

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعلیم العالی والبحث العلمی

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

جامعة أبي بكر بلقايد - تلمسان

Université Aboubakr Belkaïd- Tlemcen –

Faculté de TECHNOLOGIE



## MEMOIRE

**Mémoire de Fin d'Etude pour l'Obtention du Diplôme de Master**

**En : Génie Mécanique**

**Spécialité : Energétique**

**Par : BELHADJ Youssouf**

**Sujet**

***Dimensionnement et Optimisation thermo-énergétique  
d'un échangeur de chaleur utilisé pour le  
préchauffage de pétrole brut  
(Champ Ourhoud-Sonatrach Algérie)***

Soutenu le 29/09/2022, devant le jury composé de :

M. A. ALIANE

Univ. Tlemcen

Président

M. M. BENRAMDANE

Univ. Tlemcen

Examinateur

M. R. SAIM

Univ. Tlemcen

Encadreur

Année Universitaire 2021-2022

## *Remerciements*

*Tout d'abord, je voudrais remercier Dieu le tout puissant, qui m'a donné le courage, la force et la volonté d'accomplir ce travail.*

*Je tiens à remercier vivement mon encadreur Pr. Rachid SAIM pour son soutien et ses conseils tout au long de ce travail, sa rigueur scientifique et ses remarques ont été utiles pour la qualité de ce travail.*

*Je remercie également tous les enseignants du département de génie mécanique pour leur patience et leur enseignement, ce qui m'a permis de mener à bien ce travail.*

*Enfin, un très grand merci à mes collègues de l'organisation OURHOUD pour leur assistance à accomplir ce travail.*

*J'en serais éternellement reconnaissant.*

Youssouf Belhadj

## *Dédicaces*

*Je dédie très chaleureusement ce travail à tous qui j'aime.*

*Youssef BELHADJ*

# ملخص

يعتبر مركز إنتاج النفط الخام (أورهود) أحد الركائز المهمة لشركة سوناطراك بالنظر إلى الكمية المعتبرة من النفط الخام الذي ينتجه، حيث تجاوزت الكمية المصدرة مليار برميل عام 2019. يقوم هذا الأخير بمعالجة الخام القادم من المصائد البترولية لإخراجه كمنتج شبه نهائي، ويمر عبر عدة سلاسل فصل ومعالجة من أجل الحصول على هذا المنتج وفقاً لمتطلبات السوق الدولية، هناك سلسلة من المعدات المصممة ذات أبعاد محددة وفق تصميم عالي الدقة. وبمرور الوقت، يشهد هذا الحقل انخفاضاً ملحوظاً في الإنتاج، وهذا هو الحال بالنسبة لجميع حقول النفط. من خلال هذا الانخفاض، تصبح المعدات المصاحبة إما صغيرة الحجم، مثل وحدات معالجة المياه الزيتية، أو كبيرة الحجم، كما هو الحال مع المبادلات الحرارية. في هذا المستند، اقترحنا تشغيل مسخن واحد لكل قطار بدلاً من اثنين، وبعد تحديد سطح التبادل الحراري اللازم للتسخين المطلوب وبالاعتماد على دراسة حرارية هيدروليكية، وجدنا إمكانية استخدام التكوين المقترح دون عوائق.

**كلمات مفتاحية:** سوناطراك - اورهود - براميل - معالجة - مسخن - مساحة التبادل

# Abstract

The crude oil production center (Ourhoud) is one of the most important pillars of Sonatrach, given the large amount of crude oil it produces, as the exported quantity exceeded one billion barrels in 2019. The main role of this center is to treat the crude coming from the oil fisheries to get it out as a marketable product, and it passes through several separation and stabilization chains. In order to obtain this product in accordance with the requirements of the international market, there are a series of dimensionally designed and high-precision design equipment. Over time, this field is experiencing a significant decline in production, and this is the case for all oil fields. Through this reduction, associated equipment becomes either small, such as oil water treatment units, or large, as heat exchangers.

In this document, we propose to operate one heater per train instead of two, and after determining the heat exchange surface needed for the required pre-heating and based on a thermo-hydraulic study, we find that the proposed configuration can be used without any problem.

**Keywords:** *Sonatrach – Ourhoud – barrels – stabilization – preheater – exchange surface*

## Résumé

Le centre de production de pétrole brut (*Ourhoud*) est un complexe qui représente l'un des piliers importants pour la société *Sonatrach*, vu la quantité considérable de pétrole brut qu'il produit. Où la quantité exportée a dépassé un milliard de barils en 2019.

Ce dernier, traite le brut venant du gisement afin de le sortir comme produit semi-fini, passant par plusieurs chaînes de séparation et de stabilisation. Afin d'obtenir ce produit conforme aux exigences de marché international, il existe une série d'équipements conçus et dimensionnés avec une conception de haute précision. Et avec les derniers temps, ce champ connaît une diminution remarquable en termes de production, et c'est le cas de tous les champs pétroliers. Par cette diminution, les équipements associés deviennent soit sous-dimensionnés comme les unités de traitement des eaux huileuse, soit surdimensionnés, c'est le cas des batteries des échangeurs de chaleur.

Dans ce mémoire, on a proposé l'exploitation d'un seul préchauffeur pour chaque train au lieu de deux, et après la détermination de la surface d'échange nécessaire pour le préchauffage requis et basant sur une étude thermo-hydraulique on a confirmé la possibilité d'exploiter la configuration proposée sans souci.

**Mots clés :** *Sonatrach – Ourhoud – barils – stabilisation – préchauffeur - surface d'échange*

# Table des Matières

<b>Introduction générale</b> .....	1
------------------------------------	---

## **Chapitre I: Présentation de l'organisation Ourhoud**

Introduction ... ..	3
I.1. Création de l'organisation... ..	3
I.2. Situation géographique du champ Ourhoud .....	4
I.3. Composition actuelle du Champ .....	5
I.4. Procédure d'exploitation. ....	6
I.4.1 Procédé traitement du brut .....	6
I.4.2. Procédé traitement du gaz .....	8
I.4.2.1 Trains de compression, recompression et déshydratation du gaz .....	8
I.4.2.2 Production de fuel-gas.....	8
I.4.2.3 Production de gas lift et de gaz d'injection. ....	9
I.4.3 Procédé traitement des eaux. ....	10
I.4.3.1 Traitement des eaux huileuses .....	10
I.4.3.2 Eau Albien /Barrémien.....	12
I.4.3.3 Système d'injection d'eau. ....	12
I.5 Politique HSE.....	12
Conclusion... ..	13

## **Chapitre II : Introduction aux échangeurs thermiques industriels**

Introduction ... ..	14
II.1 Généralités sur les échangeurs de chaleur. ....	14
II.1.1 Définition. ....	14

II.1.2	Role des échangeurs de chaleur .....	14
II.1.2.1	Fonction réfrigération .....	15
II.1.2.2	Fonction chauffage.....	15
II.1.2.3	Fonction condensation .....	16
II.1.2.4	Fonction vaporisation. ....	16
II.1.2.5	Fonction spéciale. ....	16
II.1.3	Principe de fonctionnement. ....	17
II.1.3.1	Echangeurs a contact direct ( ou échangeur a mélange). ....	17
II.1.3.2	Echangeurs a surface.....	17
II.1.4	Modes de circulation.....	18
II.1.4.1	Echangeurs a co-courants. ....	18
II.1.4.2	Echangeurs a contre-courants. ....	18
II.1.4.3	Echangeurs a courants croisés. ....	19
II.1.5	Technologie des échangeurs . ....	20
II.1.5.1	Echangeurs a plaques.....	21
II.1.5.2	Aéroréfrigérants (aerocoolers). ....	23
II.1.6	Avantages et inconvénients des différents types d'échangeurs. ....	24
II.1.6.1	Echangeurs tubulaires. ....	24
II.1.6.2	Echangeurs a plaque. ....	24
II.1.6.3	Aéroréfrigérants. ....	25
II.1.7	Exploitation des échangeurs. ....	25
II.1.7.1	Demarrage d'un echangeur. ....	25
II.1.7.2	Paramètre de fonctionnement. ....	26
	Conclusion. ....	26

### **Chapitre III: Description technologique de l'échangeur 10-HA-20-01A/B**

	Introduction ... ..	27
III.1	Normes TEMA... ..	27
III.2	Organisation de la circulation de fluide a travers un échangeur de chaleur.....	28
III.3.	Matériaux utilisés dans la fabrication d'un échangeur de chaleur .....	29
III.4.	Instructions d'utilisation et de maintenance d'un échangeur. ....	29
III.4.1	Champ d'aplication.....	29



III.4.2 Conditions de conception et de fonctionnement .....	29
III.4.3 Procédures d'opération.....	30
III.4.3.1 Operation de démarrage.....	31
III.4.3.2 Opération d'arrêt.....	31
III.4.3.3 Diagnostique (Trouble shooting).....	31
III.4.4 Maintenance d'un échangeur de chaleur. ....	32
III.4.4.1 Réparation des tubes.....	32
III.4.4.2 Nettoyage du faisceau de tubes. ....	32
III.4.4.3 Précautions de nettoyage des faisceaux tubulaires .....	33
III.4.5 Test hydrostatique d'un échangeurs de chaleur.....	33
III.4.5.1 Test coté tube.....	33
III.4.5.2 Test coté calandre. ....	34
III.5 Representation et données pour l'échangeur de chaleur10-HA-20-01A/B .....	34
III.5.1 Identification de l'équipement.....	34
III.5.1.1 Plaques signalétique .....	34
III.5.1.2 Fiche de données (Mechanical Data Sheet).....	35
III.5.1.3 Fiche de données de processus (process Data Sheet).....	36
III.5.1.4 Plan de circulation des fluides (PFD). ....	37
III.5.1.5 Schéma de tuyauterie et d'instrumentation (P&ID). ....	39
III.5.1.6 Meilleurs pratiques pour l'étiquetage de l'équipement dans un P&ID .....	40
III.5.2 L'échangeur 10-HA-20-01A en mode dynamique.....	42
III.5.2.1 Rappel sur le traitement et la stabilisation du brut .....	42
III.5.2.2 Partie régulaion.....	42
III.5.2.3 Paramètres de fonctionnement.....	43
Conclusion... ..	50

## **Chapitre IV: Calcul thermique de l'échangeurs de chaleur 10-HA-20-01A**

Introduction ... ..	51
IV.1. Calcul thermique d'un échangeur de chaleur.....	51
IV.1.1 Caractérisation d'un échangeur .....	51
IV.1.2 Dimensionnement d'un échangeur.....	54
IV.1.3 Calcul de performances d'un échangeur. ....	54
IV.1.4 Coefficient d'échange global.....	54

IV.2 Caractéristiques de l'échangeur 10-HA-20-01A.....	55
IV.3. Caractéristiques des fluides.....	57
IV.4. Bilan thermique de l'échangeur étudié.....	57
IV.4.1 Détermination du coefficient de transfert de chaleur sal ( $U_s$ ).....	58
IV.4.1.1 Coté tubes (brut non traité).....	59
IV.4.1.2 Coté calandre (brut traité) .....	61
IV.4.2 Calcul de la temperature logarithmique moyenne corrigé F.DTLM.....	66
IV.4.3 Calcul de la surface totale d'échange.....	68
IV.4.3.1 Surface d'échange nécessaire pour un taux de charge de 150%.....	68
IV.5. Etude des pertes de charge... ..	69
IV.5.1 Etudes des pertes de charge coté tubes.....	69
IV.5.2 Etudes des pertes de charge coté calandre.....	69
Conclusion... ..	70
<b>Conclusion générale et recommandations .....</b>	<b>71</b>
<b>Références bibliographiques .....</b>	<b>73</b>

## *Liste des tableaux*

Tableaux II.1 : Avantages et inconvénients des échangeurs tubulaires .....	24
Tableaux II.2 : Avantages et inconvénients des échangeurs a plaque .....	24
Tableaux II.3 : Avantages et inconvénients des aéroréfrigérants.....	25
Tableaux IV.1 : Caractéristiques de l'échangeur de chaleur 10-HA-20-01A.....	56
Tableaux IV.2 : Caractéristiques des fluides chaud et froid .....	57

## *Liste des figures*

Figure I.1 : Taux de participation des partenaires.....	4
Figure I.2 : Situation géographique d'Ourhoud.....	5
Figure I.3 : Vue générale du Procès .....	7
Figure I.4 : Vue générale du train de compression.....	9
Figure I.5 : Unité de traitement des eaux huileuse (OWTS 200) .....	11
Figure II.1 : Désurchauffeur de vapeur .....	17
Figure II.2 : Echangeur a surface.....	18
Figure II.3 : Modes de circulation .....	19
Figure II.4 : Echangeurs tubulaires.....	20
Figure II.5 : Echangeurs a plaques .....	21
Figure II.6 : Echangeurs a plaques démontables .....	22
Figure II.7 : Echangeurs a plaques brasées.....	22
Figure II.8 : Echangeurs a plaques soudées .....	22
Figure II.9 : Echangeurs a plaques spiralées .....	23
Figure II.10 : Tubes ailettés .....	23
Figure II.11 : Aéroréfrigérant .....	24
Figure III.1 : Plaque signalétique typique pour un échangeur de chaleur de faisceau et calandre selon la philosophie d'organisation Ourhoud.....	30
Figure III.2: Plaque signalétique pour L'échangeur 10-HA-20-01B.....	34
Figure III.3 : Fiche de données mécaniques (partie 1) .....	35
Figure III.4 : Fiche de données mécaniques (partie 2) .....	35
Figure III.5 : Fiche de donnée pour L'échangeur 10-HA-20-01A/B .....	36
Figure III.6 : PFD de train de production 10.....	38
Figure III.7 : Capture DCS pour le système diagram (P&ID) .....	39
Figure III.8 : P&ID pour le système de préchauffage .....	41

Figure IV.1 : Algorithme de caractérisation d'un échangeur de chaleur (KERN)	53
Figure IV.2 : Les différents paramètres qui caractérisent l'échange thermique	55
Figure IV.3 : Bilan thermique de l'échangeur étudié	57
Figure IV.4 : Section de passage dans une calandre	63
Figure IV.5 : Films d'encrassement	66
Figure IV.6 : Echange thermique a contre courant pur	67
Figure III.1 : Température ambiante	43
Figure III.2 : Débit d'entrée de premier échangeur (pétrole brut non stabilisé)	44
Figure III.3 : Température a l'entrée de 1 <sup>er</sup> échangeur (coté tube)	45
Figure III.4 : Pression a l'entrée de 1 <sup>er</sup> échangeur (coté tube)	45
Figure III.5 : Température à la sortie de 1 <sup>er</sup> échangeur (coté tube)	46
Figure III.6 : Température à la sortie de 2 <sup>eme</sup> échangeur vers le 1 <sup>er</sup> séparateur	47
Figure III.7 : Température à la sortie de la colonne	47
Figure III.8 : Débit total de pétrole brut vers le stockage	48
Figure III.9 : Pression de pétrole brut acheminé vers le stockage	49
Figure III.10 : Position des vannes TV0009A/B	49

## *Liste des annexes*

Annexe 1 : Détermination des coefficients K, KC, FC.....	75
Annexe 2 : Débit d'entrée de premier échangeur (pétrole brut non stabilisé) .....	76
Annexe 3 : Conductivité thermique des hydrocarbures liquides .....	77
Annexe 4 : La viscosité en fonction de la température .....	78
Annexe 5 : Coefficient de transfert et coefficient de friction f (Tubes) .....	79
Annexe 6 : Coefficient de transfert et coefficient de friction f (Calandre) .....	80

## *Nomenclature*

A : Surface d'échange ( $m^2$ )

$A_{cal}$  : Surface d'échange calculée ( $m^2$ )

e : Epaisseur (m)

a : Surface d'échange du tube ( $m^2$ )

act: La section de la calandre ( $m^2$ )

at: La section par passe ( $m^2$ )

L : La longueur du tube (m)

Dc: Diamètre de la calandre (m)

De: Diamètre équivalent (m)

di: Diamètre intérieur (m)

de: Diamètre extérieur (m)

V : vitesse de circulation de fluide (m/s)

GB : vitesse massique côté tubes ( $kg/h.m^2$ )

Gct : vitesse massique côté calandre ( $kg/h.m^2$ )

DTLM : Différence de température logarithmique moyenne ( $^{\circ}C$  ou K)

Nt: Nombre de tube

P : Le pas (m)

$U_s$  : Coefficient transfert sale ( $w /m^2.k$ )

$U_p$  : Coefficient de transfert propre ( $w /m^2.k$ )

Q: Quantité de chaleur (Kcal/kg)

Re : Nombre de Reynolds

Rs: résistance d'encrassement ( $m^2.k/w$ )

T1 : Température d'entrée côté calandre ( $^{\circ}C$ )

T2: Température de sortie côté calandre ( $^{\circ}C$ )

t1 : Température d'entrée côté tube ( $^{\circ}C$ )

t2 : Température de sortie côté tube ( $^{\circ}C$ )

$\Delta P_t$  : Perte de charge côté tube (bar)

$\Delta P_c$  : Perte de charge côté calandre (bar)

B : espace entre chicane (m)

$\Phi$  : Flux de chaleur (W)

$\lambda$  : Conductivité thermique (W/m.K)

$\rho$  : Masse volumique ( $Kg/m^3$ )

m : Le débit massique de fluide chaud (kg/s).

M : Le débit massique de fluide froid (kg/s).

C<sub>pf</sub> : La chaleur spécifique de fluide froid ( $J/kg^{\circ}C$ ).

C<sub>pc</sub>: La chaleur spécifique de fluide froid( $J/kg^{\circ}C$ ).

F : Facteur de correction de la DTLM par rapport au contrecourant pur.



## *Liste des abréviations*

**TAGI** : TRIAS Argilo Gréseux Inférieur

**CPF** : Central Processing Facility (centre de traitement)

**IWH** : Increase Water Handling (Augmenter la manutention de l'eau)

**BSW** : Basic Sediment and Water (la teneur en eau et sédiments dans le pétrole brut)

**API** : American Petroleum Institute

**DCS**: Distributed Control System

**OWTS**: Onsite Wastewater Treatment System

**PK0**: Point Kilométrique zero

**TVR** : Tension de Vapeur Reid

**WAG** : Water Alternating Gas

**GOR** : Gas/Oil Ratio (Le rapport entre le volume de gaz et le volume d'huile)

## Introduction générale

Aujourd'hui avec l'augmentation permanente des prix de l'énergie et face aux objectifs de développement durable, la maîtrise de l'énergie est devenue un enjeu majeur dans tous les domaines d'activité. Pour les professionnels de l'énergie, le premier défi consiste à concevoir des systèmes et des processus énergétiques avec de meilleurs rendements. Ces systèmes des procédés énergétiques doivent être économiques et conforme aux normes techniques et environnementales applicables.

Dans un certain nombre d'unités de production industrielle, il existe des rejets thermiques à des niveaux de température plus ou moins élevés. (De 60 à 150°C). Il existe plusieurs façons possibles de restituer cette chaleur. D'une part, il est possible de convertir cette énergie thermique en électricité, et d'autre part il existe la possibilité de convertir la chaleur en énergie mécanique, ou bien d'utiliser cette source d'énergie thermique pour préchauffer les effluents qui nécessitent un monté de température afin d'assurer la bonne démarche des procédés, et toujours dans le cadre de minimiser les pertes ; la planification de la production et de la maintenance joue un rôle fondamental dans le bon fonctionnement des usines de traitement. Souvent, les deux structures de décision sont traitées indépendamment, négligeant la relation étroite qui existe entre la façon dont l'usine est exploitée pour produire les biens requis et l'apparition des besoins de maintenance. La présence de phénomènes de dégradation affectant les performances des installations et limitant les choix opérationnels rend d'autant plus importante l'intégration des deux facteurs de décision [1].

Le champ d'Ourhoud est actuellement à 80 % d'eau du volume récupéré (Water Cut), ce qui signifie un déclin très important en termes de production de pétrole brut, alors que la production actuelle présente 25% de celle au début de projet [2].

Le but de ce travail a été de vérifier les performances de l'échangeur de type faisceau-calandre qui s'installe actuellement au niveau de CPF à OURHOUD subit une circulation de pétrole brut non traité côté tube et de brut stabilisé coté calandre, est précisément de calculer la surface d'échange nécessaire. Et tout ça afin de vérifier la possibilité d'exploiter un seul échangeur de chaleur au lieu de deux unités en série pour optimiser l'exploitation des installations.

Ce travail est scindé en quatre chapitres répartis comme suit :

- Le premier chapitre est consacré à la zone d'étude, où une description de la région Ourhoud en général, et en particulier le procès de centre de production de ce champ.
- Le deuxième chapitre concerne des généralités sur les échangeurs de chaleur industriels, ainsi les avantages et les inconvénients de chaque type.
- Le troisième chapitre est réservé pour une description technologique de préchauffeur 10-HA-20-01 installé au niveau de CPF d'Ourhoud.
- Le quatrième chapitre est consacré au calcul thermique de l'échangeur thermique préoccupé par l'étude.

On va sortir par une conclusion générale.

## **Chapitre I : Présentation d'organisation Ourhoud**

### **Introduction**

Le pétrole brut que l'on vient d'extraire du gisement ne peut pas être utilisé directement comme produit fini. Tout d'abord, le liquide récupéré n'est pas entièrement constitué de pétrole. Il contient encore une certaine quantité d'eau ainsi que de gaz provenant de sa formation il contient également des impuretés solides. L'objectif du traitement est de séparer ces éléments du pétrole brut "pur". Ce traitement est le plus souvent réalisé sur place par des installations de surface bien dimensionnées.

### **I.1 Création de l'organisation : [3]**

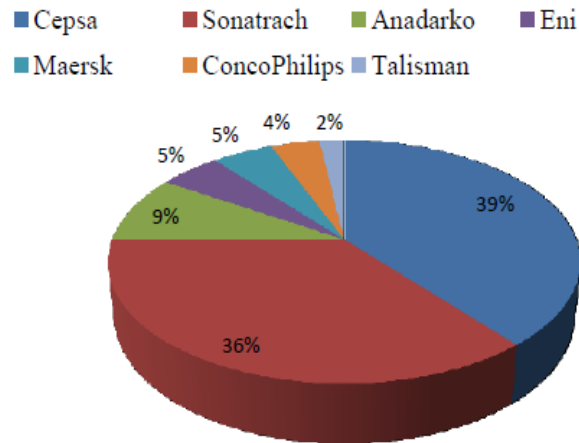
L'Organisation Ourhoud a été créée le 01 Juillet 1997 par Sonatrach en Association avec les partenaires Cepsa, Anadarko, Agip, Maersk, Burlington et Talisman en application de l'Accord Cadre d'Unitisation pour développer et exploiter le Gisement Ourhoud qui est le deuxième plus grand gisement en Algérie avec une capacité de production de 230.000 barils par jour. L'Organisation Ourhoud est l'Opérateur délégué par Sonatrach.

Le présent accord d'unitisation s'étend :

Au développement et l'exploitation du gisement.

À la production et au traitement des hydrocarbures liquides de l'unité et à leur évacuation jusqu'au point de livraison.

À la répartition des coûts relatifs aux opérations pétrolières de l'unité selon leurs taux de participations comme suit :



**Figure I.1** : Taux de participation des partenaires

**09 Janvier 1997** : Signature de l'Accord Cadre d'utilisation. Sonatrach désignée comme opérateur.

**01 Juillet 1997** : Création de l'Organisation Ourhoud (Opérateur délégué par Sonatrach).

**01 Août 1998** : Présentation du dossier ELA (Exploitation Licence Association) au ministère.

**27 Octobre 1998** : Signature par les parties de la Procédure d'Opérations Unitisées (P.O.U).

**21 Avril 1999** : Attribution du permis d'exploitation par le ministère.

**25 Mars 2000** : Début des travaux de préparation du site, des installations de production (plateformes, routes, puits d'eau, piste d'atterrissage) par GCB, ERGTS et ENAGEO.

**05 Juillet 2000** : Émission de la lettre d'intention à JGC/INITEC pour le projet EPC.

**10 Août 2000** : Signature du contrat EPC avec JGC/INITEC Dates clés contractuelles : First-Oil : 04 Janvier 2003, Réception provisoire : 10 Mai 2003.

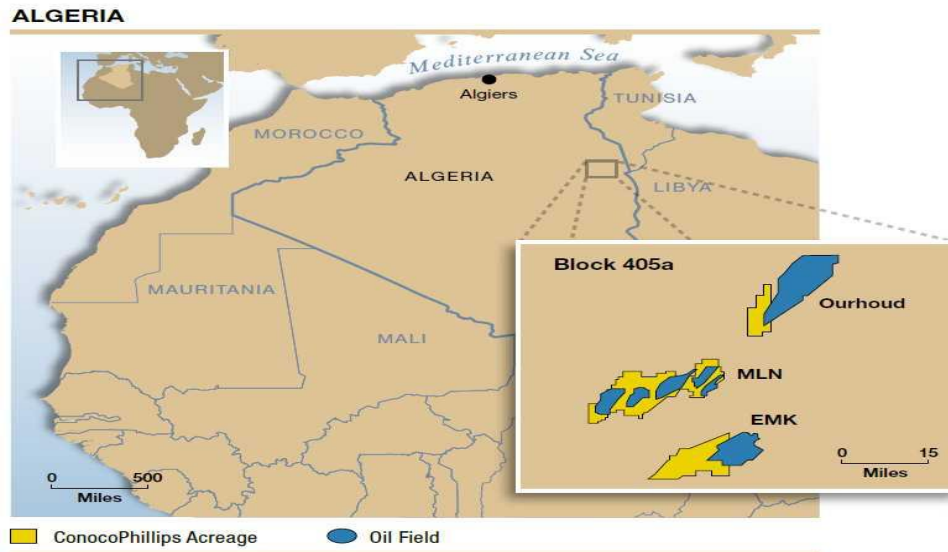
**14 Août 2000** : Signature de 2 contrats avec GEPCO pour la réalisation de deux bases de vie.

