
- [28] McGraw-Hill, Shah, R. K., & Sekulic, D. P. *Fundamentals of Heat Exchanger Design*. John Wiley & Sons (2003).

- [29] <https://www.google.com/imgres?q=%C3%89changeur%20de%20chaleur%20%C3%A0%20tubes%20et%20calandre&imgurl=https%3A%2F%2Fthermofin.net%2F> (consulté le 20 septembre 2024).
- [30] [https:// thermofin.net/fr/produits/ caleos-echangeurs-faisceau-tubulaire](https://thermofin.net/fr/produits/caleos-echangeurs-faisceau-tubulaire). (consulté le 20 septembre 2024).
- [31] A. BONTEMPS et al. Echangeurs de chaleur- problèmes de fonctionnement, Techniques de l'ingénieur. Ref B 2 344.
- [32] BENOUEDJEH, L., et SABEUR, S. Etude de problème de l'encrassement dans Les équipements de traitement De brut , Université de Ouargla , Thèse de doctorat (2021).
- [33] Ibrahim, H., et Ismail, K. Etude de L'encrassement d'un échangeur de chaleur à plaques, Université Salhi Ahmed Naama (2020) McGraw-Hill.
- [34] Green, D. W., & Southard, M. Z. (2007). Perry's Chemical Engineers' Handbook (8th ed.).
- [35] Somerscales, E. F. C., & Knudsen, J. G. (1981). Fouling of Heat Exchangers. Hemisphere Publishing.
- [36] [Filab.fr/nos-moyens-techniques/laboratoire-d-analyses-par-microscopie-electronique-a-balayage-meb-edx/#](http://filab.fr/nos-moyens-techniques/laboratoire-d-analyses-par-microscopie-electronique-a-balayage-meb-edx/#) : ~ :text=Une%20analyse%20MEB-EDX%20est, d'énergie%20(EDX).
- [37] S. SMAIN. Préparation d'un matériau monostructure de Silice Alumine fonctionnalisés par un métal noble (Rh, Pd, ...), application en oxydation en phase liquide, univ de Blida (2019). Thèse de doctorat.

Annexes

Annexe A : Propriétés du matériau de l'échangeur

SONATRACH
DIVISION PRODUCTION
REGION D'HASSI-MESSAOUD
DIRECTION MAINTENANCE

HASSI-MESSAOUD LE :12/05/2007

<p>NOTE D'OPPORTUNITE POUR ACQUISITION DE MATERIEL AMORTISSABLE</p>
--

BUDGET:

1/2007

PAGE:

ITEM: 01

LIGNE:

BMM:

REQUETE:

DEST.DU MATERIEL: GPL2

REPERE: 11/12/13 E201A/B/C

QUANT.DEMANDEE: 01

QUANT.INSTALLEE: 12

DESIGNATION COMPLETE DU MATERIEL: Echangeurs de chaleur de la régénération

Faisceau tubulaire de l'échangeur de chaleur pour la régénération

Dia. Interieur 647mm

Longueur Totale 7388 mm

Plaque Fixe Dia 788 mm

Matière: acier ASTM A214

Tube: 246 tubes 3/4" 2,77 en U longueur 6100 mm

Pression de service 98,47 bars

Température de service 250 °C

LE DIRECTEUR MAINTENANCE

Annexe B : Expériences effectuées au laboratoire



Test n°01 : Acide nitrique



Test n°02 : HCL+H2SO4



Test n°03 : HCL



Test n°04 : Diméthyl Sulfoxyde



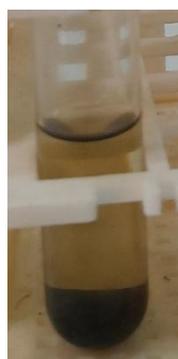
Test n°05 : Acétone



Test n°06 : Acide phosphorique



Test n°07 : Acide acétique



Test n°08 : Méthanol



Test n°09 : Dichlorométhane



Test n°10 :

(NaOH_(0.1g)+H₂O_(0.5ml))



Test n°11 :

(KOH_(0.5g) +H₂O_(0.5ml))



Test n°12 :

(KOH_(0.5g) +NaOH_(0.5g)+H₂O_(0.5ml))