**2003** : Débuts de production.

### **I.2 Situation géographique du champ Ourhoud :**

La région de Hassi Berkine fait partie du bassin de Berkine, cette région a la configuration d'une dépression intracratonique localisé dans le grand Erg oriental, limité à l'ouest

par la dorsale d'Amguidé El Biode et la mole de Tihenboka à l'est, est situé au sud du champ d'Anadarko à Hassi Berkine, à 340 km au Sud-est de la ville pétrolière de Hassi Messaoud et 1300 km au Sud-est d'Alger. [2]



**Figure I.2:** Situation géographique d'Ourhoud

### I.3 Composition du champ Ourhoud :

Le champ est actuellement composé de :

- 66 puits producteurs d'huile
- 29 puits d'injections d'eau
- 14 puits d'injection d'eau et de gaz en alternance (WAG)
- 18 puits producteurs d'eau
- 01 réseau de collecte et dessertes
- Un centre de traitement de pétrole brut (CPF ou Central Processing Facilities)
- Une base industrielle
- Une base de vie pour le personnel Ourhoud
- Une base de vie pour le personnel de sous-traitance

## **I.4 Procédure d'exploitation :**

### **I.4.1 Procédé de traitement du brut :**

Les effluents de collecteurs principaux BP des satellites numéros 1, 2, 3, 4, 5, 6 et 7 passent à travers le slug catcher. Le slug catcher minimise les effets hydrodynamiques et les effets des bouchons liquides.

La quantité de gaz sortante du slug catcher est divisée en deux : Un débit environs 5,5 MMSm<sup>3</sup>/j est acheminé vers les premiers séparateurs des trois trains, et un débit de 4,8 MMSm<sup>3</sup>/J est acheminé vers les deux nouveaux séparateurs.

La charge sortie huile /eau du slug catcher avec une partie de gaz doivent être acheminée vers les deux nouveaux séparateurs a trois phases, le flux de gaz sera acheminé vers l'aspiration des recompresseurs ; et une partie d'eaux de deux nouveaux séparateurs acheminée vers le système de traitement d'eau huileuse(OWTS2) et le débit d'eau restant dans les deux séparateurs va être entraîné par débordement vers le coté huile et qui seront acheminés conjointement (huile /eau) vers les trois trains de séparations.

Le brut après son Pr-échauffement par passage à travers deux échangeurs en série il subit une première séparation dans un séparateur tri phasique où les trois entités gaz, huile et l'eau sont séparées. L'huile du premier séparateur est réchauffé dans un échangeur appelé inter étage, alimente sous control de niveau le séparateur du deuxième étage du train, le gaz sous contrôle de pression est dirigé vers le système de recompression et l'eau séparée de l'huile par un système de contrôle interface alimente le système de traitement des eaux de production(OWTS1).

La séparation du deuxième étage est également de séparateur tri phasique qui sépare le gaz, l'huile et l'eau. Cependant la fonction principale de ces ballons est de fournir un temps de séjour adéquat pour faciliter la séparation d'huile et de l'eau dans le cas d'une émulsion important. L'huile est mélangée avec de l'eau dessalée et recyclée et alimente sous contrôle de niveau le premier dessaleur /coalescer du premier étage.

Les dessaleurs comprennent un coalescer électrostatique ou un champ électrique est utilisé pour coalescer et séparé en même temps l'eau résiduaire de l'huile.

La dilution de l'huile et de l'eau enlève le sel suspendu dans l'huile et permet son élimination par l'évacuation de l'eau du coalescer. L'huile du dessaleur/coalescer du premier étage est mélangée

avec de l'eau dessalé et réchauffée et passe vers le dessaleur/coalescer du deuxième étage où l'eau (et le sel) sont de nouveau éliminés.

Cette eau est recyclée vers le dessaleur /coalescer du premier étage par la pompe de circulation d'eau dessalé. L'huile déshydratée et dessalée alimente la colonne de stabilisation où elle est stabilisée par la rencontre à contrecourant des fractions légères qui sont vaporisées dans le rebouilleur. Elles sont ensuite refroidies par échange de chaleur dans le réchauffeur inter étage, l'échangeur production BP l'arrivée du traitement et le réfrigérant huile traitée.

L'huile aux spécifications (BSW, Sel et TVR) est mélangée avec l'huile des autres trains et alimente sous contrôle de niveau les trois bacs de stockage à toits flottants.

L'huile est pompée du stockage vers la ligne d'expédition à l'aide des (Booster) pompes et des pompes d'expédition d'huile.

Si l'huile est directement expédiée vers Hassi Messaoud, les pompes d'expédition d'huile seront également utilisées.

Si l'huile traitée n'est pas aux spécifics, elle peut être détournée vers bac hors spécification.

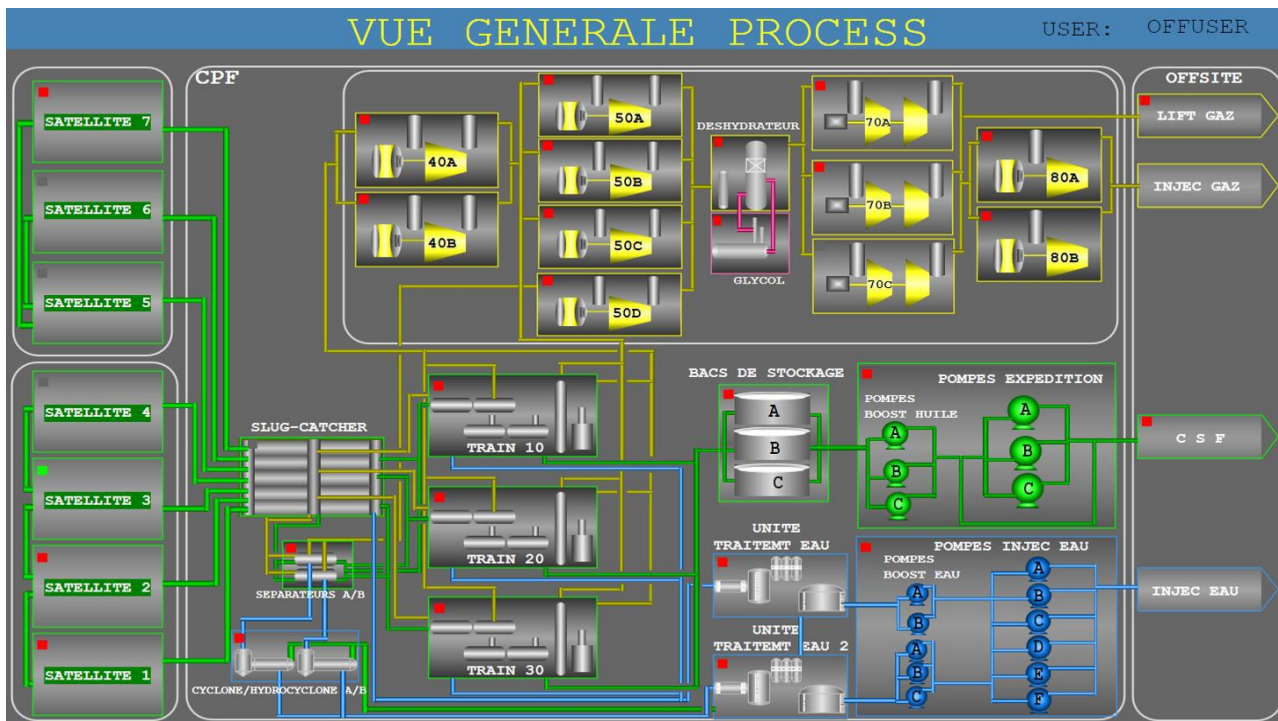


Figure I.3 : Vue générale du procès



### **I.4.2 Procédé traitement du gaz :**

#### **I.4.2.1 Trains de compression, recompression et déshydratation du gaz :**

Le CPF comprend deux zones de compression, qui permettent d'amener les gaz de tête de colonne à la même pression que ceux sortant des trains de séparation (12 bars).

Les gaz sortant du sommet de la colonne de stabilisation et aussi le gaz arrivant de la nouvelle ligne modifiée du 2eme séparateur de chaque train sont repris par un ballon à 4 bars, comprimés à 12 bars, refroidis, et envoyés sur un second ballon où les gaz et les liquides sont séparés. A partir de ce ballon les liquides sont envoyés au slugcatcher et les gaz seront envoyés avec les gaz humides venant des trains de séparation à la zone de recompression.

Les condensats récupérés à ce niveau rejoignent également le slug catcher et les gaz ré comprimés à 35 bars passent à travers un ballon de détente pour séparer les hydrocarbures liquides. Ensuite, sont repris par le déshydrateur à une température de 55 °C où le TEG passe à contre-courant avec une température de 63 °C en absorbant l'eau qu'ils contiennent.

Le TEG saturé ; récupéré dans le bas de déshydrateur ; est envoyé vers l'unité de régénération pour être réutilisable.

Le gaz sec récupéré au sommet de la colonne de déshydratation rejoint la production de fuel-gas, ou de gas-lift.

#### **I.4.2.2 Production de fuel-gas :**

Le gaz sec issu de la colonne de déshydratation est refroidi dans un échangeur et détendu dans un ballon de détente. D'où les liquides produits sont envoyés au slugcatcher, alors que le gaz sec produit entre dans le ballon de stockage de fuel-gas. Ensuite, il passe par un filtre, et une partie entre dans le circuit de fuel-gas à haute pression rejoignant le gaz issu du séparateur à haute pression. Et l'autre partie est détendue pour être utilisée comme fuel-gas à basse pression, et les liquides formés sont envoyés au slugcatcher. Le fuel-gas peut être utilisé en haute pression, ou en basse pression comme suit :

Le fuel-gas à haute pression est utilisé pour :

L'entraînement des turbines à gaz des compresseurs de production de gas-lift.

L'assurance d'étanchéité au niveau des compresseurs.

Le fuel-gas à basse pression est utilisé comme :

Combustible dans les rebouilleurs des colonnes de stabilisation et des veilleuses de torche.

Gaz de stripping.

Combustible dans le rebouilleur de l'unité de régénération du glycol.

Blanchiment des bacs.

L'opération lavage filtre fin zone 210.

### I.4.2.3 Production de gas lift et de gaz d'injection :

Le CPF comprend deux trains de mise en pression pour la production du gas lift. Les gaz secs produits par la colonne de déshydratation passent par deux étages de compression identiques pour avoir une pression de 207 bars. Ces derniers comprennent chacun un ballon d'aspiration, qui alimente le compresseur. Après la compression, le gaz est refroidi par un aéro-réfrigérant et envoyé vers les puits de production pour le lifting du pétrole.

Deux trains d'injection équipent le CPF. Le procédé est le même que pour la production de gas lift. Le gaz comprimé produit rejoint les satellites 05, 06 et 07 d'où il est réparti vers les puits d'injection avec une pression de 300 bars. La figure suivante représente le train de compression :

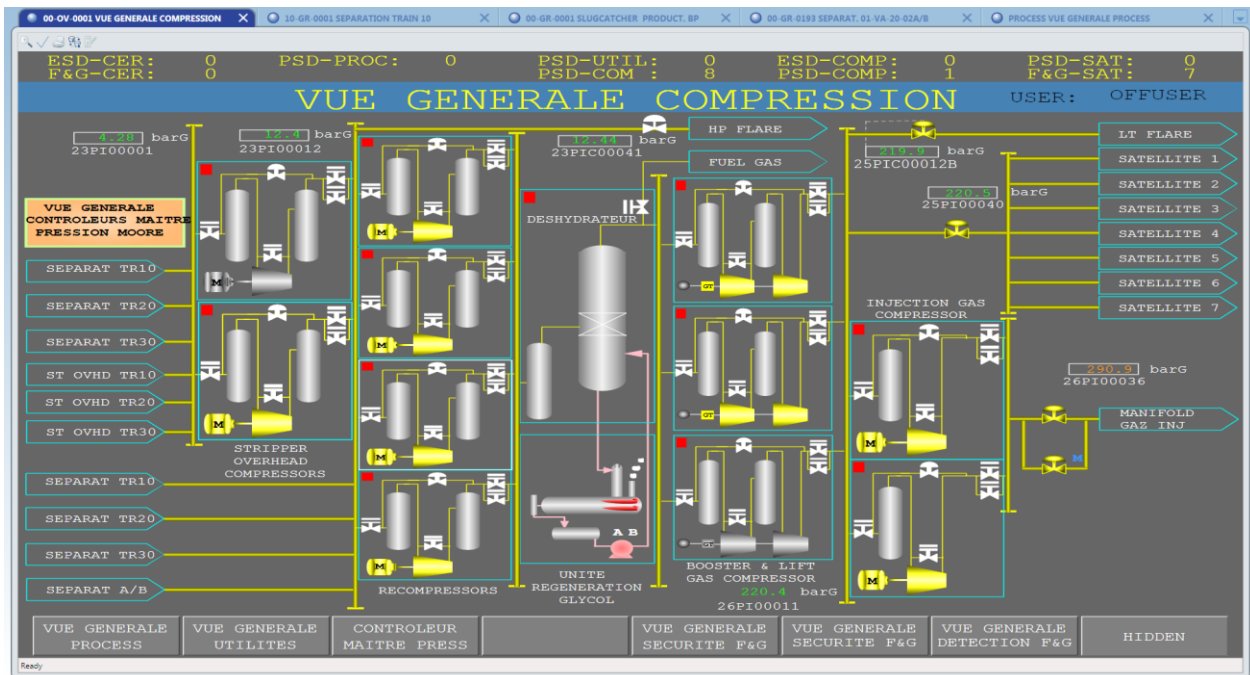


Figure I.4 : Train de compression

### **I.4.3 Procédé traitement des eaux :**

#### **I.4.3.1 Traitement des eaux huileuses :**

Les fluides arrivant des puits de production du pétrole contiennent de l'eau qui est séparée du pétrole et du gaz dans les nouveaux séparateurs 02A/B et les trains, et traitée dans le système de traitement des eaux huileuses (STEH), ce système sert à éliminer l'huile et les matières en suspension de l'eau produite de façon que l'eau puisse être réinjectée vers le réservoir sous terrain pour des raisons d'écoulement.

L'eau de production qui contient du sable et de l'huile provenant des phases suivantes :

- ✓ Slug catcher production BP.
- ✓ Séparateurs 02A/B.
- ✓ Séparateur premier étage.
- ✓ Séparateur deuxième étage.
- ✓ Unité de dessalage : l'eau « MIO-PLIOCENE » est injectée pour des raison de lavage dans l'unité de dessalage, de ce fait un mélange de l'eau de production et de l'eau de lavage est déchargé comme eau huileuse du l'unité de dessalage.

Chaque circuit de l'eau huileuse venant de ces phases est dirigé vers son cyclone de dessablage, suivi par un hydro- cyclone pour l'enlèvement primaire des solides en suspension et de l'huile.

Toute l'eau huileuse déchargée des hydro- cyclones est dirigée vers l'unité traitement des eaux OWTS 1/OWTS 2.

#### **a. Unité d'eaux huileuse OWTS 1 :**

L'eau huileuse provenant des différents ballons séparateurs du CPF est envoyée dans un dégazeur ou elle va subir une séparation de l'huile par décantation.

Le dégazeur est divisé en deux compartiments par une paroi qui laisse passer l'huile qui monte au-dessus de son niveau supérieur et emprisonne l'eau qui s'est décantée dans le premier compartiment. Pour éviter l'écoulement d'eau dans le deuxième compartiment, on doit placer une vanne de niveau qui garde le niveau convenable du premier compartiment pour une bonne séparation. L'eau est ensuite envoyée du premier compartiment du dégazeur vers un bac, et l'huile est envoyée du 2<sup>ème</sup> compartiment vers le slug catcher pour la retraiter.

L'eau déshuilée est filtrée à travers des filtres à mailles fines et envoyée vers des filtres à cartouches puis dirigée vers le bac de Stockage de l'eau produite. Pour le lavage des filtres fins on utilise l'eau Albien /Barrémien.

L'eau de lavage des filtres fins est traitée dans le système DGF qui comprend les éléments suivants :

- ✓ Bac collecteur des eaux de lavage.
- ✓ Flocculateur.
- ✓ Flotteur des gaz dessous.
- ✓ Bac de boue.

Au niveau de système de traitement d'eau huileuse on utilise les produits chimiques suivants :

Agent dés-émulsifiant : Il est injecté en amont du dégazeur d'eau de production pour éviter la formation des mousses.

Poly électrolyte : Il est injecté en amont de la floculation du package de traitement d'eau de production.

Désoxygénant : Il est injecté en amont de la cuve d'eau de production et en aval des filtres fins.

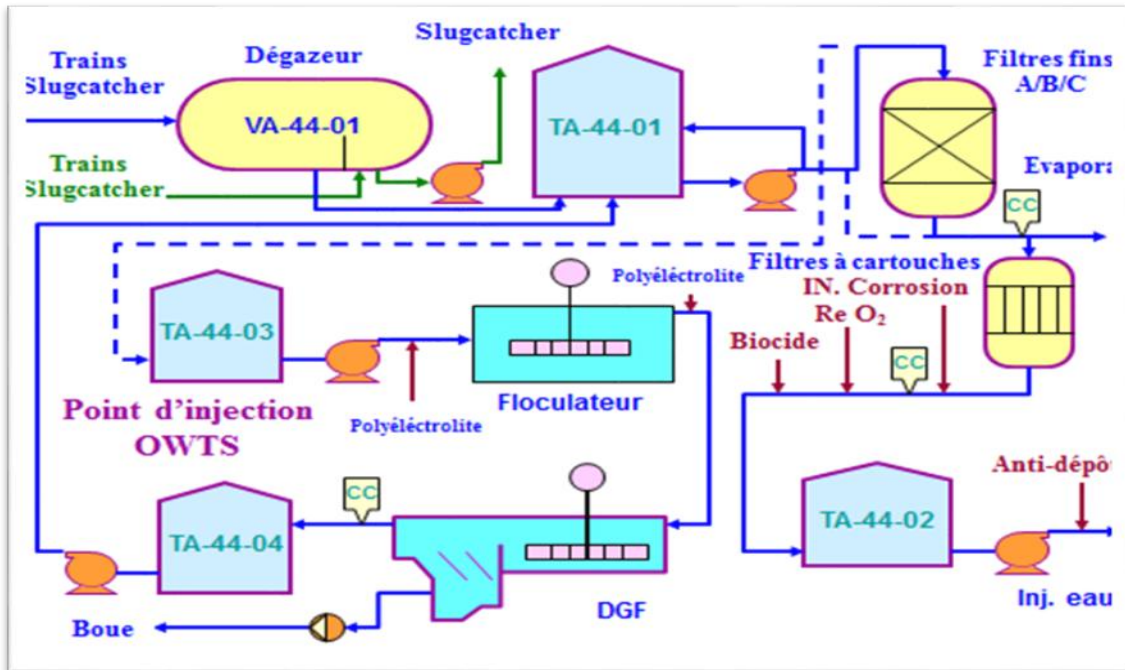


Figure I.5 : Unité de traitement des eaux huileuse (OWTS 1)

### **b. Unité d'eaux huileuse OWTS 2 :**

L'unité OWTS 2 est similaire à l'unité OWTS 1 avec quelques différences entre les deux unités, Les deux unités doivent travailler en parallèle.

#### **I.4.3.2 Eau Albien /Barrémien :**

L'eau Albien /Barrémien est amenée au CPF à partir de 8 puits (7en exploitation et un en réserve situés à environ 5km à l'extérieur de CPF, chaque puits a une capacité de production maximale de 7000 m<sup>3</sup>/jour et une pression de tête de puits de 7 bars.

L'eau de chaque puits est dirigée vers un manifold par les lignes de raccordement et ensuite alimente le CPF par un collecteur principal puis elle est accumulée dans le réservoir de stockage.

L'eau d'injection alimente le système de traitement d'eau A/B pour être filtré par des filtres à mailles fines qui ôtent 98% des particules solides de taille supérieure à deux microns puis elle est dirigée vers les aspirations des pompes d'injection d'eau.

L'eau de l'Albien/ Barrémien est utilisée comme eau d'appoint vers le bac de stockage d'eau contre incendie, et aussi pour l'alimentation des points d'utilités pour des raisons de nettoyage.

#### **I.4.3.3 Système d'injection d'eau :**

Le système d'injection d'eau est destiné à maintenir la pression du gisement en utilisant l'eau produite et l'eau d'Albain/Barrémien.

L'eau produite traitée et l'eau d'Albain/Barrémien sont mélangées avant d'être introduites dans les pompes d'injection d'eau. Les pompes refoulent l'eau vers les conduites principales d'eau d'injection qui distribuent l'eau vers des puits injecteurs.

## **I.5 Politique HSE et Certification :**

La politique HSE est un document officiel qui exprime l'engagement des responsables d'Ourhoud dans un processus continu pour la préservation des personnes, des installations et de l'environnement, en commençant du premier responsable : le directeur lui-même.

La politique HSE Ourhoud consiste à :

Assurer de la mise en place d'un système de management HSE-MS au sein de l'organisation.

La conformité réglementaire en matière de santé, sécurité et environnement et assurer une activité selon les normes industrielles adaptées.

Exécuter les taches en toute sécurité et intégrer les normes HSE dans la conception.

Etablir des programmes de formation et de sensibilisation et développer les réflexes sécuritaires chez le personnel d'Ourhoud.

L'organisation Ourhoud est certifiée en OHSAS 18001 (Occupational Health and Safety Assessment Series), et en ISO 14001 (Système Management Environnemental).

À travers l'obtention de ces certificats, l'organisation s'est engagée à respecter les normes et standards internationales de la gestion de la sécurité santé au travail et de la protection de l'environnement.

### **Conclusion**

L'évolution des taux de déclin des champs pétrolifères au cours des dernières décennies inclut l'impact des nouvelles technologies et techniques de production et montre clairement que le taux de déclin moyen des champs géants individuels augmente avec le temps. C'est le cas de champ Ourhoud.

Malgré l'amélioration par des nouvelles technologies comme l'injection de l'eau, de gaz et de gaz lift au niveau de ce champ, ils restent toujours d'autres paramètres qui accélèrent le déclin de gisement.

Ce déclin a un impact direct sur la production de gisement qui nous a entamés à chercher des solutions adéquates pour l'optimisation d'exploitation de ce dernier.

## **Chapitre II : Introduction aux échangeurs thermiques industriels**

### **Introduction**

Les procédés utilisés dans l'industrie pétrolière et gazière nécessitent souvent que les fluides traités soient réchauffés ou refroidis, avec ou sans changement de phase, au cours des diverses opérations auxquelles ils sont soumis.

La chaleur mise en oeuvre pour ces différentes opérations représente une importante dépense d'énergie dont il est nécessaire de récupérer la plus grande quantité possible.

De ce fait, les échangeurs de chaleur sont des équipements importants et omniprésents dans toute unité de traitement de la chaîne pétrolière et gazière [4].

### **II.1 Généralités sur les échangeurs de chaleur [5].**

#### **II.1.1 Définition**

On désigne sous le terme "Echangeur de chaleur" tout appareil permettant le transfert de chaleur d'un fluide à un autre.

L'échange thermique peut se faire soit avec mélange des deux fluides, les fluides pouvant être miscibles ou non, soit sans mélange, on a alors à faire à des échangeurs à fluides séparés. Dans ce cas une ou plusieurs parois étanches sont intercalées entre les fluides.

L'échange de chaleur peut être associé à un changement de phase de l'un des deux fluides. C'est le cas des condenseurs et des rebouilleurs.

#### **II.1.2 Rôle des échangeurs de chaleur**

Les applications des échangeurs de chaleur sont très nombreuses, on peut les regrouper en quatre fonctions principales:

- La fonction réfrigération
- La fonction chauffage

- La fonction condensation
- La fonction vaporisation

### II.1.2.1 Fonction réfrigération

- **Réfrigérant :**

Il refroidit un liquide ou un gaz par circulation d'un fluide auxiliaire qui peut être un fluide de procédé ou de l'eau.

- **Aéro-réfrigérant :**

Il utilise l'air en tant que fluide réfrigérant.

- **Chiller :**

Il refroidit un fluide de procédé par évaporation d'un fluide frigorigène.

- **Réfrigérant intermédiaire :**

Ces termes sont plutôt réservés aux réfrigérants de gaz comprimés au divers étages de compression.

- **Réfrigérant final :**

Réfrigérant qui termine la réfrigération d'un produit. A titre d'exemple, ce terme désigne l'échangeur qui assure les conditions de sécurité requises pour le stockage des produits.

### II.1.2.2 Fonction chauffage

- **Réchauffeur :**

Il réchauffe également un fluide de procédé.

- **Préchauffeur :**

Il préchauffe un fluide de procédé par la vapeur d'eau ou un autre fluide chaud de procédé, la chauffe se poursuivant souvent dans un four en aval.

- **Economiseur :**

Désigne le serpentин permettant la préchauffe de l'eau d'alimentation des chaudières par les fumées.

- **Surchauffeur :**

Il amène les gaz ou les vapeurs à une température supérieure à leur température de condensation



Les termes réchauffeur et préchauffeur d'air s'appliquent également aux appareils assurant la préchauffe de l'air de combustion d'une chaudière ou d'un four par récupération d'une partie de la chaleur contenue dans les fumées ou dans un autre fluide auxiliaire.

### II.1.2.3 Fonction condensation

- **Condenseur :**

Il assure la condensation totale (total condenser) ou partielle (partial condenser) de vapeur par circulation d'eau ou de fluide de procédé suffisamment froid.

- **Aérocondenseur :**

Il assure la même fonction en utilisant l'air comme fluide froid.

- **Subcooler :**

Il assure la condensation de vapeur et le refroidissement des condensats, généralement par circulation d'eau.

### II.1.2.4 Fonction vaporisation

- **Vaporiseur :**

Il assure la vaporisation totale ou partielle d'un liquide de procédé, l'apport de chaleur étant fait par de la vapeur d'eau ou un fluide chaud, éventuellement en condensation.

- **Rebouilleur :**

Il vaporise une partie des produits de fond de colonnes de distillation pour les renvoyer au fractionnement.

- **Générateur de vapeur :**

Il produit de la vapeur par récupération de la chaleur sensible contenue dans les fluides de procédés, des fumées ou par combustion de gaz.

### II.1.2.5 Fonction spéciale

- **Évaporateur :**

Il concentre des solutions aqueuses par évaporation d'eau. Cependant, ce terme peut également faire référence soit à un vaporiseur ou à un chiller.

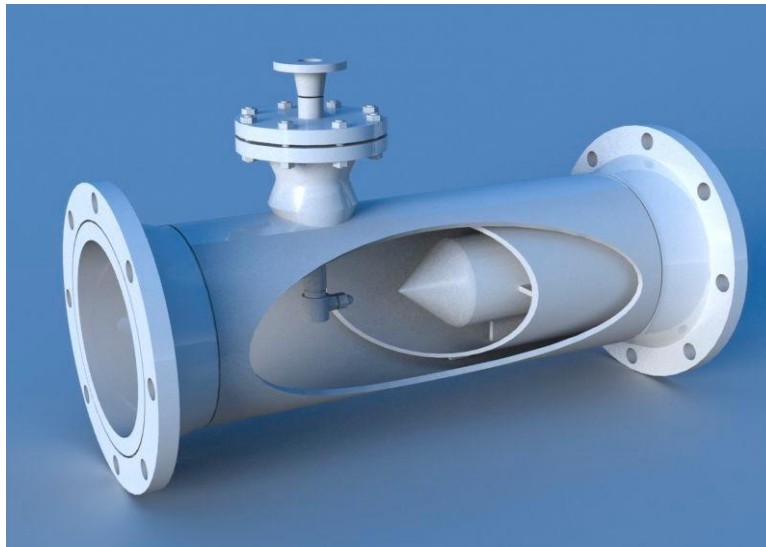
### II.1.3 Principe de fonctionnement

#### II.1.3.1 Echangeurs à contact direct (ou échangeurs à mélange)

Aucune paroi ne sépare les deux fluides qui sont alors mélangés, les applications dans l'industrie pétrolière s'en trouvent en conséquence limitées. Toutefois, lorsque les deux fluides peuvent être séparés facilement et que la contamination n'est pas un problème majeur, les échangeurs à mélange peuvent être utilisés ; c'est en particulier le cas de l'échange entre une phase liquide et une phase gazeuse, le transfert de chaleur étant lié au phénomène de transfert de masse entre phases.

Ce type d'échangeurs est le plus efficace des échangeurs connus, dans la mesure où il n'y a aucune résistance thermique qui intervient entre les fluides pour empêcher la chaleur de passer d'un fluide à l'autre.

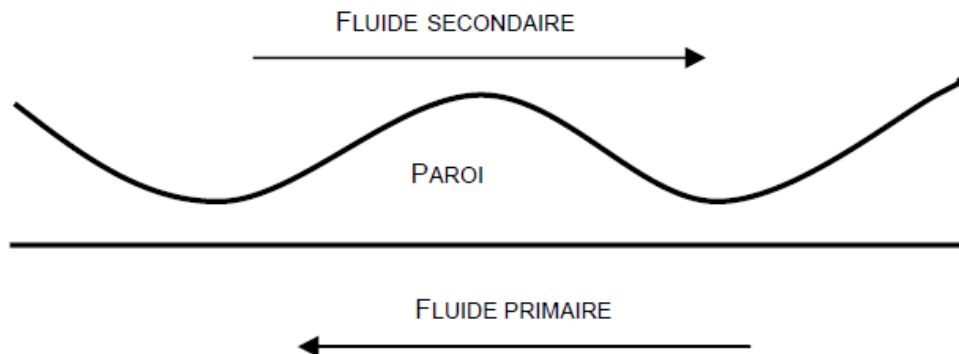
Un exemple de ces échangeurs est le désurchauffeur de vapeur, qui utilise la pulvérisation d'eau liquide sur un courant de vapeur surchauffée pour abaisser la température de celle-ci et éventuellement la saturer.



**Figure II.1** : Désurchauffeur de vapeur

#### II.1.3.2 Echangeurs à surface :

Dans cette catégorie qui est la plus importante en raison de ses nombreuses applications industrielles, les deux fluides circulent de manière continue de part et d'autre d'une ou plusieurs surfaces d'échange.



**Figure II.2 :** Echangeur à surface

Le fluide secondaire sera le fluide traité : fluide chauffé ou fluide refroidi

Le fluide primaire sera le fluide caloporteur (Eau, vapeur, fluide frigorigène...)

Les échangeurs à fluides séparés permettent le transfert de chaleur d'un fluide à un autre sans mélange. Les mécanismes de transfert thermique utilisés sont :

- La convection forcée entre le fluide primaire et la paroi
- La conduction à travers la paroi
- La convection forcée entre la paroi et le fluide secondaire

D'autre part, l'un des fluides peut subir un changement de phase, dans ce cas on parle de :

- Condensation
- Vaporisation

## **II.1.4 Modes de circulation**

### **II.1.4.1 Echangeurs à Co-courants :**

Lorsque les deux fluides circulent parallèlement dans le même sens

### **II.1.4.2 Echangeurs à contre-courants :**

Lorsque les deux fluides circulent parallèlement dans le sens contraire

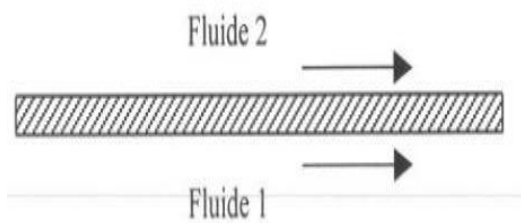
**II.1.4.3 Echangeurs à courants croisés :**

Lorsque les deux fluides circulent dans des directions perpendiculaires :

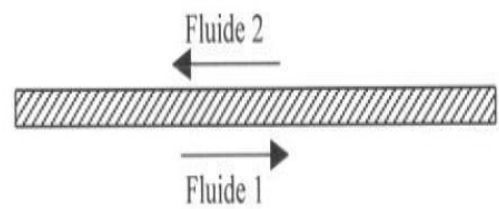
Si les deux fluides traversent l'échangeur une seule fois, le système est dit à une seule passe.

Si un des fluides fait plusieurs passages, le système est dit multi-passe.

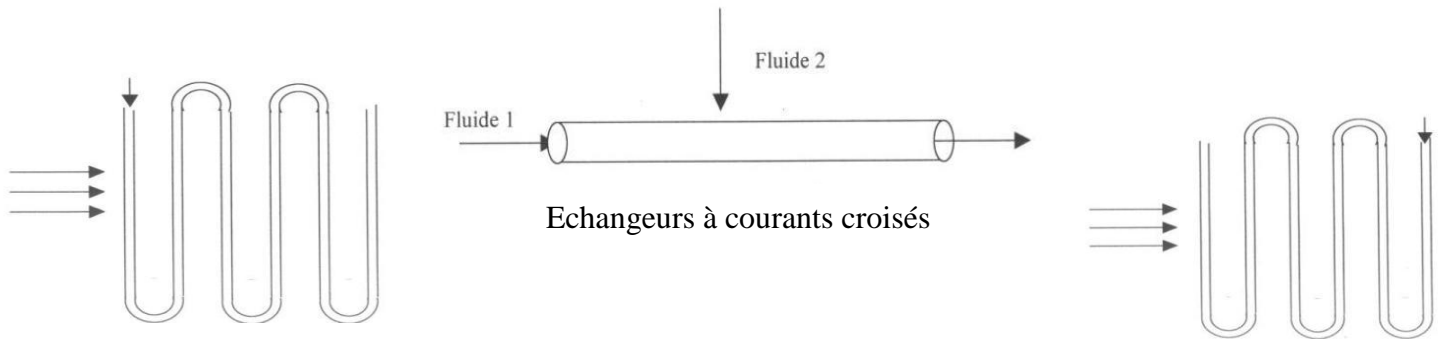
La configuration à courant croisés peut-être « globalement à Co-courant » appelé aussi échangeur croisé méthodique ou « globalement à contre-courant » appelé échangeur croisé anti-méthodique.



Echangeurs à Co-courants



Echangeurs à contre-courants



Échangeur croisé méthodique

Echangeur croisé anti-méthodique

**Figure II.3 : Modes de circulation**

### II.1.5 Technologie des échangeurs

Ils sont constitués des tubes dont la paroi forme la surface d'échange ; on distingue des échangeurs mono tube (serpentin), bi tubes (tubes coaxiaux/ « double tube »), faisceaux de tube enfermés dans une enveloppe appelée calandre (tubes calandre/ « shell & tubes »), Echangeurs tubulaires (tubular exchangers), pour augmenter le transfert du côté calandre on installe des chicanes ; ces dernières rendent le chemin d'écoulement plus long et augmentent la turbulence.



Tubes calandre



Serpentin



Intérieur d'un échangeur tubulaire



Faisceau tubulaire

**Figure II.4 :** Echangeurs tubulaires

### II.1.5.1 Echangeurs à plaques

Désignés sous le terme général d'échangeur compact non tubulaire, un échangeur à plaques est constitué d'un ensemble de plaques métalliques au travers desquelles s'effectue le transfert de chaleur entre deux fluides.

Les plaques sont serrées entre un bâti fixe et un bâti mobile. Elles sont positionnées et guidées par deux barres de support inférieur et supérieur. Elles peuvent être soudées ou brasées, ailettes, spiralées ou circulaires. Les deux fluides circulent en alternance latéralement ou diagonalement entre les plaques. La circulation se fait soit en Z, en U ou en schémas multi - passes.

Un joint par plaque assure l'étanchéité de l'échangeur ainsi que la répartition des fluides dans les canaux formés par deux plaques.



**Figure II.5 :** Echangeurs à plaques

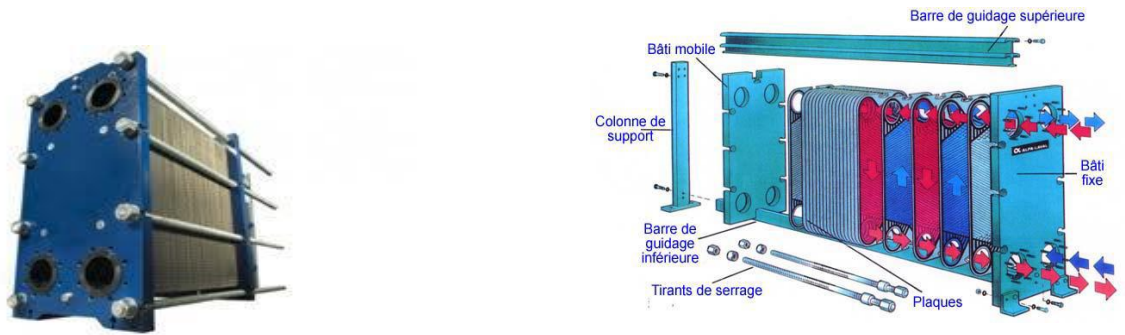


Figure II.6 : Echangeur à plaques démontables

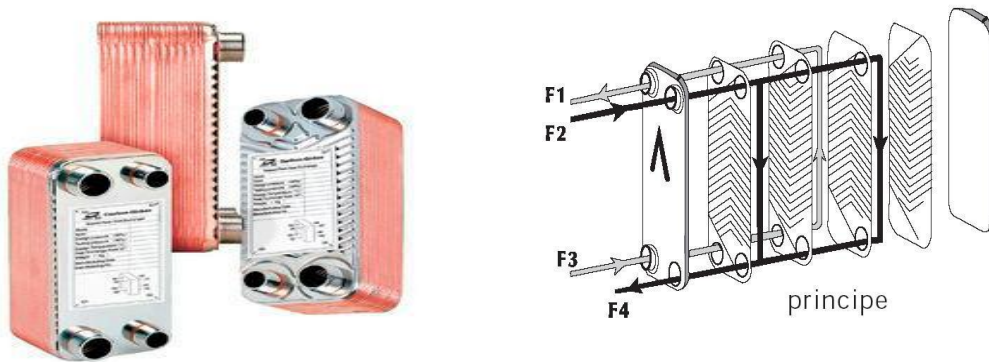


Figure II.7 : Échangeurs à plaques brasées

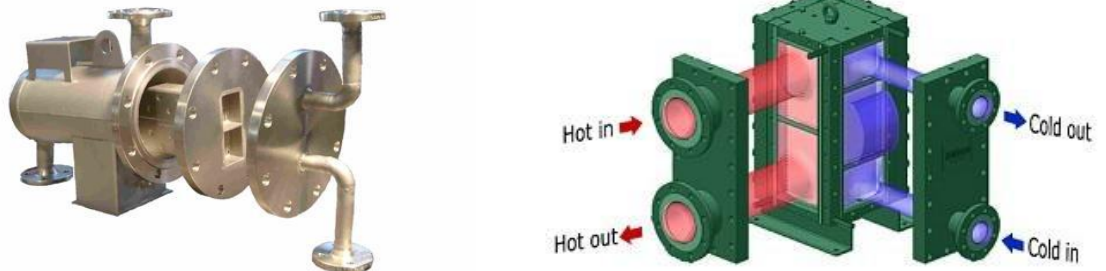
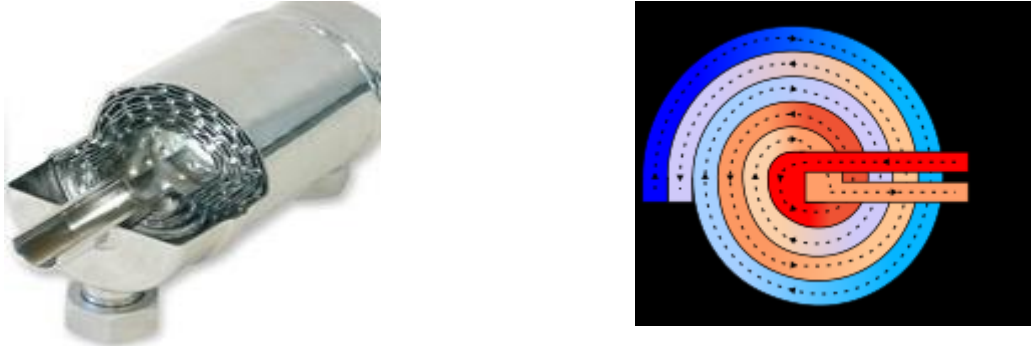


Figure II.8 : Echangeurs à plaques soudées





**Figure II.9 :** Echangeurs à plaques spiralées

### II.1.5.2 Aéroréfrigérants (aerocoolers)

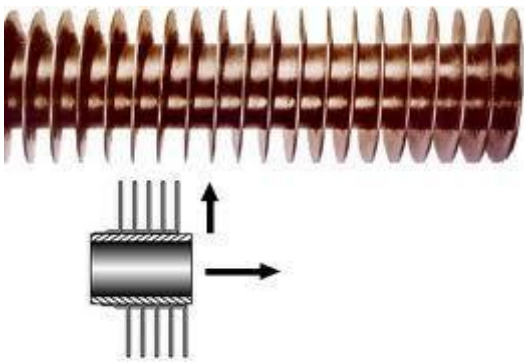
Les aéroréfrigérants constituent la troisième grande famille des échangeurs, ils sont constitués de tubes et d'ailettes. On utilise les ailettes pour augmenter la surface d'échange.

Les aéroréfrigérants utilisent l'air ambiant comme fluide de refroidissement. Cet air après aspiration par des ventilateurs axiaux traverse des faisceaux de tubes comportant des ailettes extérieures.

A l'intérieure de ces tubes circule le fluide à refroidir ou à condenser.

Les aéroréfrigérants sont dits à :

- Air forcé lorsque les ventilateurs sont placés au-dessous des faisceaux.
- Air induit lorsque les ventilateurs sont placés au-dessus des faisceaux.



**Figure II.10 :** Tubes ailettés





Figure II.11 : Aéroréfrigérant

## II.1.6 Avantages et inconvénients des différents types d'échangeurs

### II.1.6.1 Echangeurs tubulaires

Tableau II.1 : Avantages et inconvénients des échangeurs tubulaires

Avantages	Inconvénients
Résistent aux fortes pressions	Puissance limitée
Très bon coefficient de transfert	Risque de rupture des tubes
Faible prix de revient	Taille limitée à quelques dizaines de m <sup>2</sup>
Fiables et simples de conception	
Entretien facile	

### II.1.6.2 Echangeurs à plaque

Tableau II.2 : Avantages et inconvénients des échangeurs à plaque

Avantages	Inconvénients
Moins encombrants que les tubulaires	Régulation difficile
Très bon transfert de chaleur	Risque de fuite
Très bon prix	Incompatibles avec l'usage de certains produits chimiques
Peu de perte thermique	
Modulable	

### II.1.6.3 Aéroréfrigérants

**Tableau II.3 :** Avantages et inconvénients des Aéroréfrigérants

Avantages	Inconvénients
Entretien facile Gratuité de l'air	Paramètres dépendant de la météo Prix élevé Bruyant Impossible d'obtenir des températures très basses Encombrement

## II.1.7 Exploitation des échangeurs

### II.1.7.1 Démarrage d'un échangeur

Quel que soit le type d'échangeur, sa capacité, son installation, il est impératif de prendre en considération que les équipements sont très sensibles aux chocs thermiques.

En effet, la différence de température des fluides au sein de l'échangeur crée des contraintes thermiques importantes sur les éléments mécaniques de l'échangeur si l'ouverture des vannes est réalisée brusquement, endommageant de façon irrémédiable une ou plusieurs parties de l'échangeur.

Il est donc nécessaire de laisser l'échangeur monter en température de quelques minutes à plusieurs heures selon les capacités en ouvrant doucement les vannes de process, pour d'une part faire le remplissage des circuits et d'autre part réaliser une montée progressive en températures. Le remplissage doit s'accompagner de la purge d'air des circuits [6].

### II.1.7.2 Paramètres de fonctionnement [5]

#### 1. Surface d'échange :

Plus la surface de contact entre les deux fluides est importante, plus l'échange de chaleur sera important.

#### 2. Régime d'écoulement des fluides :

La convection est d'autant plus importante et l'échange intensifié que le régime d'écoulement des fluides est turbulent.

#### 3. Matériau de la paroi :

Suivant leur nature chimique, les matériaux permettent plus ou moins facilement le passage de la chaleur par conduction. Par exemple les métaux sont de très bons conducteurs alors que le calcaire est plus isolant. Un encrassement de l'échangeur avec un dépôt plus ou moins important de salissure peut entraîner une conduction moins efficace.

#### 4. Epaisseur de la paroi :

Plus la paroi est fine, plus l'échange de chaleur est important.

## Conclusion

Les échangeurs de chaleur sont des équipements statiques très importants dans un complexe industriel, et le bon choix du type, d'emplacement, des caractéristiques de ces équipements jouent un rôle considérable au cours d'exploitation de ces complexes et pendant toutes leurs durées de vie [6].

## Chapitre III : Description technologique de l'échangeur

### 10-HA-20-01A/B

#### Introduction

Les échangeurs faisceau calandre sont des échangeurs constitués d'un faisceau tubulaire inséré dans une calandre. Ils peuvent présenter des surfaces importantes. Ce sont des échangeurs extrêmement répandus dans les industries pétrolières, gazières, chimiques et pétrochimiques.

Tous les éléments entrant dans la construction de ces échangeurs ont fait l'objet d'une normalisation publiée par la norme T.E.M.A (*Standards of Tubular Exchanger Manufacturers Association*) qui spécifie les caractéristiques mécaniques et thermiques correspondants aux diverses conditions de fonctionnement. Cette normalisation est complétée par d'autres codes tels que ceux de :

API: American Petroleum Institute

ASME: American Standard for Mechanical Engineering

#### III.1 Normes TEMA

Les normes TEMA définissent trois classes d'échangeurs, selon la sévérité des conditions de service, en particulier l'importance de l'encrassement, l'intensité et la vitesse de corrosion.

- Classe R : pour les applications pétrolières.
- Classe B : pour les services chimiques.
- Classe C : dans le cas d'exigences modérées.

Un échangeur normalisé selon les standards TEMA est le résultat de l'association d'une chambre de distribution, d'une calandre et une boîte de sortie ou de retour

Ainsi, les échangeurs à faisceau et calandre utilisés dans l'industrie pétrolière sont désignés succinctement en précisant les dimensions principales et le type, repéré par 3 lettres caractéristiques des éléments constitutifs.

**Exemple** 60 - 240 AES

- Le diamètre nominal de la calandre : diamètre intérieur exprimé en pouces (ou une autre unité de longueur).
- La longueur nominale des tubes : exprimée en pouces (ou une autre unité de longueur).
- Le type de la chambre de distribution.
- Le type de la calandre.
- Le type de la chambre ou la boîte de sortie ou de retour, qu'on appelle aussi fond de calandre [7]. .

### **III.2 Organisation de la circulation de fluide à travers un échangeur de chaleur (tubes/calandre)**

Généralement, la circulation à travers un échangeur de chaleur s'impose :

- Dans un vaporiseur le fluide à vaporiser est le fluide qui passe côté calandre.
- Il en est de même pour le fluide à condenser dans un condenseur à eau horizontal.

Sinon, le côté tubes est de préférence affecté au :

- Fluide sous la plus haute pression : un tube résiste mieux à la pression intérieure qu'à la pression extérieure. Une plus grande épaisseur de paroi ne s'applique qu'aux chambres de distribution et de retour de dimensions plus modestes que celle de la calandre.
- Fluide corrosif : le coût des matériaux à mettre en œuvre ne se répercute pas côté calandre.
- Fluide à température élevée : de plus hautes températures nécessitent une plus grande épaisseur. Par ailleurs, ainsi, les pertes thermiques sont limitées.
- Fluide salissant : le nettoyage mécanique de l'intérieur des tubes est plus facile que celui du faisceau côté calandre.
- Fluide entraînant des dépôts et des sédiments : l'entraînement et le nettoyage sont plus faciles. .

Le côté calandre est généralement réservé au :

- Fluide visqueux : pour lequel il est plus facile de régler la vitesse de circulation, donc transfert et perte de charge, en jouant sur le type et le nombre de chicanes transversales.
- Fluide de plus haut débit : pour les mêmes raisons.

Par ailleurs, il faut prendre en compte d'éventuels impératifs de sécurité face aux risques de ruptures et aux risques de fuites dans le cas de fluide inflammable, toxique, polluant pour l'environnement ou l'autre fluide, ou encore susceptible de réaction chimique avec l'autre fluide [7].

### **III.3 Matériaux utilisés dans la fabrication d'un échangeur de chaleur**

Le choix des matériaux s'effectue en prenant en compte certains critères dont les plus importants sont le comportement aux conditions opératoires de température et la tenue à la corrosion. On peut rappeler que la conductivité thermique peut aussi, dans certains cas, jouer un rôle non négligeable dans la qualité du transfert. Dans quelques situations exceptionnelles le poids peut également être considéré.