Test n° 13 : Acide sulfurique



Test n°14 : Éther de pétrole



Test n°15 : Héptane



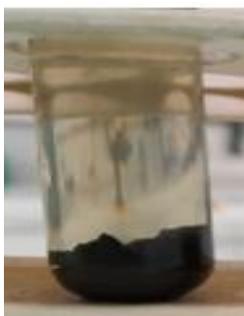
Test n°16 : Hexane



Test n°17 : Toluène



Test n°18 : Benzène



Test n°19 :

(Diméthyl Sulfoxyde + acide acétique)



Test n°20 :

(Diméthyl Sulfoxyde + acétone)



Test n°21 :

(acétone +acide acétique)



Test n°22 :

(acide phosphorique
+ acide acétique)



Test n°23 :

(acétone + acide phosphorique)



Test n°24 :

(Diméthyl Sulfoxyde + acide phosphorique)

Divers solvants utilisés pour la dissolution du coke

Nom du solvant	Formule chimique	Propriétés chimiques
Acide nitrique	HNO_3	- Concentration molaire : 68% -température d'ébullition : 83°C
Acide chlorhydrique	HCl	- Concentration molaire: 37% -température d'ébullition : 20°C
Diméthylsulfoxyde	$(\text{CH}_3)_2\text{SO}$	- Concentration molaire : 99.9% -température d'ébullition : 189°C
Acétone	CH_3COCH_3	- Concentration molaire: 99.9% -température d'ébullition : 56°C
Acide phosphorique	H_3PO_4	- Concentration molaire : 85 % -température d'ébullition : 200°C
Acide acétique	CH_3COOH	- Concentration molaire : 99.9% -température d'ébullition : 118°
Méthanol	CH_3OH	- Concentration molaire: 99% -température d'ébullition : 64.5°C

Dichlorométhane	CH_2Cl_2	- Concentration molaire 99.9 -température d'ébullition : 39.6°C
Hydroxyde sodium	NaOH	- Concentration molaire : / -température d'ébullition : /
Hydroxyde de potassium	KOH	- Concentration molaire : / -température d'ébullition : /
Acide sulfurique	H_2SO_4	- Concentration molaire : 96-98% -température d'ébullition : 37°C
Éther de pétrole	L'éther de pétrole n'a pas de formule chimique fixe et précise car il fait référence à un groupe de solvants organiques dérivés du pétrole, qui varient dans leur composition. Ces solvants sont principalement utilisés comme solvants généraux dans de nombreuses applications industrielles et chimiques. Formule : C_6H_{14}	- Concentration molaire : 99.9% -température d'ébullition : 40-65°C
Héptane	C_7H_{12}	- Concentration molaire : 99.9% -température d'ébullition : 98.5°C
Hexane	C_6H_{14}	- Concentration molaire : 99.9% -température d'ébullition : 68.7°C
Toluène	C_7H_8	- Concentration molaire : 99.9% -température d'ébullition : 110.6°C
Benzène	C_6H_6	- Concentration molaire : 99.9% -température d'ébullition : 80.1°C

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 غرداية

Faculté des sciences Et
Technologie

Département génie Des
procédés



كلية العلوم والتكنولوجيا

قسم هندسة الطرائق

Université de Ghardaïa

Autorisation d'impression finale d'un mémoire de master

	Nom et prénom :	Signature
Le président de jury :	LAGHOUITER Oum Kelthoum	
Examineur 1 :	MOULAY Keroumia	
Examineur 2 :	BENTARFA Djihad	
Encadrant :	TRABELSI Amel	

Soussigné : LAGHOUITER Oum Kelthoum

Président de jury des étudiant(s) :
CHAMKHA Abdallah
SIRADJ Mohammed El Hacem

Filière : Génie des procédés Spécialité : Génie chimique

Contribution à l'étude du procédé de nettoyage chimique de l'échangeur de
régénération au niveau du CIS, unité GPL-2 de Hassi Messaoud

Autorise le(s) étudiant(s) mentionné(s) ci-dessus à imprimer et déposer leur(s)
manuscrit final au niveau du département.

Ghardaïa le : 19/01/2025
Le chef de département

Le président de jury :