### **III.4 Instructions d'utilisation et de maintenance d'un échangeur**

#### **III.4.1 Champ d'application**

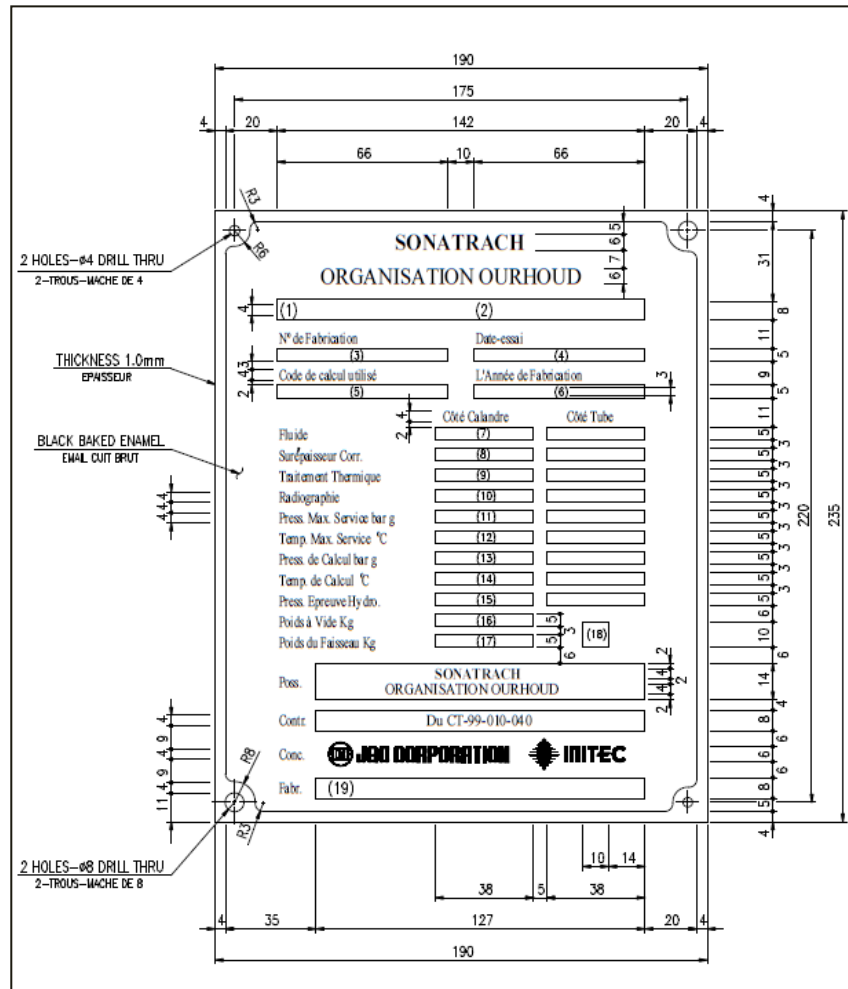
Le fabricant doit fournir des instructions recommandées pour le fonctionnement et l'entretien des échangeurs de chaleur après l'installation.

Les échangeurs de chaleur doivent être exploités et entretenus conformément à la norme TEMA [6,7].

#### **III.4.2 Conditions de conception et de fonctionnement [6]**

L'équipement ne doit pas être utilisé dans des conditions qui dépassent celles spécifiées sur la plaque signalétique correspondante.

On trouve ci-dessous un modèle d'une plaque signalétique pour un échangeur de chaleur faisceau et calandre destiné pour l'organisation Ourhoud :



**Figure III.1** : Plaque signalétique typique pour un échangeur de chaleur faisceau et calandre selon la philosophie d'organisation Ourhoud

### III.4.3 Procédures d'opération [6,7]

Avant de mettre un échangeur en service, il convient de se référer aux schémas de l'échangeur, spécifiés sur les documents et sur la plaque signalétique pour toute instruction spéciale. Les réglementations locales en matière de sécurité et de santé doivent être prises en compte. Des séquences de démarrage ou d'arrêt incorrectes, en particulier des unités de plaque tubulaire fixes, peuvent provoquer des fuites de tubes à plaques tubulaires et/ou de joints à brides boulonnés.

### **III.4.3.1 Opération de démarrage**

Pendant le démarrage, toutes les vannes d'évent doivent être ouvertes et laissées ouvertes jusqu'à ce que tous les passages aient été purgés de gaz non condensables et sont entièrement remplis de fluide. Les fluides doivent être introduits de manière à minimiser la dilatation différentielle entre la coque et tubes.

### **III.4.3.2 Opération d'arrêt**

Lors de l'arrêt du système, toutes les unités doivent être vidangées complètement lorsqu'il existe un risque de colmatage ou de corrosion avec le suivi des recommandations générales du fabricant d'échangeurs de chaleur pour les opérations d'arrêt comme suite :

- Fermer lentement la vanne d'entrée de côté chaud afin d'avoir un gradient de température d'environ 40°C/h (max. 60 °C/h en cas d'urgence). Ceci afin de minimiser la contrainte thermique.
- Vérifier que les événements de la calandre sont fermés.
- Fermez les vannes d'entrée/sortie du côté procédé (froid).
- Rincer la calandre en actionnant le drain et l'évent (arrêt de longue durée).

Pour une longue période d'arrêt, le liquide doit être évacué des échangeurs de chaleur. Pour une courte période d'arrêt, le niveau de liquide doit être maintenu pour minimiser la période de démarrage.

### **III.4.3.3 Diagnostique (Trouble shooting) [7,8]**

Les principales avaries constatées sur un échangeur peuvent être :

- La corrosion
- La rupture ou le dessertissage des tubes
- Les fuites sur les brides de tête de l'échangeur.
- L'encrassement des tubes conduisant à un bouchage partiel ou total.

Les causes les plus fréquentes de ces avaries sont :

- Pour la corrosion et le bouchage des tubes une utilisation hors des spécifications, en particulier des températures de fonctionnement trop élevé ou trop faible (Attention à la condensation car risque de corrosion).



- Pour les fuites sur les brides et les avaries sur tubes ; les chocs thermiques en sont généralement la cause (arrêt d'un fluide à travers l'échangeur sans arrêt de l'autre fluide, ou redémarrage trop rapide sur un échangeur chaud).

Les procédures de maintenance et de réparation doivent faire partie des recommandations du constructeur de l'échangeur.

### **III.4.4 Maintenance d'un échangeur de chaleur [8]**

#### **III.4.4.1 Réparation des tubes**

Lorsqu'un tube est fissuré, excessivement érodé ou cassé, il doit être taraudé en bouchant ses deux extrémités avec des coniques.

La longueur des bouchons doit être de 50 mm max.

Après cette opération, une épreuve hydrostatique côté calandre doit être effectuée à la pression d'épreuve spécifiée dans les plans de construction correspondants.

#### **III.4.4.2 Nettoyage du faisceau de tubes**

Les surfaces de transfert de chaleur des échangeurs de chaleur doivent être maintenues raisonnablement propres pour assurer une performance satisfaisante. Des moyens pratiques de nettoyage doivent être mis à disposition.

Les échangeurs de chaleur peuvent être nettoyés par des méthodes chimiques ou mécaniques. La méthode choisie doit être au choix de l'exploitant de l'usine et dépendra du type de gisement et des installations disponibles dans le plan.

Voici plusieurs procédures de nettoyage qui peuvent être envisagées :

- La circulation d'huile de lavage chaude ou de distillat léger à travers des tubes à grande vitesse éliminera efficacement les boues ou les dépôts similaires.
- Certains dépôts de sel peuvent être éliminés en faisant circuler de l'eau douce chaude.
- Des composés de nettoyage commerciaux sont disponibles pour éliminer les boues ou le tartre à condition que l'huile ou l'eau de lavage chaude ne soit pas disponible ou ne donne pas de résultats satisfaisants.
- Nettoyage au jet d'eau à haute pression.
- Grattoirs, brosses métalliques rotatives et autres moyens mécaniques pour enlever le tartre dur ou tout autre dépôt.

- Employer du personnel spécifiquement qualifié qui fournit des services de nettoyage. Ce personnel vérifiera la nature du dépôt à éliminer, fournira les solvants et/ou les solutions acides adéquates contenant des inhibiteurs, et fournira le matériel et le personnel pour un nettoyage complet

### **III.4.4.3 Précautions de nettoyage des faisceaux tubulaires**

Les tubes ne doivent pas être nettoyés en soufflant de la vapeur à travers des tubes individuels car cela surchauffe le tube et entraîne une forte dilatation.

Lors du nettoyage mécanique d'un faisceau de tubes, il convient de veiller à ne pas endommager les tubes.

### **III.4.5 Test hydrostatique d'un échangeur de chaleur [9]**

Les composants des échangeurs à tester hydrauliquement doivent être nettoyés et dégraissés et les surfaces doivent être exemptes de particules solides avant le test.

Le test peut être effectué en utilisant de l'eau déminéralisée (25 ppm de chlorure au max).

La pression d'essai doit être conforme (1.5 la pression opératoire)

Après le test, l'échangeur doit être vidangé et séché à l'intérieur.

Aucun composant de l'échangeur ne doit être démonté après le test final, sinon un nouveau test d'étanchéité des joints doit être effectué.

#### **III.4.5.1 Test coté tube**

On démonte les anneaux de test et on remonte la boîte de distribution et la tête flottante. Mise en place d'un enregistreur et d'un manomètre étalonnés on remplit les tubes avec l'eau traitée et on gonfle à la pression d'épreuve par palier. Après deux heures d'attente : aucune fuite à signaler, la charte de diagramme est bonne, donc on procède à la :

- Décompression, vidange et soufflage à l'air des tubes.
- Remise en place la calotte et dépose les joints pleins coté calandre.
- Le préchauffeur est prêt à remettre en service.

### III.4.5.2 Test coté calandre

Une fois les faisceaux sur site on place les anneaux de test avant et arrière. On place deux vannes de test l'une au point de vidange et l'autre au point de l'évent, on remplit la calandre avec de l'eau traitée et on place un manomètre et un enregistreur de pression, on gonfle à la pression d'épreuve par palier, après deux heures d'attente un bon diagramme est tracé dans l'enregistreur (aucune fuite et aucun tube percé : test positif).

- Décompression par palier, vidange et soufflage à l'air de la calandre.

Après la réussite de test hydrostatique, un certificat de conformité sera délivré par le service de test qui permet à exploiter l'échangeur pendant dix ans.

Cet échangeur de chaleur doit être installé immédiatement.

## III.5 Représentation et données pour l'échangeur de chaleur 10-HA-20-01A/B

### III.5.1 Identification de l'équipement

#### III.5.1.1 Plaque signalétique

L'image suivante présente la plaque signalétique de l'échangeur d'entrée a étudié selon les conditions de l'organisation :



<b>SONATRACH</b>			
<b>ORGANISATION OURHOUD</b>			
<b>010-HA-20-01B LP PRODUCTION INLET HEATER</b>			
N° de Fabrication	354		Date-essai
Code de calcul utilis	ASME Sect. VIII Div.1 Ed.98 + Add.99		L'Annee de Fabrication
			2001
	Cote Calandre	Cote Tube	
Fluide	PRODUCT OIL	FEED OIL WATER	
Surepaisseur Corr.	mm. 3	3	
Traitement Thermique	OUI	OUI	
Radiographie	PARTIEL	PARTIEL	
Press. Max. Service	Bar.g 5.5	15	
Temp. Max. Service	°C 134.7/57	23.2/56	
Press. de Calcul	Bar.g 24	24	
Temp. de Calcul	°C 220	220	
Press. Epreuve Hydro.	Bar.g 36	36	
Poids a vide	Kg 26800		
Poids du Faisseau	Kg 15750		
Poss.	SONATRACH ORGANISATION OURHOUD		
Contr.	D.J-CT-99-010-040		
Conc.	 JGC CORPORATION	 INITEC	
Fabri.	SIMAS S.p.A. PREZZATE DI MAPELLO - BERGAMO (ITALY)		

Figure III.2 : Plaque signalétique pour l'échangeur 10-HA-20-01B

III.5.1.2 Fiche de données (Mechanical Data Sheet) [10]

Pour un ingénieur de procédé, il est très important que la fiche technique de l'échangeur de chaleur soit correcte et complète. Ce sera le document de base pour l'ingénierie détaillée et la souscription de devis de l'échangeur de chaleur. Tout défaut dans ce document conduira à une conception inefficace et erronée de l'échangeur de chaleur.

Donc, pour commencer notre travail, passons en revue le format ci-dessous. Ici, vous pouvez voir un exemple des différentes sections qui incluent des informations ou des données nécessaires à la conception de l'échangeur de chaleur 10-HA-20-01A/B :

ITEM N° 010-HA-20-01 A/B 020-HA-20-01 A/B 030-HA-20-01 A/B		SERVICE:LP PRODUCTION INLET HEATER		JOB N° 0-1800-0-5-0000 CONTRACTOR DOCUMENT N° S-A20-1353-001 SHEET N° 6	
ALL DIMENSIONS ARE IN SI UNITS UNLESS OTHERWISE STATED		MATERIAL LISTED IS FOR ONE EXCHANGER		SIZE = 1500- 6096 BES	
		TOTAL NUMBER REQ.D IS 6			
PART NO. NO. REQD.	NAME OF PART	MATERIAL	SPECIFICATION	MASS IN KG.	D I M E N S I O N S (SEE NOTES AND GENERAL NOTES)
----- S T U D B O L T S -----					
901A	80 SHELL TO SHELL COVER	1CR-1/5MO	SA-193 B7	181.	1.125 INCH 8UN X 378. MM LG THREADED FULL LENGTH
901B	160 NUTS FOR 901A (H-D)	CARBON STEEL	SA-194 2H		1.125 INCH 8UN STANDARD HEAVY SERIES
904A	88 CHANNEL TO SHELL	1CR-1/5MO	SA-193 B7	166.	1.000 INCH UNC X 412. MM LG THREADED FULL LENGTH
904B	176 NUTS FOR 904A (H-D)	CARBON STEEL	SA-194 2H		1.000 INCH UNC STANDARD HEAVY SERIES
906A	60 FL.HEAD TO BACK RING	1CR-1/5MO	SA-193 B7H	164.	1.250 INCH 8UN X 362. MM LG THREADED FULL LENGTH
906B	112 NUTS FOR 906A (H-D)	CARBON STEEL	SA-194 2HM		1.250 INCH 8UN STANDARD HEAVY SERIES

ALL UNC/8UN THREADING SHALL BE IN ACCORDANCE WITH ANSI B1.1. SCREW THREAD CLASS SHALL BE 2A/2B FIT.  
ALL NUTS TO BE HEXAGONAL TYPE.

Figure III.3 : Fiche de données mécaniques (partie 1)

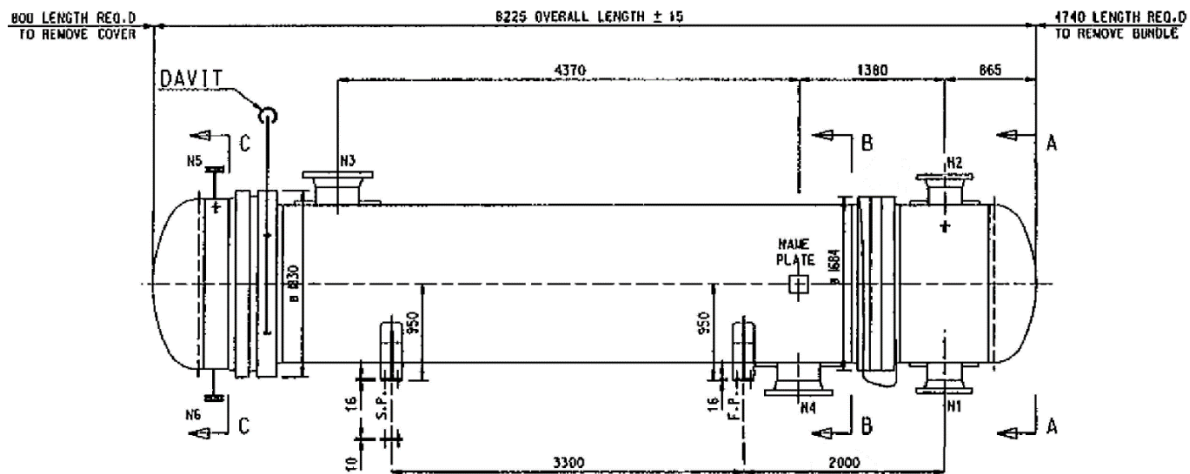


Figure III.4 : Fiche de données mécaniques (partie 2)

**III.5.1.3 Fiche de données de processus (process data sheet) [11]**

Une fiche de données de processus, parfois appelée fiche de données de conception, est utilisée pour aider à spécifier les exigences d'un équipement. Au cours du processus de conception, chaque pièce d'équipement indiquée sur un P&ID doit avoir une fiche technique correspondante. Les fiches techniques sont utilisées pour communiquer les spécifications techniques au vendeur, au fournisseur, au client ou à d'autres personnes chargées d'approuver la conception ou de fournir un devis conforme pour l'article.

Voilà l'exemple d'une partie de la fiche de données pour l'échangeur 10-HA-20-01A/B :

		JOB NO. <u>0-1800</u> EQUIP NO. <u>10/20/30-HA-20-01A/B</u>			
		PURCHASE ORDER NO. _____			
		DOCUMENT NO. <u>7461-CPF-FM-M-20004</u>			
		REVISION NO. <u>2</u> DATE <u>16/10/00</u>			
		PAGE <u>2</u> OF <u>5</u> BY <u>AK</u>			
<b>SHELL &amp; TUBE HEAT EXCHANGER DATA SHEETS SI UNITS</b>					
1	TYPE	BES			
2	SIZE	<u>1500 x 6096</u>			
3	No. UNITS/SHELLS	1 PARALLEL 2 SERIES			
4	CONNECTED				
5	SURFACE PER SHELL (EFFECTIVE)	<u>782</u>	m <sup>2</sup>		
6	TOTAL SURFACE	<u>1710</u>	m <sup>2</sup>		
7	VENDOR				
8	HEAT EXCHANGED	21533	kW		
9	M.T.D. (CORRECTED)	51.8	°C		
10	TRANSFER RATE (CLEAN)	<u>378</u>	W/m <sup>2</sup> K		
11	TRANSFER RATE (FOULED)	<u>292</u>	W/m <sup>2</sup> K		
12	OVERSURFACE	10	%		
<b>PROCESS DESIGN CONDITIONS</b>					
		SHELL SIDE		TUBE SIDE	
15 FLUID CIRCULATED		Product Oil		Feed Oil / Water	
		INLET		OUTLET	
17	TOTAL FLUID ENTERING	kg/hr	444244	444244	798052
18	VAPOUR	kg/hr			719
19	LIQUID	kg/hr	444244	444244	797334
20	STEAM	kg/hr			
21	NON CONDENSIBLES	kg/hr			
22	VAPOUR CONDENSED	kg/hr			
23	LIQUID VAPOURISED	kg/hr			9864
24	STEAM CONDENSED	kg/hr			
25	MOL. WT. - VAPOUR				
26	MOL. WT. - NON-COND'S				
27	DENSITY-LIQ/VAP	kg/m <sup>3</sup>	706,333	766,54	807.42 / 16.88
28	VISCOSITY LIQ/VAP	cP	0,8	2,5	5.0 / 0.0108
29	THERMAL COND. LIQ/VAP	W/m <sup>2</sup> K	0,0908	0,1057	0.1398 / 0.0288
30	SPECIFIC HEAT LIQ/VAP	kJ/kg K	2,3893	2,0565	2.7791 / 2.180
31	LATENT HEAT VAPOUR	kJ/kg			
32	SURFACE TENSION	dyne/cm			
33	OPERATING TEMPERATURE	°C	134,7	57.0	23,2
34	OPERATING PRESSURE	barg		5,5	15
35	VELOCITY	m/s		<u>0,6</u>	-
36	PRESSURE DROP	bar		<u>0,52</u>	<u>0,87</u>
37	NUMBER OF PASSES			1	2
38	FOULING RESISTANCE	m <sup>2</sup> K/W		0,00035	0,00035
39	OPERATING WALL TEMPERATURE	°C			

**Figure III.5 :** Fiche de donnée pour l'échangeur de chaleur 10-HA-20-01A/B

### **III.5.1.4 Plan de circulation des fluides (PFD) [12]**

Le plan de circulation des fluides ou bien le diagramme de flux de processus (PFD) illustre la disposition des équipements et des accessoires nécessaires pour effectuer le processus spécifique ; les connexions de flux ; les débits et les compositions des fluides ; et les conditions de fonctionnement. Le PFD est une représentation schématique du processus, qui est normalement dessinée sous une forme picturale stylisée utilisant des symboles de normes internationales, le PFD ci-dessous illustre l'emplacement de l'échangeur de chaleur a étudié 10-HA-20-01A :

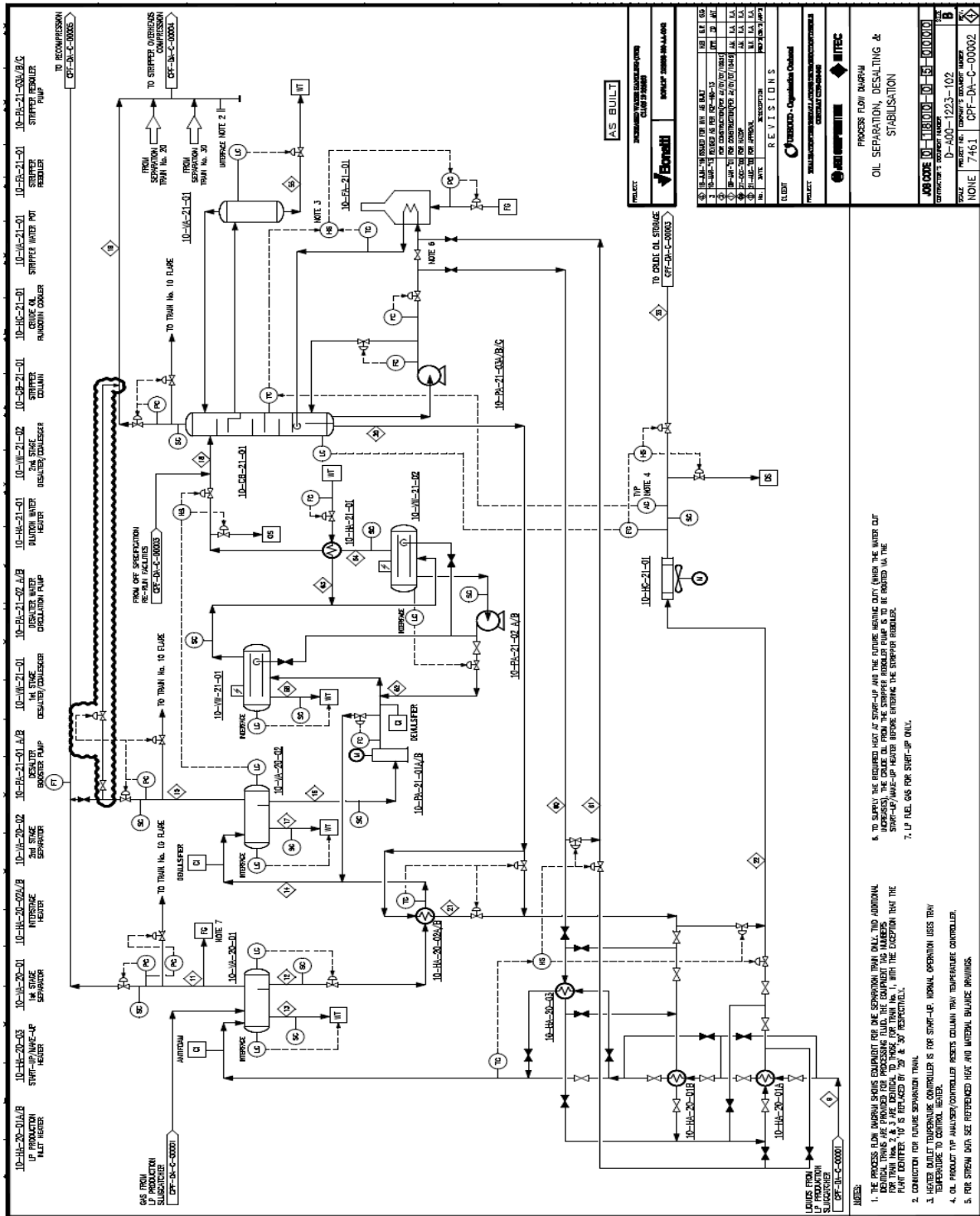


Figure III.6 : PFD de train de production 10

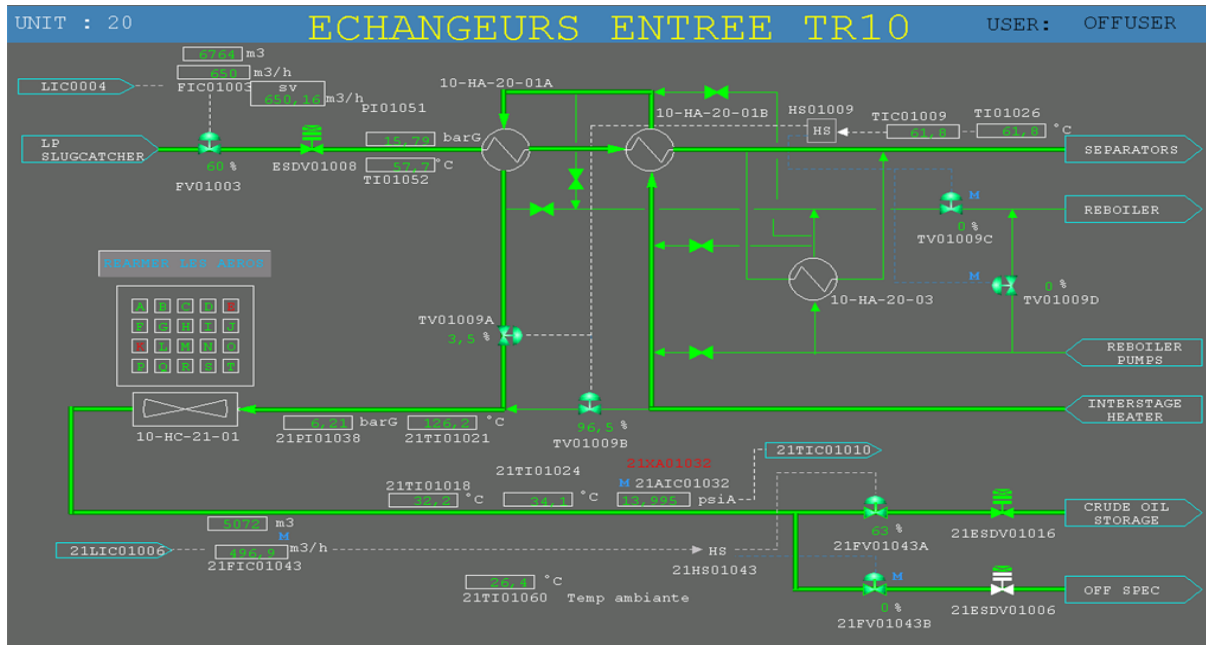


Figure III.7 : Capture DCS pour le système de préchauffage

### III.5.1.5 Schéma de tuyauterie et d'instrumentation (P&ID) [13]

Un P&ID montre toute la tuyauterie, y compris la séquence physique des branchements, des réducteurs, des vannes, des équipements, de l'instrumentation et des verrouillages de contrôle. Un P&ID est utilisé pour faire fonctionner le système de processus, car il montre le chemin du flux de processus ainsi que l'équipement et l'instrumentation installés. Les diagrammes de tuyauterie et d'instrumentation jouent un rôle clé dans le maintien et la modification du processus qu'ils décrivent, car il est important de démontrer la séquence physique des équipements et des systèmes, y compris la façon dont ces systèmes se connectent. En termes d'installations de traitement, un P&ID est une représentation visuelle des principaux détails de la tuyauterie et des



Instruments, des schémas de contrôle et d'arrêt, des exigences de sécurité et réglementaires, ainsi que des informations de base sur le démarrage et le bon fonctionnement.

### **III.5.1.6 Meilleures pratiques pour l'étiquetage de l'équipement dans un P&ID [13]**

L'utilisation d'un système numérique pour l'étiquetage des équipements est le meilleur moyen pour éviter les problèmes d'étiquetage dans les industries de transformation. Les systèmes de balises structurées sont plus intuitifs pour chaque équipe qui s'occupe de l'équipement, y compris les développeurs, les opérateurs et la maintenance. Le format de l'étiquette d'équipement doit être une série de trois chiffres, commençant par un numéro de zone (la zone 10 dans notre cas), suivi d'un code de type d'équipement (HA « Heater » pour notre équipement), puis se terminant par un numéro de séquence unique (l'échangeur 01A ou B).

Les numéros de zone représentent une zone qui peut être déterminée par l'emplacement d'un regroupement physique, géographique ou logique par le site de l'usine.

Les types d'équipement sont assez simples, mais si l'équipement a plusieurs fonctions, les utilisateurs doivent déterminer comment sélectionner le code de type d'équipement le plus approprié.

La numérotation de séquence est la numérotation consécutive d'équipements similaires dans une zone donnée, et il est important d'être la séquence à 01 afin que tous les équipements puissent avoir le numéro de séquence.

Ci-dessous le PID pour bien clarifier l'installation de l'équipement 10-HA-20-01 :



### **III.5.2 L'échangeur 10-HA-20-01A en mode dynamique**

#### **III.5.2.1 Rappel sur le traitement et la stabilisation du brut**

Ce système comporte deux étages de dessalage grâce aux dessaleurs électrostatiques suivi de la stabilisation chaude dans une colonne de stripage.

Il y a trois trains de séparation d'huile, de dessalage et de stabilisation.

L'huile du séparateur 2eme étage, est envoyée grâce à une pompe de charge vers le dessaleur 1<sup>er</sup> étage afin de réduire l'eau et la salinité dans le brut. L'eau et la salinité sont encore réduites dans le dessaleur 2<sup>eme</sup> étage pour produire un brut avec un BSW n'excédant pas 0,2 % du volume et la salinité en-dessous de 40 ppm en Na Cl.

La stabilisation a lieu dans une colonne de stripage réchauffée pour produire un pétrole brut avec un maximum RVP de 0,69 bar (10 psi.). L'huile venant du dessaleur 2<sup>eme</sup> étage est envoyée sur le plateau supérieur de la colonne, et comme l'écoulement descend, les composants plus légers sont extraits grâce à la vapeur produite par le réchauffeur du stripper. Le liquide venant du plateau inférieur est extrait par la pompe du rebouilleur de la colonne de stabilisation traverse le rebouilleur chauffé au gaz, et l'huile et la vapeur résultants retournent au fond de la colonne. Un plateau retenant l'eau est situé près du haut de la colonne pour enlever l'excès d'eau qui autrement serait piégé dans la colonne. L'eau extraite de ce plateau est envoyée dans un séparateur où elle est vidangée vers le traitement de production d'eau et la vapeur retourne vers la colonne de stabilisation.

Le brut stabilisé sortant du fond de la colonne de stripage est d'abord refroidi (passe à travers la calandre de l'échangeur de chaleur 10-HA-20-01B puis A) en échangeant sa chaleur avec L'alimentation (brut non stabilisé) qui passe à travers les tubes de l'échangeur 10-HA-20-01A puis B vers les séparateurs 1<sup>ers</sup> et 2<sup>èmes</sup> étage avant le refroidissement final dans le refroidisseur à l'air du pétrole brut[3].

#### **III.5.2.2 Partie régulation**

Le préchauffeur de la colonne de stabilisation est constitué de deux échangeurs de chaleur huile/huile qui permettent de chauffer de l'huile provenant du slug catcher et d'obtenir la température requise pour l'alimentation chaude du séparateur 1<sup>er</sup> étage. Le préchauffage est fourni par l'huile stabilisée (via le côté calandre des échangeurs), issue du fond de la colonne de stabilisation. La température à la sortie du préchauffage de la colonne de stabilisation côté

calandre est régulée par un contrôleur de température (température de consigne 155°C) qui agit en « split-range » sur les vannes 20-TV-0009A, en sortie huile chaude (côté calandre) du deuxième échangeur (B), et 20-TV-0009B comme by-pass à l'arrivée huile chaude (côté calandre) du premier l'échangeur (A), les vannes régulatrices de température (TV) se contrôlent aussi par la température de 1<sup>er</sup> séparateur (température de consigne 62°C) et la température de sortie coté tubes de 2eme échangeur de chaleur[3].

### III.5.2.3 Paramètres de fonctionnement

Pour obtenir des résultats plus fiables, on a essayé de collecter des données pendant toute l'année (entre le 15/02/2021 et le 15/02/2022) afin de toucher la période chaude et froide.

Les résultats sont illustrés dans des Figures fournis par (Exaquantum), un logiciel qui nous permet de suivre tous les paramètres de CPF en temps réel et a haute précision.

#### ▪ **Température ambiante:**

La température de l'effluent venant de slug catcher à une relation proportionnelle avec la température ambiante. La figure suivant montre la température ambiante durant toute l'année

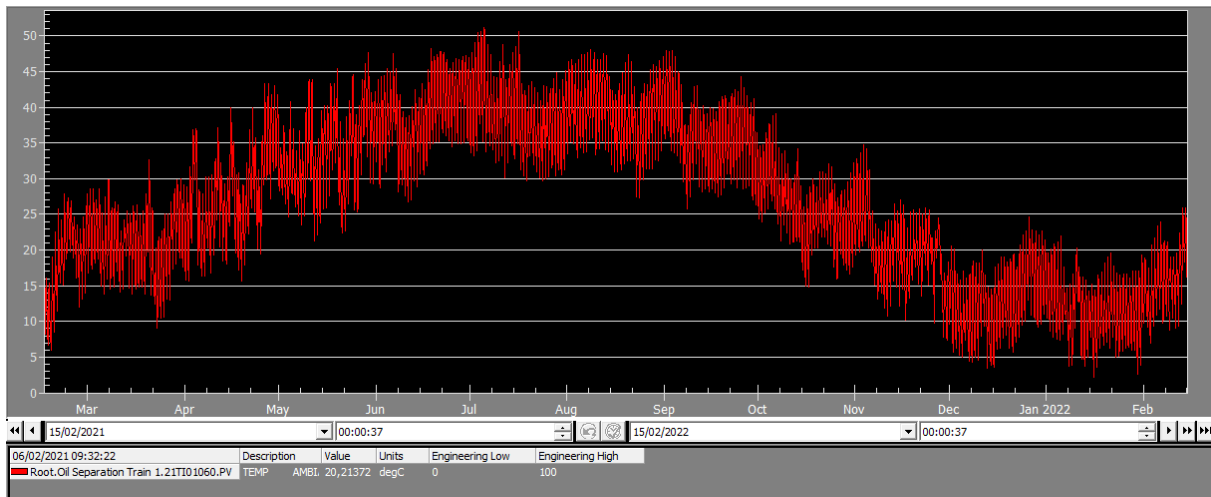


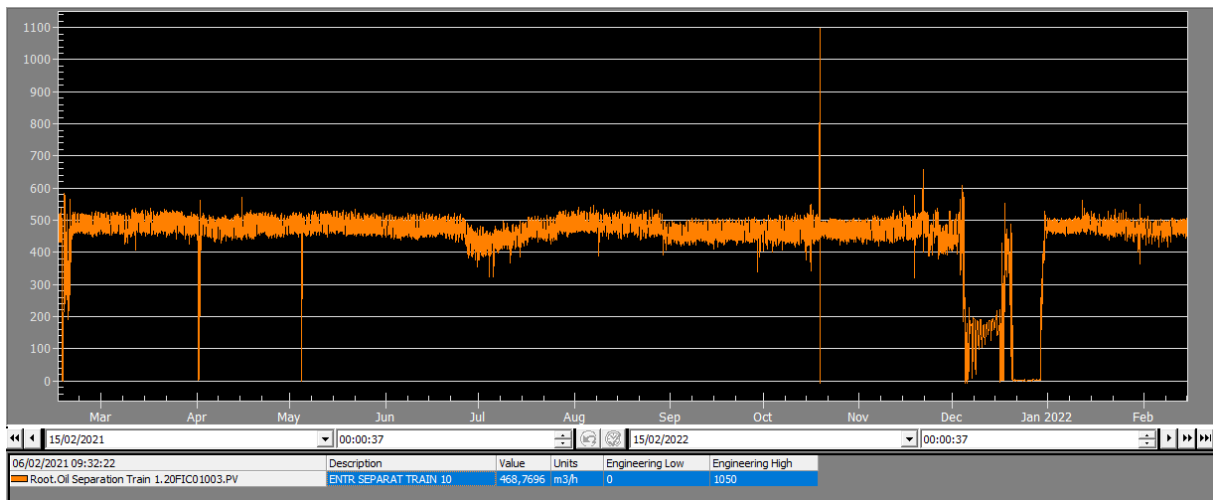
Figure III.1 : Température ambiante

Les résultats montrent que la température ambiante se varie en fonction de la saison pour atteindre 2°C en hiver et 51°C en été).

- **Débit d'entrée côté tubes :**

La quantité de brut non stabilisée à l'entrée de chaque train se varie en fonction de la charge total venant du gisement.

La figure ci-dessous illustre la variation de débit durant une année

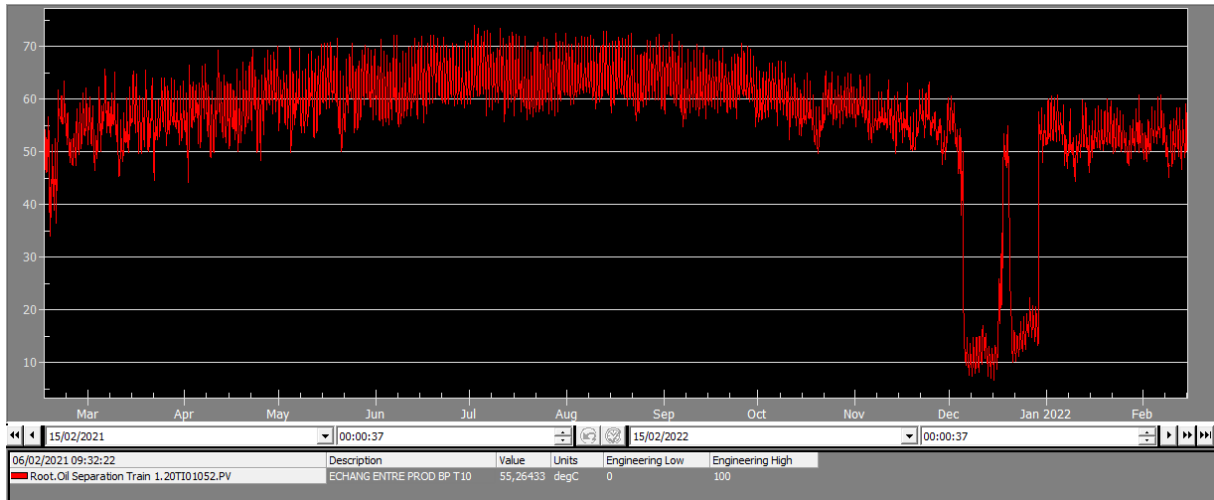


**Figure III.2 :** Débit d'entrée de premier échangeur (pétrole brut non stabilisé)

Les résultats montrent un débit stable (environ 500 m<sup>3</sup>/h) pendant les démarches normales de procès, sauf quelque déviation suite aux opérations d'intervention sur les transmetteurs, ou bien durant des arrêts programmés ; comme l'arrêt décennal de décembre 2021.

- **Température à l'entrée de 1er échangeur (coté tube) :**

La figure suivant présente la température de pétrole brut non stabilisé à l'entrée de l'échangeur 10-HA-20-01A (coté tube) durant une année :

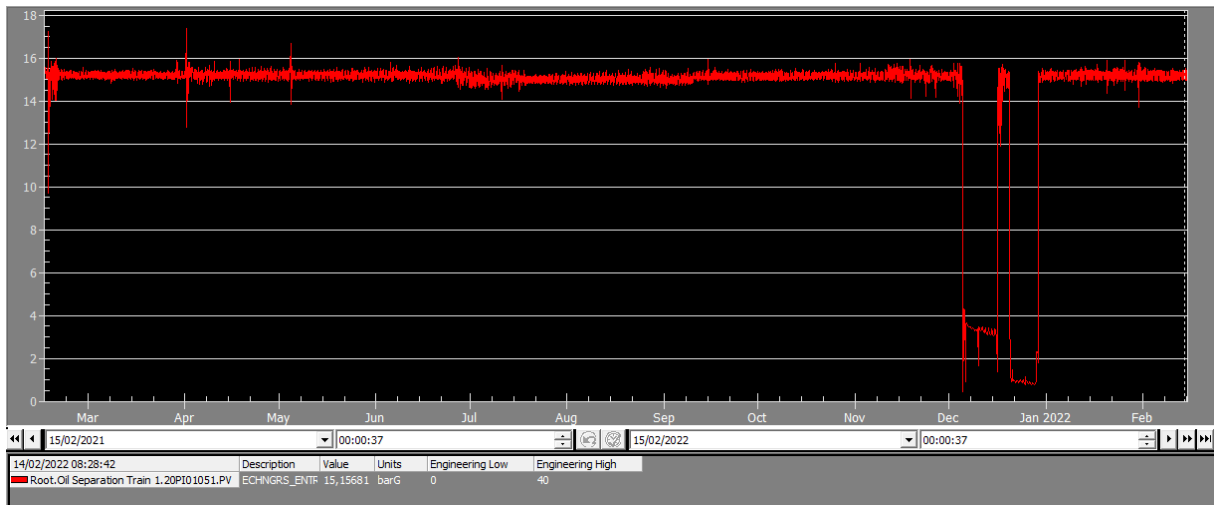


**Figure III.3 :** Température à l'entrée de 1<sup>er</sup> Echangeur (coté tube)

On remarque que la température se trouve généralement entre 45°C et 73°C, et ça en fonction de la température ambiante.

▪ **Pression d'entrée de 1er échangeur (coté tube) :**

La figure suivant montre la pression de pétrole brut non stabilisé à l'entrée de premier échangeur coté tubes

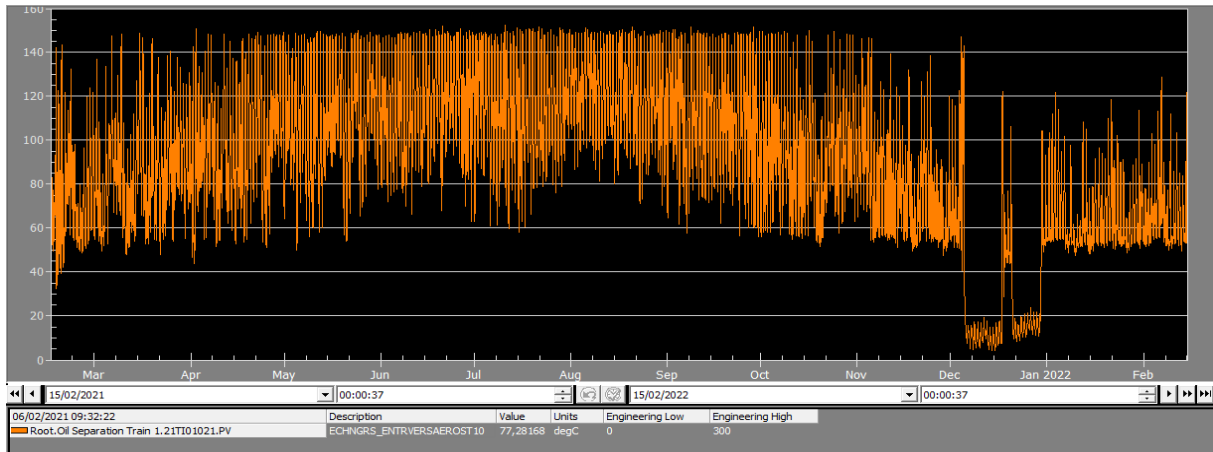


**Figure III.4 :** Pression d'entrée de 1<sup>er</sup> Echangeur (coté tubes)

La pression à l'entrée de premier échangeur est presque stable (environ 15.5 bar) et ça suite à la stabilité de la charge venant vers le train.

- **Température à la sortie de 1er échangeur (coté tube) :**

La figure par la suite illustre la température à la sortie de 1er échangeur de chaleur pendant une année :



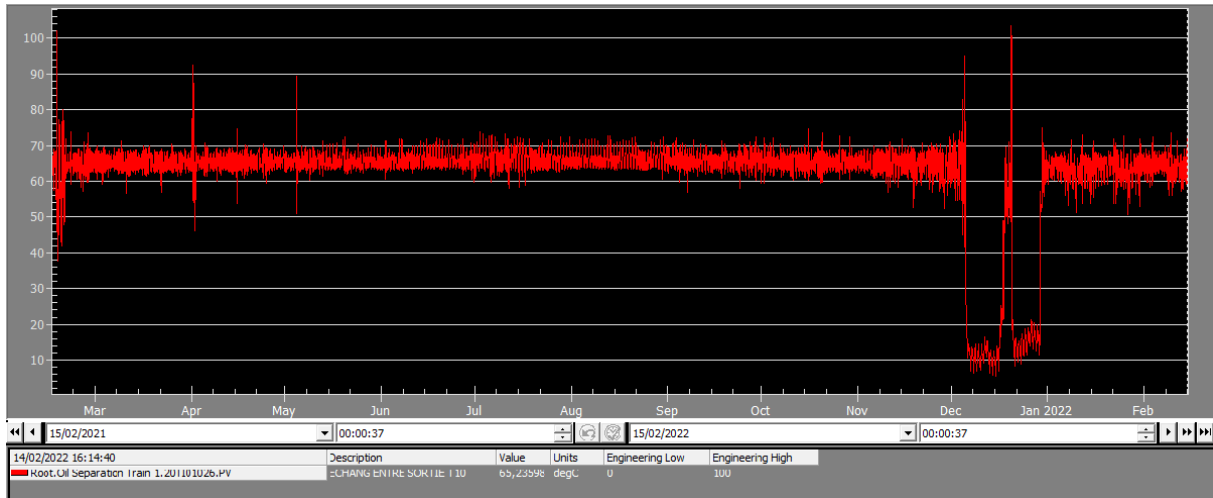
**Figure III.5 :** Température à la sortie de 1<sup>er</sup> Echangeur (coté tube)

On remarque que le premier échangeur de chaleur peut assurer un préchauffage jusqu'à 152°C.

Cette température présente aussi la température d'entrée coté tubes de deuxième échangeur de chaleur.

- **Température à la sortie de 2eme échangeur (coté tube) :**

La figure suivant montre la température à la sortie des tubes de 2eme échangeur de chaleur vers le 1er séparateur

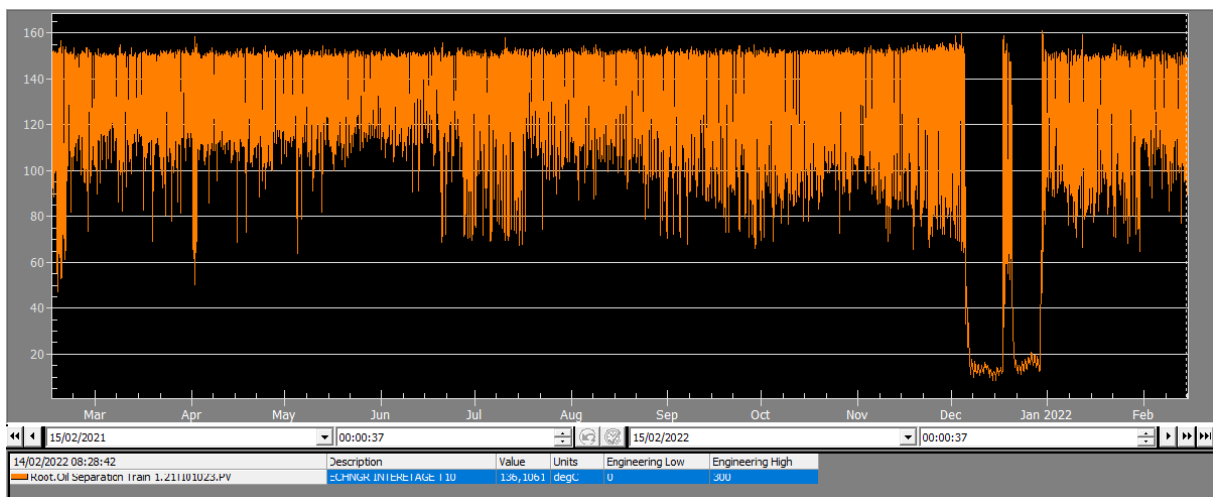


**Figure III.6** Température à la sortie de 2<sup>ème</sup> Echangeur vers le 1<sup>er</sup> Séparateur

Les valeurs illustrées montrent une moyenne de température de 62°C, avec une tolérance justifiée par le temps de réponse des vannes régulatrices de température (TV).

- **Température à l'entrée de 2eme échangeur coté calandre :**

La figure suivant montre la température de produit stabilisé qui sort de la colonne de stabilisation et qui se dirige vers l'entrée de calandre de deuxième échangeur 10-HA-20-01B :



**Figure III.7** Température à la sortie de la colonne

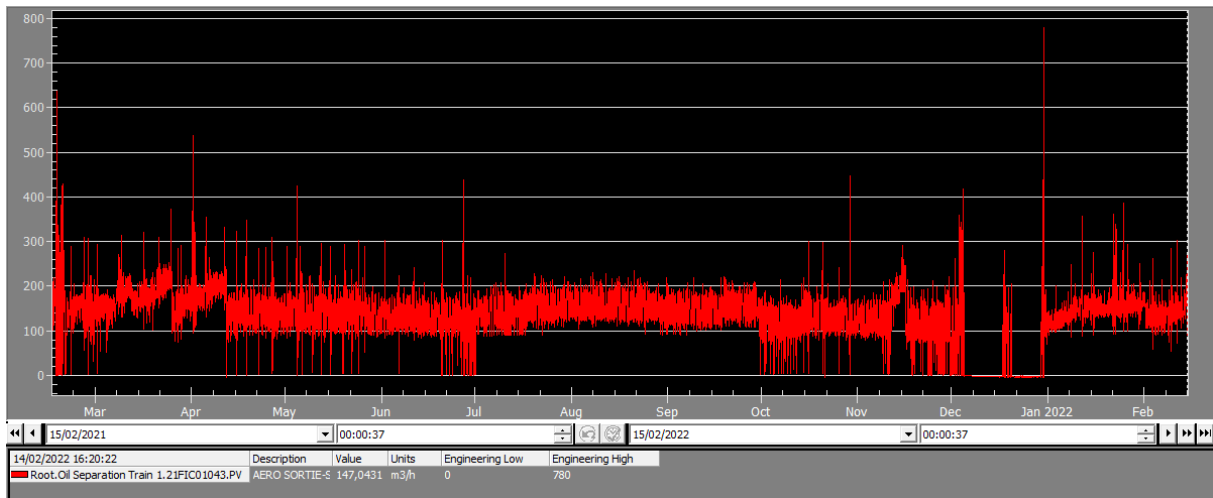


Le contrôleur de température affiche une valeur maximale d'environ 150°C et une valeur moyenne de 135°C à la sortie de la colonne.

- **Débit total de pétrole brut stabilisé vers le stockage :**

Comme nous n'avons pas une moyenne de mesurer le débit passant coté calandres, on va le calculer à partir de débit total vers le stockage qui est égale la somme des deux débits, la première partie qui passe à travers les échangeurs et la deuxième partie qui by-pass les échangeurs en fonction de l'ouverture des vannes TV00009A et B.

La figure suivant montre le débit total de brute stabilisé acheminée vers le stockage :

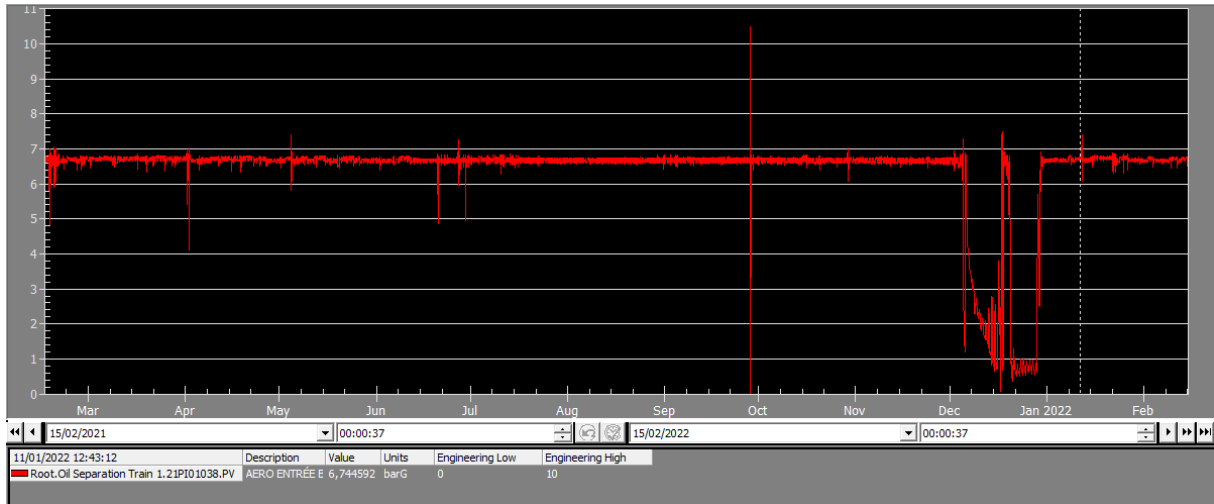


**Figure III.8 :** Débit total de pétrole brut stabilisé vers le stockage

Les valeurs extraites de cette figure montrent un débit moyen de 154m<sup>3</sup>/h.

- **Pression de pétrole brut stabilisé vers le stockage**

La figure par la suite montre la pression de brut stable évacué vers le stockage :

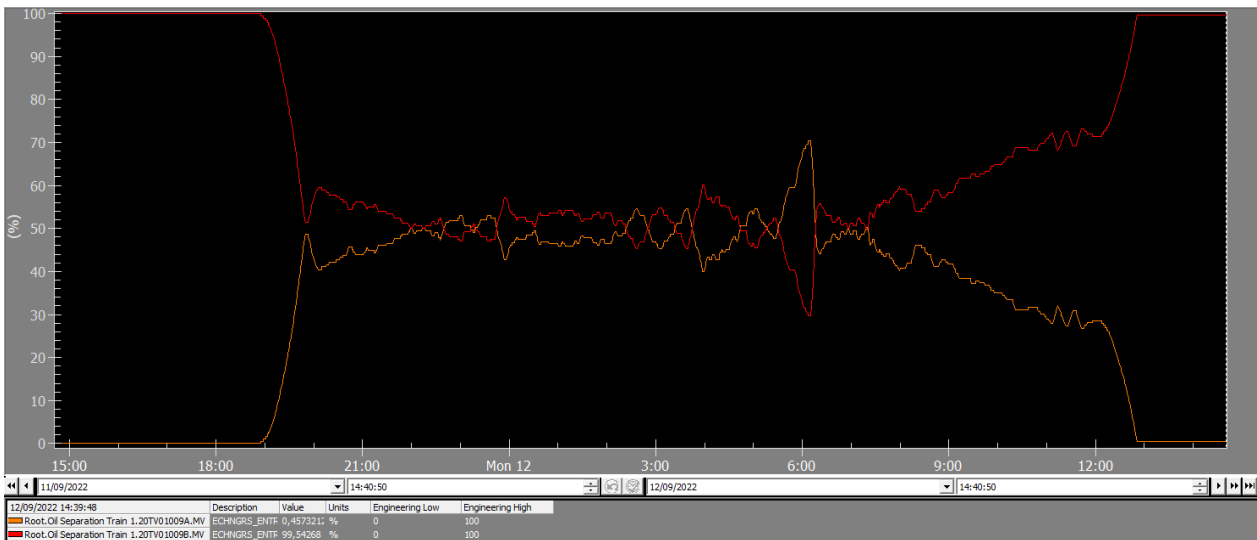


**Figure III.9 :** Pression de pétrole brut stabilisé acheminé vers le stockage

La charge stabilisée est évacuée par une pression de 6.7bar, cette pression a été étudiée pour alimenter les bacs de stockage dans des conditions convenables.

▪ **Position des vannes régulatrices TV00009A et B :**

La figure suivante illustre la position des vannes TV selon la boucle de régulation TIC009 (Température indicateur controller) :



**Figure III.10 :** Position des vannes TV0009A/B

On a bien remarqué que l'ouverture/fermeture des vanne TV se fait par une régulation split range pour assurer le débit nécessaire qui assure un bon préchauffage au niveau de l'échangeur de chaleur.

### **Conclusion**

Chaque échangeur de chaleur faisceau et calandre est équipé par un moyen de mesurage de la différence de pression entre les deux cotés (tubes et calandre) pour détecter l'endommagement des tubes. Dans notre cas un PDI (pressure differential indicator) est installé localement. Par contre l'encrassement va se traduire par une augmentation de la perte de charge. Dans les deux cas l'intervention sur l'échangeur est nécessaire [3].

L'endommagement des tubes de l'échangeur provoque une contamination des deux fluides, stabilisé et non stabilisé, donc un envoi d'une charge supplémentaire et non conforme aux conditions de stockage, de transport et de commercialisation vers le stockage. Cette déviation peut se termine par un débordement de bac de stockage a toit flottant ou bien par un nuage de gaz qui assure une atmosphère explosive au-dessus de bac.

Le bon fonctionnement d'un échangeur de chaleur qui se trouve en bon état, on peut éviter plusieurs pertes en termes de l'environnement, sécurité et production.

## **Chapitre IV : Calcul thermo-hydraulique de l'échangeur de chaleur 10-HA-20-01A**

### **Introduction**

Une fois qu'une conception d'échangeur de chaleur est sélectionnée, la taille la plus efficace dépend des conditions de fonctionnement. Par exemple, si les températures de fonctionnement varient selon les saisons, la charge de chauffage d'hiver et d'été doit être calculée. Les équations thermodynamiques peuvent aider à trouver la meilleure solution, où le débit, la température et la chute de pression sont tous dans des limites acceptables. En raison du nombre de variables dépendantes dans le dimensionnement et la sélection des solutions de transfert de chaleur, des équations complexes sont souvent utilisées pour sélectionner la solution optimale. Les échangeurs de chaleur peuvent souvent être personnalisés et les spécifications telles que la taille et le nombre des appareils installés sont souvent adaptées à l'application. Le dimensionnement et la sélection de l'échangeur de chaleur nécessitent une combinaison de connaissances des types et des options d'échangeur de chaleur ainsi que des connaissances de l'application et de l'environnement dans lequel l'unité fonctionne [14].

À l'évidence, le fait d'exploiter un échangeur bien adapté, bien dimensionné et bien réalisé permet un gain non négligeable de rendement et donc d'énergie dans les processus.

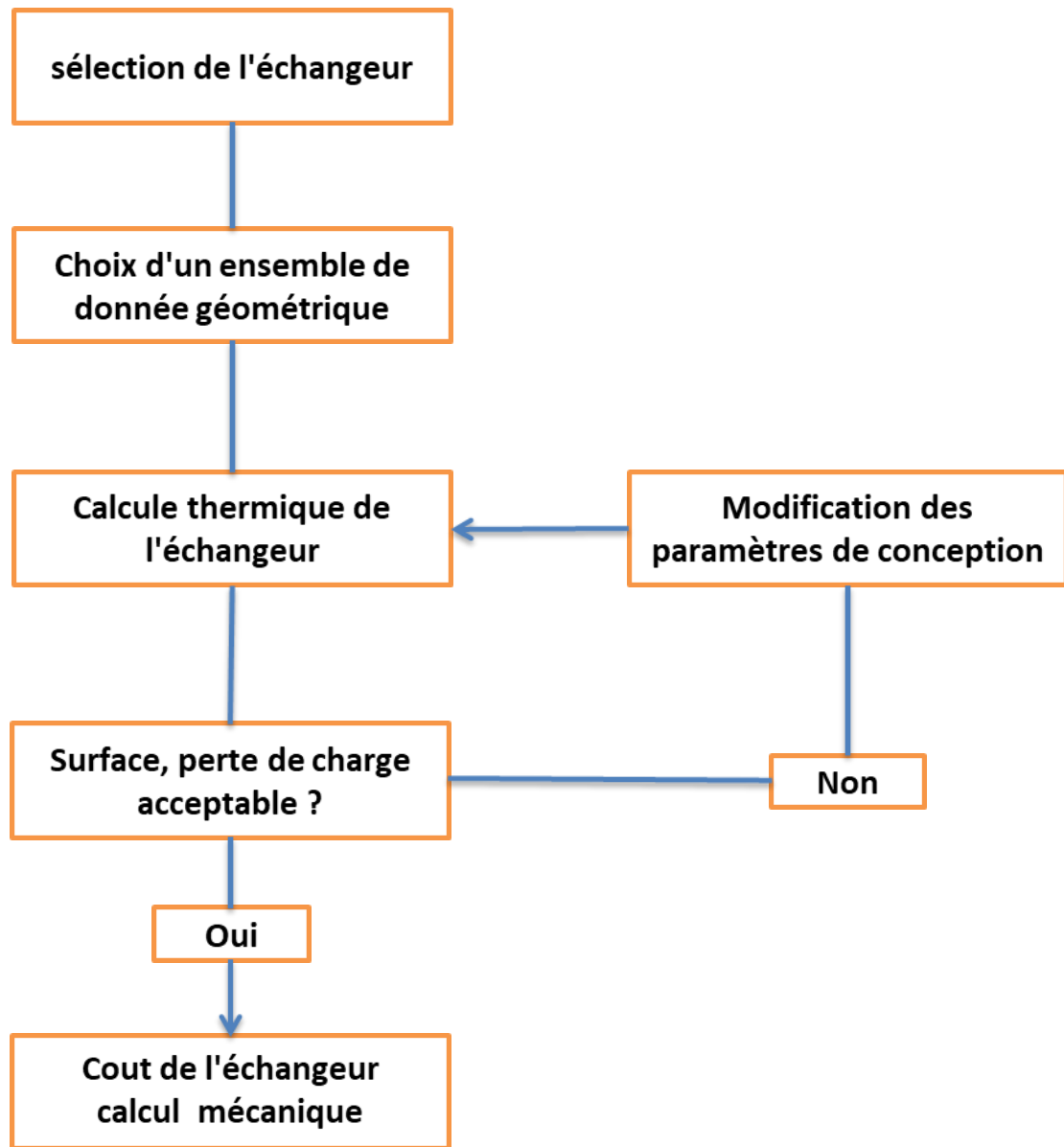
Dans ce chapitre on va vérifier que l'échangeur (préchauffeur) existant 10-HA-20-01A/B répond aux conditions opératoires actuelles, on va vérifier aussi que l'utilisation d'un seul préchauffeur au lieu de deux (même configuration pour les trois trains) est suffisante au cas de basculement de la charge d'un train sur les deux autres.

### **IV.1 Calcul thermique d'un échangeur de chaleur**

#### **IV.1.1 Caractérisation d'un échangeur**

Plusieurs critères sont à considérer pour le choix d'un échangeur suivant son utilisation. La puissance thermique est toujours la principale préoccupation, mais le choix définitif de l'échangeur peut dépendre d'autres paramètres tels que

- Les pertes de charge
- L'encombrement
- Les débits
- L'encrassement
- Une température de paroi à ne pas dépasser
- Les matériaux utilisés



**Figure IV.1 :** Algorithme de caractérisation d'un échangeur de chaleur (KERN) [15]

Afin de pouvoir caractériser un échangeur, on utilisera deux méthodes de calcul thermiques :

- a) **Méthodes analytiques** globales basées sur une approche intégrale. Elles s'appuient sur certaines hypothèses :

- Régime d'écoulement permanent,
  - L'échangeur est parfaitement isolé de l'extérieur (pas de pertes), on néglige la conduction axiale,
  - Les coefficients d'échanges et les propriétés thermo-physiques des fluides sont constants (on prend des valeurs moyennes)
  - La température de chaque fluide est homogène dans une section donnée.
- b) **Méthodes numériques** visent à améliorer la précision du calcul en décomposant les phénomènes physiques mis en jeu et en prenant en compte la nature de l'écoulement.  
(Ex : Méthode des volumes finis).

### IV.1.2 Dimensionnement d'un échangeur [15]

Les débits des fluides chauds et froids et leurs températures sont connus à l'entrée et à la sortie, ainsi que la puissance échangée. On pose également des hypothèses de départ sur le type et la géométrie de l'échangeur.

L'objectif consiste alors à déterminer :

La surface d'échange requise dans ce cas on utilisera la méthode des **Différences de températures Logarithmiques Moyennes (DTLM)**

### IV.1.3 Calcul de performances d'un échangeur

Les débits des fluides chauds et froids et leurs températures sont connus à l'entrée ainsi que le type de l'échangeur et la surface d'échange.

L'objectif consiste alors à déterminer :

- Les températures de sortie
- La puissance échangée

Dans ce cas on utilisera la méthode du Nombre d'Unités de Transfert (NUT), appelée également méthode de l'efficacité.

### IV.1.4 Coefficient d'échange global

L'échange de chaleur entre deux fluides séparés par une paroi est caractérisé par :

- La différence de température  $\Delta T$  entre les deux fluides ;
- La surface d'échange  $S$  ;
- La résistance au transfert  $R$ , résultante de diverses résistances en série et correspondant :
  - Au transfert par convection entre le fluide chaud et la paroi,

- Au transfert par conduction à travers la paroi,
- Au transfert par convection entre la paroi et le fluide froid,
- A l'encrassement éventuel de chaque côté de la paroi,

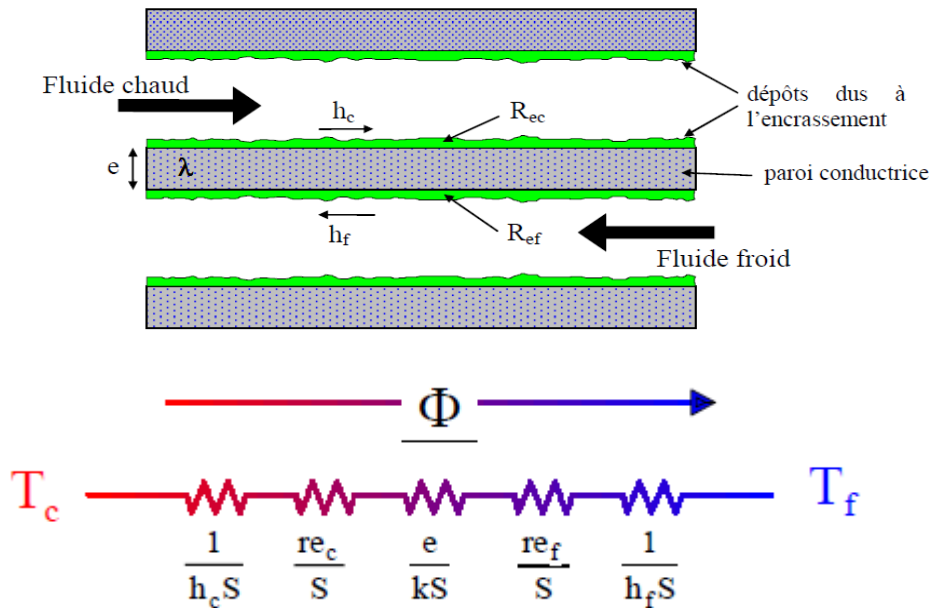


Figure IV.2 : Les différents paramètres qui caractérisent l'échange thermique

$$R = 1/hcS + Rec/S + e/kS + Ref/S + 1/hfS \dots \dots \dots \text{IV- 1}$$

$hc$  et  $hf$  sont calculés avec les formules de convection forcées pour des températures de fluides moyennes et  $Rec$  et  $Ref$  sont les résistances thermiques d'encrassement.

## IV.2 Caractéristiques de l'échangeur 10-HA-20-01A [3,11]

Le préchauffeur étudié est un échangeur de chaleur faisceau et calandre, à tête flottante et multi-passe de côté tube qui est installé en 2001 dans le but de préchauffer la charge d'entrée.

Le tableau suivant résume les caractéristiques des différents composants de l'échangeur étudié :



**Tableau IV.1** : Caractéristiques de l'échangeur de chaleur 10-HA-20-01

---

TAG	10-HA-20-01
TYPE	Faisceau calandre
Ecoulement	A contre-courant
Date d'installation	2001
Nombre de passe	Calandre 1/ Tubes 2
Nombre des tubes	2344
Longueur des tubes (mm)	6096
Diamètre extérieur des tubes (mm)	19.05
Epaisseur des tubes (mm)	1.65
Matériaux des tubes	22Cr DUPLEX SS
Le pas (mm)	25.4 (carré)
Diamètre intérieur de la calandre (mm)	1500
Nombre des chicanes	9
Type des chicanes	25% de coupe verticale
Espacement entre les chicanes (mm)	514
Surface d'échange (m <sup>2</sup> )	782
Puissance d'échange thermique (KW)	21533
Résistance d'encrassement (m <sup>2</sup> W/K)	0.00035 (tubes et calandre)

---

### IV.3 Caractéristiques des fluides

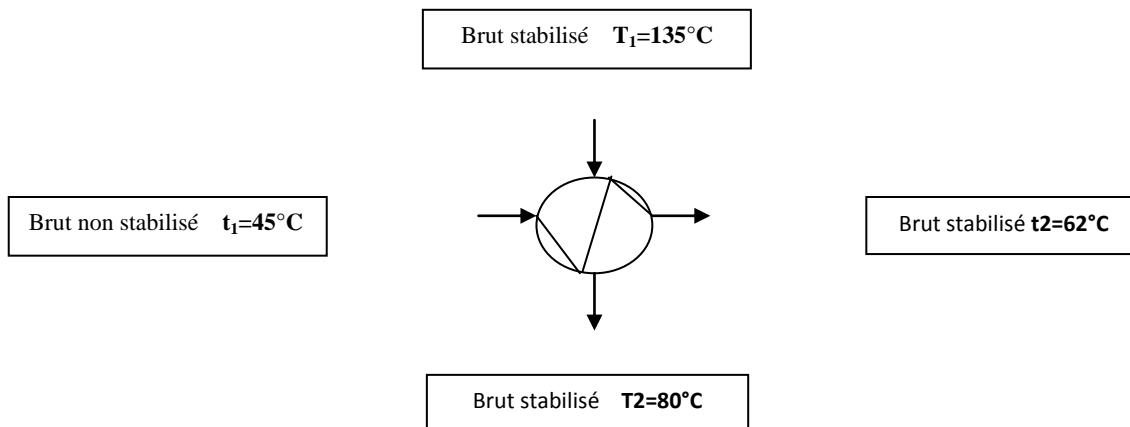
Le tableau suivant présente les caractéristiques des fluides, le premier est froid et passe côté tube et le deuxième est froid et passe côté calandre :

**Tableau IV.2 :** Caractéristiques des fluides chaud et froid

	Coté Tubes	Coté Calandre
Température à l'entrée	35	135
Température à la sortie (°C)	62	80
Pression à l'entrée (bar)	15.5	7.0
Débit (m <sup>3</sup> /h)	500	154
Perte de charge admissible (bar)	0.87	0.52

### IV.4 Bilan thermique de l'échangeur étudié

Cet échangeur a pour but de chauffer le brut provenant du slug catcher de 35°C à 62°C par l'échange de chaleur avec le brut qui sort de la colonne de stripping.



**Figure IV.3 :** Bilan thermique de l'échangeur étudié

Le bilan thermique global de l'échangeur s'écrit :

La quantité de chaleur perdue par le fluide chaud est égale à celle prise par le fluide froid.

$$\phi = M.Cp_f(T_1 - T_2) = m.Cp_c(t_2 - t_1) = A.U_s.F.\Delta TLM \quad \dots\dots\dots\text{IV-2}$$

Avec :

m : Le débit massique de fluide chaud (kg/s).

M : Le débit massique de fluide froid (kg/s).

Cp<sub>f</sub>: La chaleur spécifique de fluide froid (J/kg°C).

Cp<sub>c</sub>: La chaleur spécifique de fluide froid(J/kg°C).

A : La surface d'échange (m<sup>2</sup>).

U<sub>s</sub> : Coefficient de transfert de chaleur (W/m<sup>2</sup>°C).

F : Facteur de correction de la DTLM par rapport au contrecourant pur.

La surface d'échange sera calculée à partir de l'équation suivante :

$$A = \frac{\phi}{U_s \cdot F \cdot \Delta TLM} \quad \dots\dots\dots\text{IV- 3}$$

La détermination de la surface (**A**) nécessite d'une part le calcul de coefficient de transfert **U<sub>s</sub>**, et d'autre part d'estimer la valeur de **F\*ΔTLM** ; noté que les valeurs des termes **U<sub>s</sub>**, **F** et **ΔTLM** sont fonction de la disposition interne des tubes, du nombre de passes et des caractéristiques de l'écoulement.

#### **IV.4.1 Détermination du coefficient de transfert de chaleur sal (U<sub>s</sub>) :**

Ce paramètre important (*U*) qui caractérise l'efficacité des appareils d'échange thermique tels que les échangeurs, est noté *U<sub>p</sub>* (coefficient de transfert de chaleur global propre). Si notre système par contre génère des salissures ou dépôts, ce coefficient de transfert se noterait « sale » (*U<sub>s</sub>*), et sa grandeur serait :

$$\frac{1}{U_s} = \frac{1}{h_o} + R_{S0} + R_{Si0} + \frac{1}{h_{i0}} \quad \dots\dots\dots\text{IV- 4}$$

Le problème consiste donc à déterminer la valeur des coefficients de film ( $h_o$ ) et ( $h_{io}$ ) ainsi que des résistances ( $R_{si}$ ) et ( $R_{so}$ ).

**IV.4.1.1 Côté tubes (brut non traité)**

▪ **Calcul de la température calorique  $t_c$**

La température calorique :

$$t_c = t_1 + Fc (t_2 - t_1) \dots\dots\dots IV- 5$$

$$t_c = 35 + Fc (62 - 35)$$

Le coefficient de correction  $Fc$  est donné par la relation suivante :

$$Fc = f(Kc, \Delta T_{fr} / \Delta T_{ch}) \dots\dots\dots IV- 6$$

Où :

$$\Delta T_{fr} = T_1 - t_2 = 73 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta T_{ch} = T_2 - t_1 = 45 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta T_{fr} / \Delta T_{ch} = 1.622$$

Pour des produits pétroliers visqueux  $Kc$  est une fonction de la température du produit entre l'entrée et la sortie et de la densité de ce produit.

$$Kc = f(t, d_4^t) \dots\dots\dots IV- 7$$

**Remarque :**

Pour déterminer  $Kc$ , on doit définir la densité du fluide à  $t^\circ\text{C}$  qui représente la différence entre la température d'entrée et de sortie du fluide.

La mesure de la densité fait l'objet de la norme T 66-007 pour les produits bitumineux. La densité est le rapport de poids d'un certain volume d'échantillon a une température  $t$  au point de même volume d'eau a une température standard. Le choix de l'état standard a  $4^\circ\text{C}$  permet l'identification des chiffres qui mesurent la densité et la masse volumique [15].

$$d_4^t = d_4^{15} - K \cdot (t-15) \dots\dots\dots\text{IV- 8}$$

$d_4^{15}=0.811$  : Densité du brut [16]

K : le coefficient dépend de la densité.  $K=0.00075$  [Annexe 1]

$$t = (62-35)/2 = 48.5 \text{ }^\circ\text{C} \text{ ,}$$

Donc :

$$d_4^t = 0.811 - 0.00075 \cdot (48.5-15) \quad d_4^t = 0,786$$

$$Kc = f(48.5, d_4^t) = 0.08 \text{ [Annexe 1]}$$

$$Fc = f(Kc, \Delta T_{fr} / \Delta T_{ch}) \text{ [Annexe 1] } \dots\dots\dots\text{IV- 9}$$

L'écart de température est faible donc :  $Fc=0.5$

$$t_c = 35 + 0.5 \cdot (62 - 35)$$

$$t_c = 48.5^\circ\text{C}$$

▪ **Caractéristiques de brut à  $t_c$  :**

✓ **Densité**

$$d_4^{t_c} = d_4^{15} - k (48.5 - 15) = 0.811 - 0.00075(48.5 - 15)$$

$$d_4^{t_c} = 0,785$$

✓ **Chaleur spécifique** [Annexe 2]

$$Cp_f = 0.562 \text{ Kcal / kg}^\circ\text{C}$$

✓ **Conductivité thermique** [Annexe 3]

$$\lambda_f = 0.115 \text{ kcal / hrm}^\circ\text{C}$$

✓ **Viscosité:** [A4]

$$\mu_f = 1,7 \text{ cp}$$

✓ **Nombre de Reynolds Re**

$$Re = \frac{d_i \cdot G_t}{\mu} \dots\dots\dots\text{IV- 9'}$$

Vitesse massique : 
$$Gt = \frac{m_t}{a_t} \dots\dots\dots\text{IV- 10}$$

Section de passage : 
$$a_t = \frac{Nt}{n_t} \cdot \pi \cdot \frac{d_i^2}{4} \Rightarrow a_t = \frac{2344}{2} \cdot \pi \cdot \frac{0,015^2}{4}$$

$$a_t = 0,207 \text{ m}^2$$

$$G_t = \frac{473490}{0.1434 \cdot 3600} \Rightarrow G_t = 683,0917 \text{ kg/m}^2 \cdot \text{s}$$

$$Re = \frac{d_i \cdot G_t}{\mu} = \frac{0.015 \cdot 683.091}{1.7 \cdot 0.001}$$

$$Re = 6027.27 \Rightarrow \text{régime turbulent}$$

$$J_h = f\left(Re, \frac{L}{d_i}\right) \dots\dots\dots\text{IV- 11}$$

$$\frac{L}{d_i} = \frac{6.096}{0,015} = 406,4 \Rightarrow J_h = 22 \text{ [Annexe 5]}$$

$$J_h = \left(\frac{h_i \cdot d_i}{\lambda}\right) \cdot \left(\frac{cp \cdot \mu}{\lambda}\right)^{-\frac{1}{3}} \cdot \theta_t^{-1} \dots\dots\dots\text{IV- 12}$$

$$\frac{h_i}{\theta_t} = J_h \cdot \left(\frac{\lambda}{d_i}\right) \cdot \left(\frac{cp \cdot \mu}{\lambda}\right)^{\frac{1}{3}} = 517.638 \text{ kcal/hr} \cdot \text{°C} \cdot \text{m}^2$$

$$\frac{h_i}{\theta_t} = 517.638 \text{ kcal/hr} \cdot \text{°C} \cdot \text{m}^2 \Rightarrow h_{i0} / \theta_t = 408.66 \text{ kcal/hr} \cdot \text{°C} \cdot \text{m}^2$$

**IV.4.1.2 Côté calandre (brut traité)**

▪ **Calcul de la température calorique T<sub>c</sub>**

La température calorique :  $T_c = T_2 + Fc (T_1 - T_2)$

$$T_c = 62 + Fc (135 - 80)$$

$$Fc = f(K_c, \Delta T_{fr} / \Delta T_{ch})$$

$$\Delta T_{fr} / \Delta T_{ch} = 1.622$$

$$Kc = f(tc, d_4^t) \quad , \quad tc = 135 - 80 = 55^\circ C$$

$$d_4^t = d_4^{15} - K \cdot (t - 15)$$

$$d_4^{15} = 0.769 : \text{densité du brut traité [16]}$$

K : le coefficient dépendant de la densité,  $K = 0.0008$

$$d_4^t = 0.769 - 0.0008 \cdot (107.5 - 15) = 0.722$$

$$Fc = 0.5 \quad [\text{Annexe 1}].$$

$$Tc = 80 + 0,5 (135 - 80)$$

$$\mathbf{Tc = 107.5 \text{ }^\circ C}$$

▪ **Caractéristiques du brut traité à Tc :**

✓ **Densité:**

$$d_4^{Tc} = d_4^{15} - k (Tc - 15) = 0.769 - 0.0008(107.5 - 15)$$

$$\mathbf{d_4^{Tc} = 0.695}$$

✓ **Chaleur spécifique:** [Annexe 2]

$$Cp_{ch} = 0.79 \text{ Kcal / kg}^\circ C$$

✓ **Conductivité thermique:** [Annexe 3]

$$\lambda_{ch} = 0.1129 \text{ kcal / hr.m.}^\circ C$$

✓ **Viscosité:** [Annexe 3]

$$\mu_{ch} = \mathbf{0.9 \text{ Cp}}$$

✓ **Nombre de Reynolds**

$$\mathbf{Re_c = \frac{De \cdot Gct}{\mu}} \dots\dots\dots \text{IV- 13}$$

De : diamètre équivalent de la calandre ; calculé par la relation :

$$D_e = \frac{4p^2}{\pi \cdot d_e} - d_e = \frac{4 \cdot (0,019)^2}{\pi \cdot 1,5} - 1,5$$

$$\mathbf{De = 1.499 \text{ m}}$$

- ✓ **Vitesse massique transversale:** elle est calculée pour l'aire de passage maximale, sachant que l'aire de passage entre deux chicanes varie selon l'arrangement des tubes.

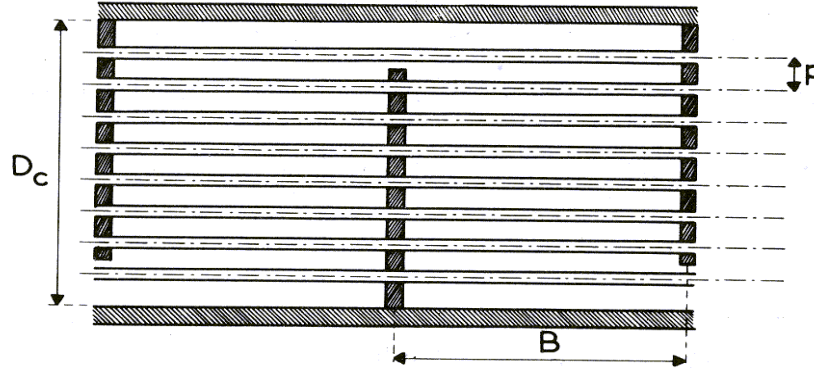


Figure IV.4 : Section de passage dans une calandre

$$G_{ct} = \frac{m_c}{a_{ct}} \dots\dots\dots\text{IV- 14}$$

$$a_{ct} = \frac{D_c}{p} (p - de).B \dots\dots\dots\text{IV- 15}$$

$$a_{ct} = \frac{1.5}{0,02} (0,02 - 0,01905).0,514$$

$$a_{ct} = 0,03662 \text{ m}^2$$

$$Re = \frac{G_{CT} \cdot D_{eq}}{\mu'} = \frac{4509880472.0,00769}{3.42}$$

Donc: **Re<sub>c</sub> = 10151.51**

⇒ **Régime turbulent**

$$\Rightarrow \quad \mathbf{Jh'} = 58 \quad \text{et} \quad f = 0,55 \quad [\text{A6}]$$



$$J_h = \left( \frac{h_0 \cdot De}{\lambda'} \right) \cdot \left( \frac{cp' \cdot \mu'}{\lambda'} \right)^{-\frac{1}{3}} \cdot \theta_c^{-1} \dots\dots\dots\text{IV- 16}$$

$$\frac{h_0}{\theta_c} = Jh' \cdot \left( \frac{\lambda'}{De} \right) \cdot \left( \frac{cp' \cdot \mu'}{\lambda'} \right)^{\frac{1}{3}} \dots\dots\dots\text{IV- 17}$$

$$\mathbf{h_0/\phi_c = 2354 \text{ kcal/m}^2 \text{ hr } ^\circ\text{C}}$$

▪ **Détermination de température de tube  $t_t$  :**

Le calcul de cette température est nécessaire pour estimer le terme correctif  $(\mu / \mu_t)^{0,14}$  noté  $\phi_t$  (côté tubes) et  $\phi_c$  (côté calandre), la résistance due à la paroi du tube est négligeable cela signifie que la température est la même sur les parois intérieure et extérieure.

$$t_t = T_c - \left( \frac{\frac{h_{i0}}{\theta_t}}{\frac{h_0}{\theta_t} + \frac{h_{i0}}{\theta_t}} \right) \cdot (T_c - t_c) \dots\dots\dots\text{IV- 18}$$

$$\Rightarrow \mathbf{t_t = 87.17^\circ\text{C.}}$$

▪ **Calculs des coefficients de film interne  $h_{i0}$  et externe  $h_0$  :**

✓ **Côté tubes (brut non traité)**

À  $t_t = 87.17^\circ\text{C}$ ,  $d_4^{87.17} = 0,756 \Rightarrow \mu_t = 1.23 \text{ Cp.}$

$$\theta_t = \left( \frac{\mu}{\mu_t} \right)^{0.14} = \left( \frac{1.0642}{0.802} \right)^{0.14} = 1.046$$

$$h_{i0} = \left( \frac{h_{i0}}{\theta_t} \right) \cdot \theta_t = 784.88 * 1.04$$

$$h_{i0} = 427.45 \text{ kcal/hr.m}^2.\text{°C}$$

✓ Côté calandre (brut traité)

$$\text{À } t_t = 93^\circ\text{C}, d_4^{93} = 0,7066 \quad \Rightarrow \quad \mu'_{t_t} = 0,49\text{Cst} = 0,346\text{Cp}$$

$$\theta_t = \left( \frac{\mu'}{\mu'_t} \right)^{0.14} = \left( \frac{0.9}{1.23} \right)^{0.14} = 0.957$$

$$h_0 = \left( \frac{h_0}{\theta_c} \right) \cdot \theta_c = 2354 * 0.957$$

$$h_0 = 2252.77 \text{ kcal/hr.m}^2.\text{°C}$$

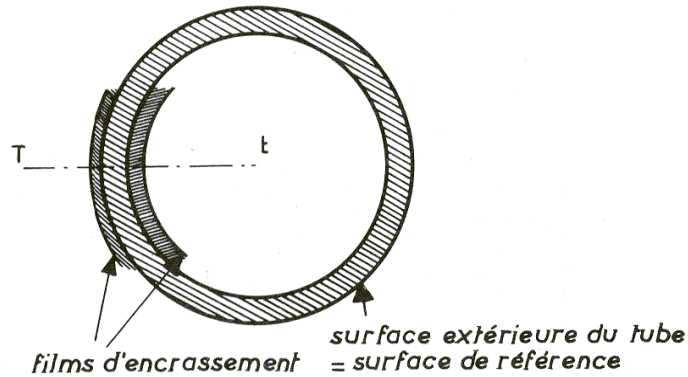
$$R_s = \frac{1}{U_s} = \frac{1}{h_0} + R_{s0} + R_{sio} + \frac{1}{h_{i0}} \dots\dots\dots\text{IV- 19}$$

Lorsque l'échangeur est neuf, les résistances  $R_{si}$  et  $R_{so}$  sont nulles et on définit alors un coefficient de transfert propre  $U_p$ , tel que :

$$\frac{1}{U_p} = \frac{1}{h_0} + \frac{1}{h_{i0}}$$

$$\Rightarrow U_p = 359.27 \text{ kcal/hr.m}^2.\text{°C}$$

Mais après un certain temps d'utilisation, il se produit des dépôts à l'intérieur et à l'extérieur des tubes et que ces dépôts constituent des résistances  $R_{sio}$  et  $R_{so}$  au transfert de chaleur, de sorte que le coefficient de transfert global diminue.



**Figure IV.5 : Films d'encrassement**

$$R_{so} = 0,00035 \text{ kcal/hr.m}^2.\text{°C}$$

$$\Rightarrow U_s = 295.56 \text{ kcal/hr.m}^2.\text{°C}$$

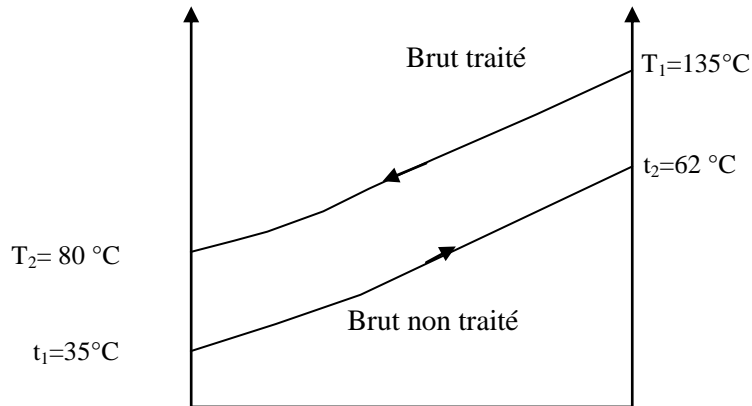
$$R_{sio} = 0,00035 \text{ kcal/hr.m}^2.\text{°C}$$

#### **IV.4.2 Calcul de la température logarithmique moyenne corrigée F.DTLM :**

La différence de température  $\Delta T$  requise pour satisfaire la relation de transfert de chaleur : est la  $\Delta TLM$  relative à la circulation des deux fluides.

$$Q = A.U_s.F.DTLM \dots\dots\dots IV- 20$$

Le schéma ci-après représente effectivement la circulation à contre-courant des deux fluides, ainsi que les températures d'entrée et de la sortie de l'échangeur.



**Figure IV.6 :** Echange thermique à contre-courant pur

Cette différence de température est calculée par la relation suivante :

$$DTLM = \frac{(\Delta t_1 - \Delta t_2)}{\ln\left(\frac{\Delta t_1}{\Delta t_2}\right)} \dots\dots\dots IV- 21$$

$$\Delta t_1 = T_1 - t_2 = 135 - 62 = 73 \text{ °C} \quad , \quad \Delta t_2 = T_2 - t_1 = 80 - 35 = 45 \text{ °C}$$

$$DTLM = 57.875 \text{ °C}$$

**Le facteur de correction F de la DTLM**

L'écoulement à contre-courant pur n'est réalisé que dans les échangeurs doubles tube. Dans notre cas l'échangeur étudié est un ensemble de 2 échangeurs simples placés en série et qui comportent une passe côté calandre et deux passes côté tube où la première passe coté tubes s'effectue en parallèle avec l'écoulement général côté calandre et la seconde passe est à contre-courant. C'est la raison pour laquelle on introduit le terme F qui mesure l'efficacité de l'appareil par rapport au contre-courant pur.

On tire sa valeur en utilisant les valeurs de (R, E) :

$$R = \frac{T_1 - T_2}{t_2 - t_1} = 2.04$$

$$E = \frac{t_2 - t_1}{T_1 - t_2} = 0.37$$

$$R = 2.04$$

⇒ À partir des Figures de correction [Annexe 6]      **F = 0,95**

$$E = 0.37$$

On multiplie la moyenne logarithmique de température calculée pour ce système par le facteur de correction approprié.      **DTLM.F = 54.982 °C**

#### IV.4.3 Calcul de la surface totale d'échange

$$A = \frac{\phi}{U_s \cdot F \cdot \Delta TLM} \dots\dots\dots\text{IV- 22}$$

$$\phi = m C_{p_f} (t_2 - t_1) \dots\dots\dots\text{IV- 23}$$

$$\phi = 404500 \cdot 0,562 (62 - 35) = 6137883 \text{ kcal/h} \Rightarrow \mathbf{A_{cal} = 377.71 \text{ m}^2}$$

On ajoute 10% de la surface pour selon les recommandations de la norme TEMA : [7,11]

$$A = A_{cal} + 10\% = \mathbf{415.475 \text{ m}^2}$$

##### IV.4.3.1 Surface d'échange nécessaire pour un taux de charge de 150%

Pour l'arrêt complet d'un train en cas des interventions, et pour optimiser l'exploitation des installations, en partage la charge du train sous travaux sur les deux autres ; dans ce cas en vas vérifier si la disposition d'un seul préchauffeur qui se trouve devant 150% de la charge habituelle est suffisante.

$$\mathbf{A' = 1.5(A) = 623.213 \text{ m}^2}$$

La surface nécessaire :     $A' = 623.213 \text{ m}^2$

La surface installée :     $A = 782 \text{ m}^2$

### IV.5 Etudes des pertes de charge

Les deux fluides traversent l'appareil sous l'effet d'un potentiel mesuré par la différentielle de pression  $\Delta p$  entre l'entrée et la sortie et que l'on appelle la perte de charge. La valeur de cette perte de charge est en fonction de la vitesse de circulation des fluides et de leurs caractéristiques physiques ainsi que de la géométrie de l'appareil.

Dans le cas d'un faisceau d'échangeur, **Kern** propose la formule de la perte de charge totale rencontrée par le fluide à l'intérieur et à l'extérieur des tubes  $\Delta p_t, \Delta p_c$ .

#### IV.5.1 Etudes des pertes de charge côté tubes

$$\Delta P_t = \frac{N_t \times N_c \times G_t^2}{1,271 \times 10^{12} \times d_b} \left[ \frac{f_t \times L}{d_b \times \phi_t} + 2 \right] \dots\dots\dots \text{IV- 24}$$

$N_c$  : nombre de passes coté calandre (1)

$n_t$  : nombre de passes coté tube (2)

$L$  : longueur des tubes

$G_t$  : la vitesse massique côté tubes  $G_t = 917,19 \text{ kg/m}^2\text{s}$

$f_t = f(\text{Re})$  : coefficient de friction

$\text{Re} = 6027.27 \Rightarrow f_t = 0.16 \text{ [A6]}$

**$\Delta p_t = 0,240 \text{ bar}$**

**$\Delta p_t < \Delta p_{\text{admissible}} = 0.87 \text{ bar}$  (Voir Tableau IV.2)**

#### IV.5.2 Etudes des pertes de charge côté calandre

$$\Delta P_c = \frac{N_c \times f_c \times G_c'^2 \times (N_b + 1) \times D_i}{1,271 \times 10^{12} \times d_c \times D_e \times \Phi_c} \dots\dots\dots \text{IV- 25}$$

$G_c$  : la vitesse massique côté calandre,  $G_c = 983,22 \text{ kg/m}^2\text{s}$

$f_c = f(\text{Re})$  : coefficient de friction  $\text{Re} = 10151.51 \Rightarrow f_c = 0,11 \text{ [A6]}$

$N_c$  : le nombre de chicanes transversales = 8

**$\Delta p_c = 0.204 \text{ bar}$**

$$\Delta p_c < \Delta p_{admissible} = \mathbf{0.52 \text{ bar}} \text{ (Voir Tableau IV.2)}$$

## **IV.6 Conclusion**

D'après les résultats de calculs de vérification thermique et dynamique qu'on a réalisée, on peut constater qu'après la chute importante de la production au niveau de champ OURHOUD, la configuration actuelle des batteries de préchauffage est surdimensionnée, et que l'exploitation d'un seul préchauffeur pour chaque train est largement possible même dans les scénarios les plus défavorables (un train hors service).

## Conclusion générale

L'objectif de ce travail est d'étudier le comportement thermique de deux écoulements dans un échangeur de chaleur, dans le cas actuel ces écoulements passe à travers une série de deux échangeurs faisceau et calandre (Préchauffeurs 10/20/30-HA-20-01 A/B). Au-delà de cette étude, une attention particulière a été portée sur la batterie des préchauffeurs (A et B) de train 10 et les fluides entrants : le brut non stabilisé et le brut stabilisé respectivement (coté faisceau et coté calandre).

Le monitoring des échangeurs de chaleur permet la bonne connaissance de l'évolution des paramètres thermique et dynamique des deux fluides sous les conditions spécifiques au processus ainsi la bonne exploitation de ces équipements pour assurer un compromis entre l'exploitation, la maintenance et la durée de vie. C'est le but de cette étude.

L'utilisation d'un équipement surdimensionné que ce soit statique ou rotatif a une gravité sur le rendement de processus d'un côté (bouchons de gaz, perturbation, ...) et sur l'équipement lui-même (érosion, durée de vie, vibration, ...) d'autre côté.

L'étude menée sur cet échangeur faisceau-calandre montre que l'exploitation de l'installation proposée est largement possible et que la surface d'échange nécessaire pour le préchauffage requis présente 53 % de celle existe sur un seul échangeur et 24.3 % de la surface totale actuellement installée [11] (deux échangeurs en série) prenant en considération les scénarios les plus délicats.

## Recommandations

Après cette étude, on a proposé les actions suivantes :

- Disposition d'un seul préchauffeur pour chaque train et garder le deuxième en standby.
- Permutation entre les deux préchauffeurs de temps en temps pour éviter le phénomène de stagnation qui est la cause principale de corrosion



- L'utilisation d'une disposition similaire pour les trois trains pour éviter de créer un chemin préférentiel de liquide.

### Références bibliographiques

- [1] MASSERON. J, L'économie des hydrocarbures, Paris, Edition Technip, 4e édition, 1991
- [2] ORGANISATION OURHOUD/CEPSA IWH-2 Concept Select Study, revision 0, April 2022  
P9
- [3] KARASAWA. T, K. AKIMOTO, Réalisation des installations de production d'huile, Algérie,  
Basis Of Design, Organisation Ourhoud 2000
- [4] RAJIV. M, Engineers India Ltd, Effectively Design shell and tube Heat Exchanger, 1988
- [5] SUPPORT DE FORMATION TOTAL, Les équipements, Les échangeurs de chaleur, Cours  
EXP-PR-EQ120 Révision 1, 2007, 58P
- [6] JGC CORPORATION, Operation and maintenance for heat exchangers, SIMAS, ITALY,  
Rev.2, 01/10/2000 7P
- [7] RICHARD C, byrne, Tubular Exchanger Manufacturers Association INC, 25 North  
broadway, Tarrytown, New York 1059, 9th edition (TEMA)
- [8] SCOTTI, Handling and installation instruction for heat exchanger, SIMAS, ITALY, Rev.2,  
01/10/2000
- [9] Algerian Decree 90-245, General Specification for hydrostatic testing of pressure vessels
- [10] Mechanical data sheet for LP production inlet heater, Ourhoud organization, revision R01,  
19/12/2000 8P
- [11] Process data sheet for P production inlet heater, Ourhoud organization revision R03,  
26/12/2000 5P
- [12] ROY A. Parisher, Robert A. Rhea, Pipe Drafting and Design, Fourth Edition, 2022
- [13] Bijan Elahi, in Safety Risk Management for Medical Devices, Second Edition, 2022
- [14] SILINI. M, Equipements statiques, SH/IAP SKIKDA, Séminaire 2020

[15] WUITHIER. P & COLLABORATEURS ; le pétrole, raffinage et génie chimique, tome I et II, 2eme édition TECHNIP, paris 1972

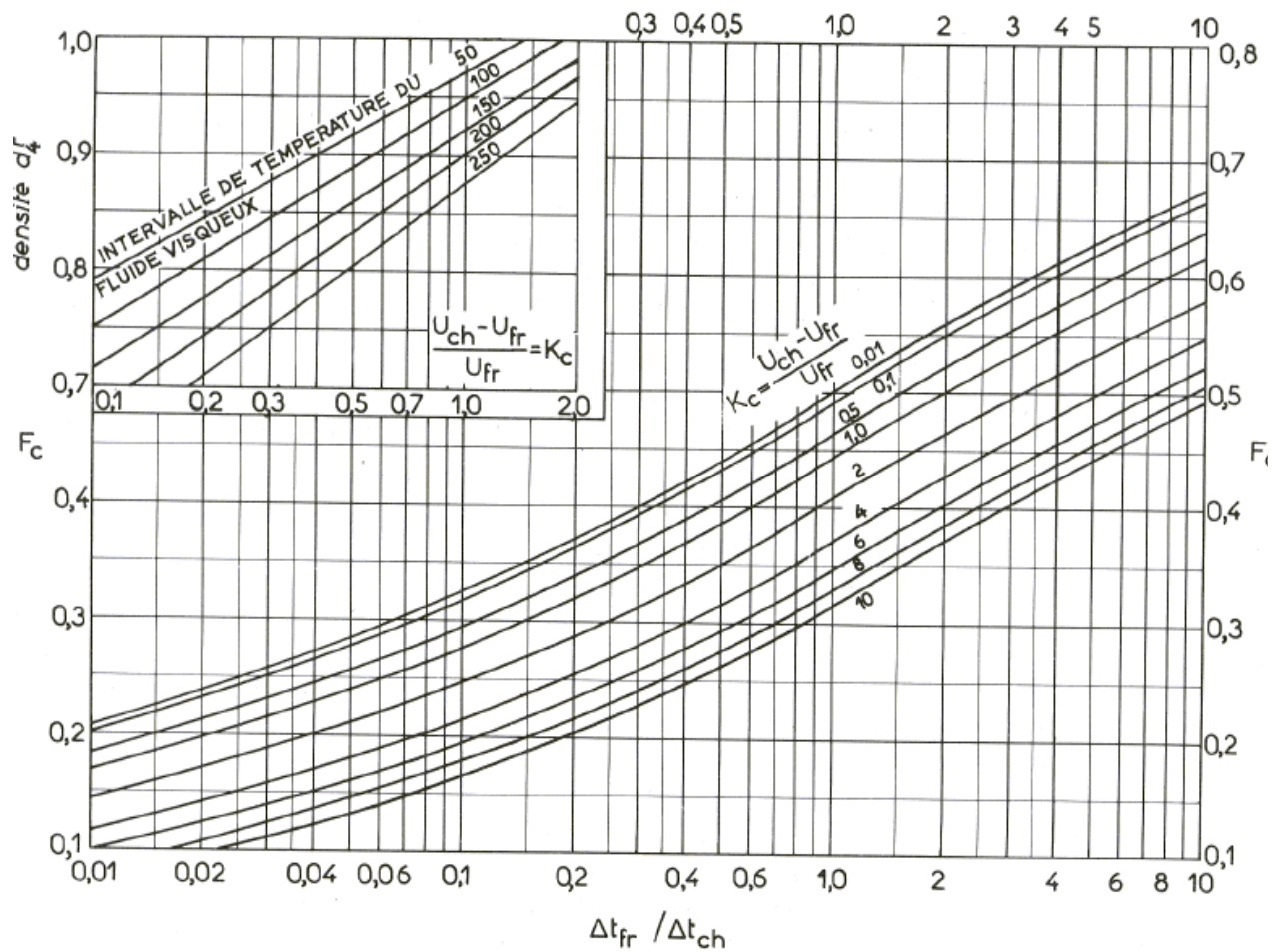
[16] ORD Sampling laboratory results, February 2021 to February 2022

Annexe 1 : Détermination des coefficients K, Kc, Fc

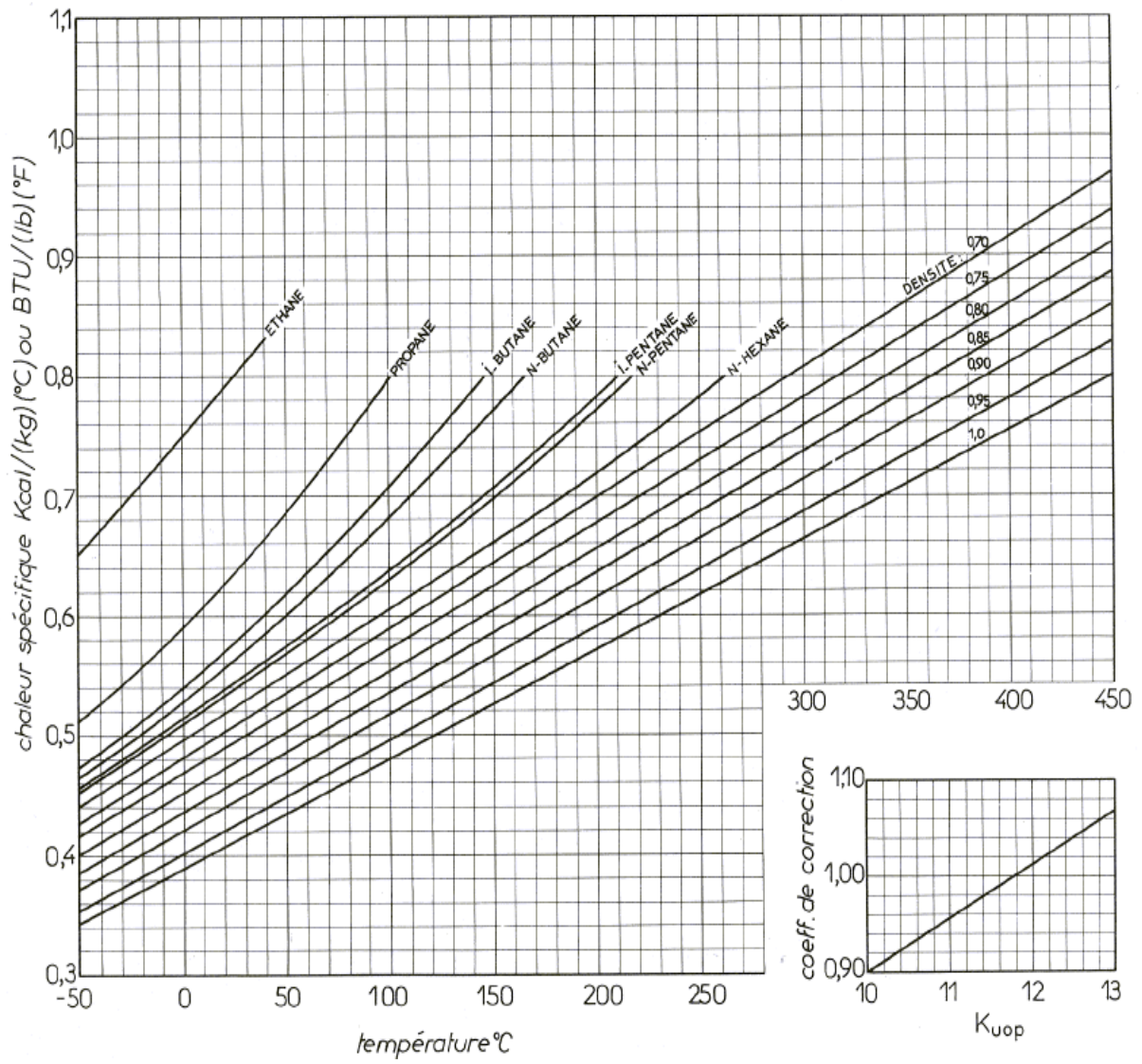
$$d_4^{20} = d_4^t \pm K (t - 20)$$

où K est un coefficient dépendant de la densité du produit, selon le tableau suivant :

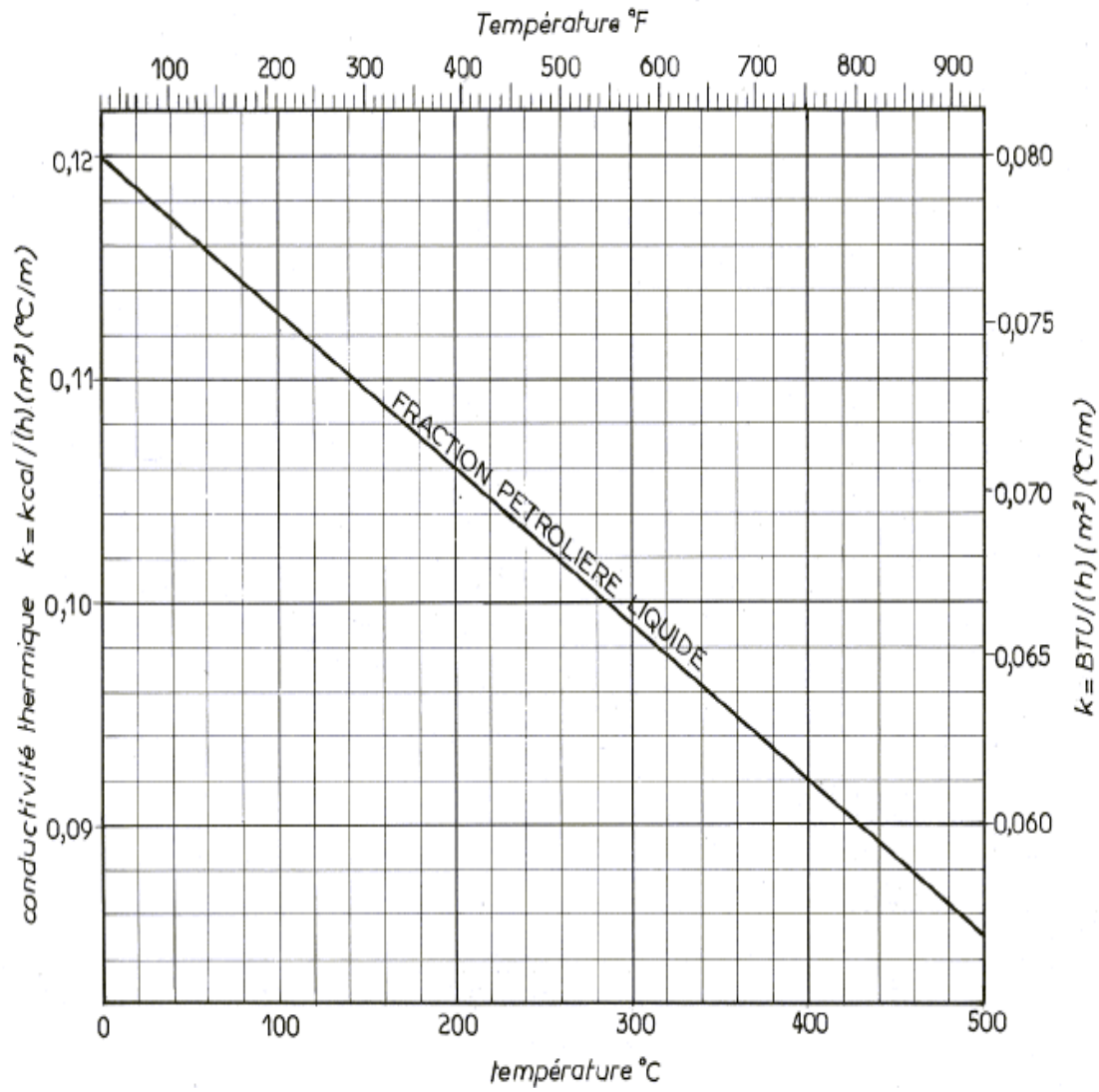
$d_4^{20}$	0,60-0,70	0,70-0,76	0,76-0,80	0,80-0,85	0,85-0,88	0,88-0,9
K	0,0009	0,00085	0,0008	0,00075	0,00065	0,00062



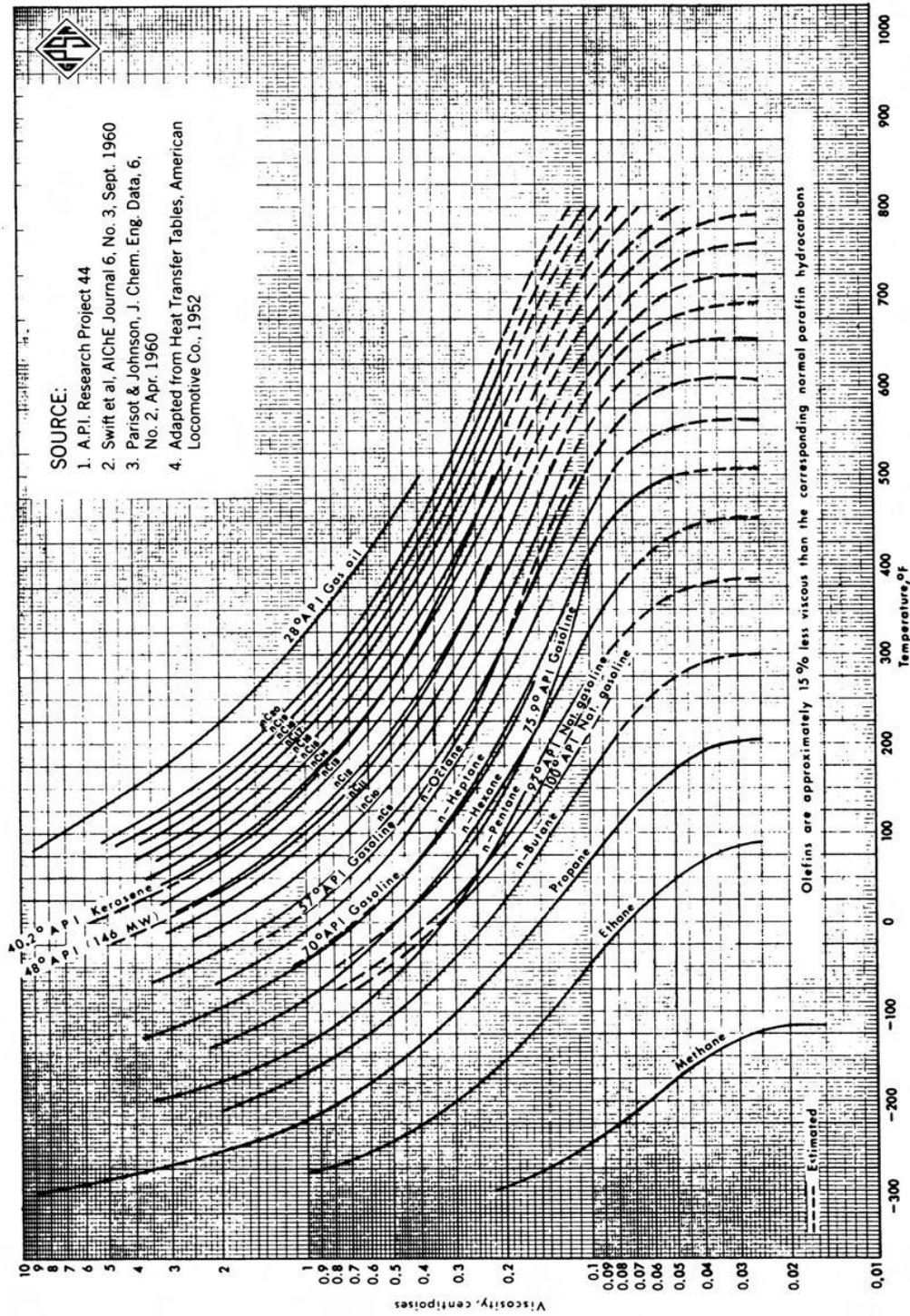
Annexe 2 : Chaleur spécifique des hydrocarbures



## Annexe 3 : Conductivité thermique des hydrocarbures liquides

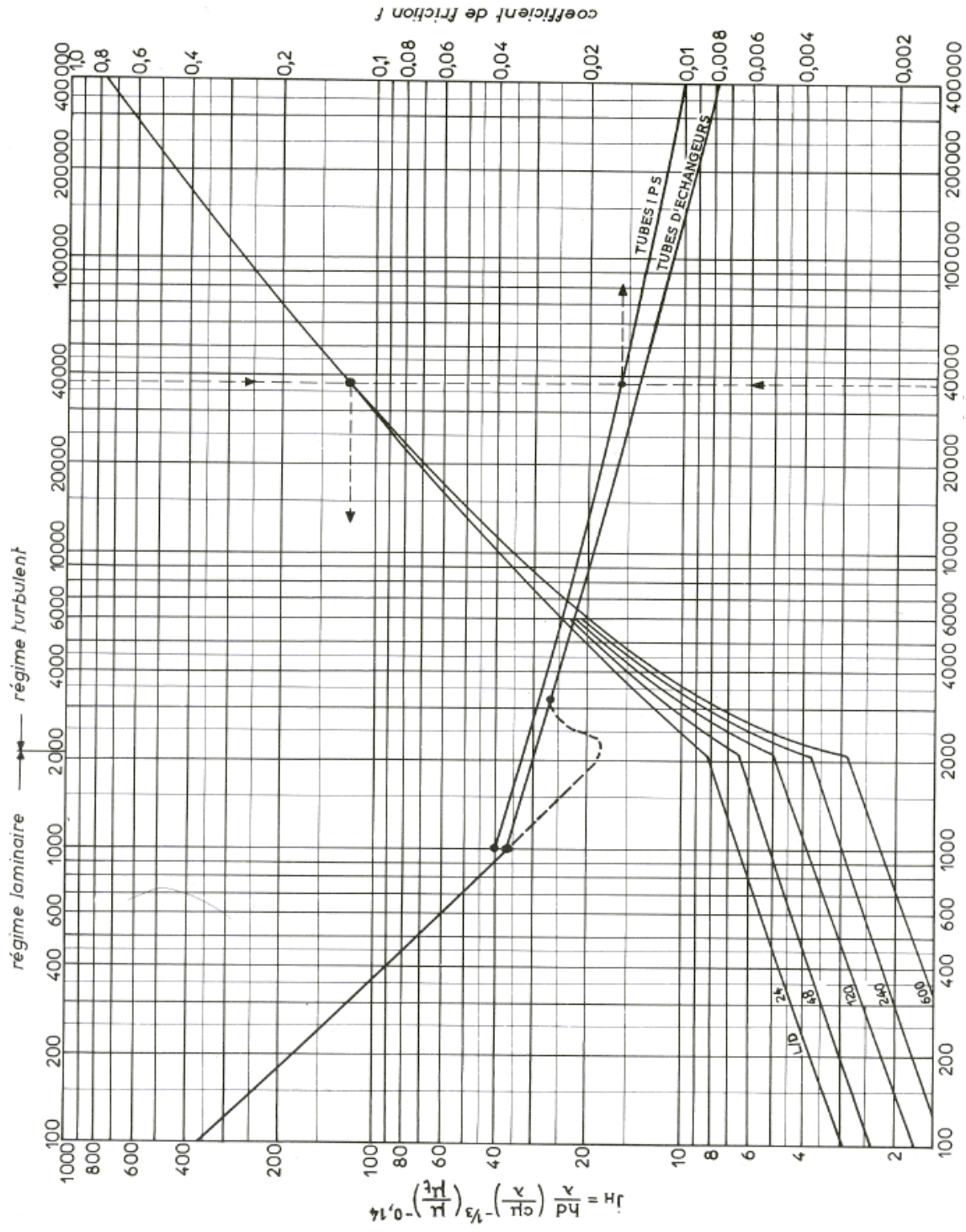


Annexe 4 : La viscosité en fonction de la température



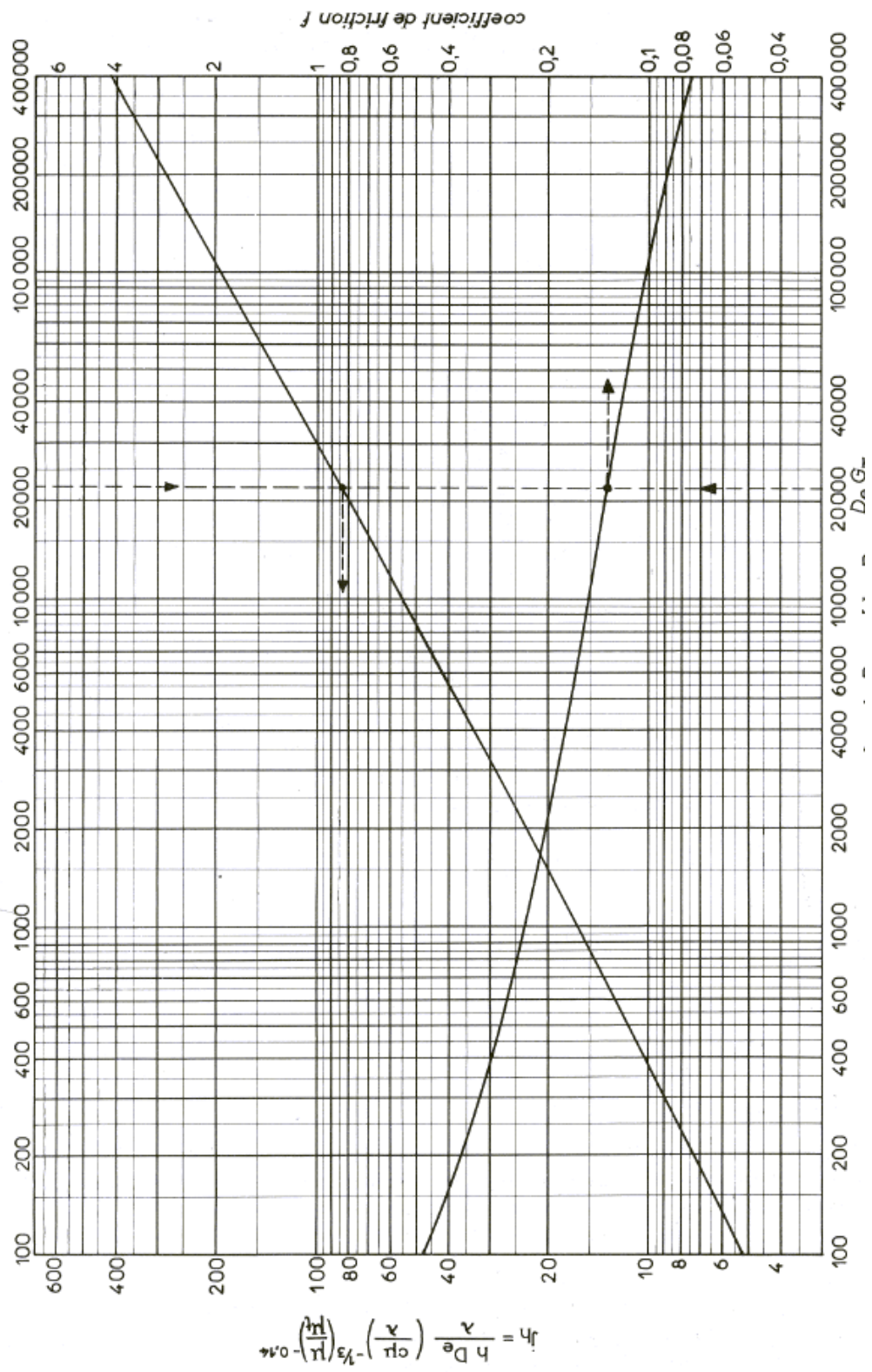


Annexe 5 : Coefficient de transfert et coefficient de friction f (Tubes)





Annexe 6 : Coefficient de transfert et coefficient de friction f (calandre)



## ملخص

يعتبر مركز إنتاج النفط الخام (أورهود) أحد الركائز المهمة لشركة سوناطراك بالنظر إلى الكمية المعتبرة من النفط الخام الذي ينتجه، حيث تجاوزت الكمية المصدرة مليار برميل عام 2019. يقوم هذا الأخير بمعالجة الخام القادم من المصائد البترولية لإخراجه كمنتج شبه نهائي، ويمر عبر عدة سلاسل فصل ومعالجة من أجل الحصول على هذا المنتج وفقاً لمتطلبات السوق الدولية، هناك سلسلة من المعدات المصممة وذات أبعاد محددة وفق تصميم عالي الدقة.

وبمرور الوقت، يشهد هذا الحقل انخفاضاً ملحوظاً في الإنتاج، وهذا هو الحال بالنسبة لجميع حقول النفط. من خلال هذا الانخفاض، تصبح المعدات المصاحبة إما صغيرة الحجم، مثل وحدات معالجة المياه الزيتية، أو كبيرة الحجم، كما هو الحال مع المبادلات الحرارية. في هذا المستند، اقترحنا تشغيل مسخن واحد لكل قطار بدلاً من اثنين، وبعد تحديد سطح التبادل الحراري اللازم للتسخين المطلوب وبالاعتماد على دراسة حرارية هيدروليكية، وجدنا إمكانية استخدام التكوين المقترح دون عوائق.

**كلمات مفتاحية:** سوناطراك - أورهود - براميل - معالجة - مسخن - مساحة التبادل

## Abstract

The crude oil production center (Ourhoud) is one of the most important pillars of Sonatrach, given the large amount of crude oil it produces, as the exported quantity exceeded one billion barrels in 2019. The main role of this center is to treat the crude coming from the oil fisheries to get it out as a marketable product, and it passes through several separation and stabilization chains. In order to obtain this product in accordance with the requirements of the international market, there are a series of dimensionally designed and high-precision design equipment. Over time, this field is experiencing a significant decline in production, and this is the case for all oil fields. Through this reduction, associated equipment becomes either small, such as oil water treatment units, or large, as heat exchangers.

In this document, we propose to operate one heater per train instead of two, and after determining the heat exchange surface needed for the required pre-heating and based on a thermo-hydraulic study, we find that the proposed configuration can be used without any problem.

**Keywords:** *Sonatrach – Ourhoud – barrels – stabilization – preheater – exchange surface*

## Résumé

Le centre de production de pétrole brut (*Ourhoud*) est un complexe qui représente l'un des piliers importants pour la société *Sonatrach*, vu la quantité considérable de pétrole brut qu'il produit. Où la quantité exportée a dépassé un milliard de barils en 2019.

Ce dernier, traite le brut venant du gisement afin de le sortir comme produit semi-fini, passant par plusieurs chaînes de séparation et de stabilisation. Afin d'obtenir ce produit conforme aux exigences de marché international, il existe une série d'équipements conçus et dimensionnés avec une conception de haute précision. Et avec les derniers temps, ce champ connaît une diminution remarquable en termes de production, et c'est le cas de tous les champs pétroliers.

Par cette diminution, les équipements associés deviennent soit sous-dimensionnés comme les unités de traitement des eaux huileuse, soit surdimensionnés, c'est le cas des batteries des échangeurs de chaleur.

Dans ce mémoire, on a proposé l'exploitation d'un seul préchauffeur pour chaque train au lieu de deux, et après la détermination de la surface d'échange nécessaire pour le préchauffage requis et basant sur une étude thermo-hydraulique on a confirmé la possibilité d'exploiter la configuration proposée sans souci.

**Mots clés :** *Sonatrach – Ourhoud – barils – stabilisation – préchauffeur - surface d'échange*