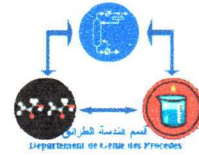


REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



**UNIVERSITE KASDI MERBAH
OUARGLA**



FACULTÉ DES SCIENCES ET SCIENCES DE L'INGÉNIEUR

DEPARTEMENT GENIE DES PROCÉDES

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état

Spécialité: Génie des Procédés

Option: Génie Chimique

Présenté par :

Harkat Laiche

Sellat el Hachemi

Thème:

**Conception d'une unité de dessalage
électrostatique à l'unité
de Guellala**

Devant le jury:

ARBAOUI N.EDDINE	M.C	Université de Ouargla	Président
ZEROUKI HAYAT	M.C	Université de Ouargla	Examineur
KATEB LAMYA	M.C	Université de Ouargla	Examineur
BEBBA ABDEHAFID	M.Conf	Université de Ouargla	Rapporteur

Année Universitaire:2004-2005

DEDICACE

Je dédie ce travail à

Mon père

Ma mère

*Qui m'ont apportés tout le soutien durant
toute ma scolarité ,*

A mon grand père laïche dont je porte le prénom

A mon frère Moheiddine et à toutes la famille Harkat

A mohammed et Brahim pour leur soutien logistique

A abdelmounaem , Ishak et Toufik

*A tous mes amis : Ramzi , Nouri , Khaled ,
Salim et Mounir ,*

*A tous ceux qui m'ont aide de prés ou
de loin à réaliser ce travail.*

LAICHE

Remerciement

*Avant toute chose , je remercie Dieu le tout puissant
qui m'a donné la force, le courage, la volonté et la patience
durant toute ma scolarité.*

Qu'il me soit permis de remercier Messieurs :

*BEBBA Abdelhafid, notre encadreur,
SIGNI Laadjal : chef de département des sciences de l'Ingénieur
BELKHIRI Said ingénieur d'état ,
ARBAOUI Chargé de cours ,
Pr.SAOULI Salah : Président du, comité scientifique ,
SELLAMI : chargé de cours ,
SEKRIFA Mohammed Lamine : chargé de cours ;
SIDAT MOSTAFA ,
Mesdemoiselles ZERROUKI Hayat et CHAOUCHE Noura
pour leur aide précieuse , les conseils et les encouragements
qu'ils m'ont prodigués pour mener à bien et à terme
ce modeste travail .*

*Qu'ils trouvent ici l'expression de mon profond respect
et mes sincères remerciements .*

*Je tiens à remercier tous les enseignants de l'Université
de Ouargla pour le savoir qu'il nous ont transmis .*

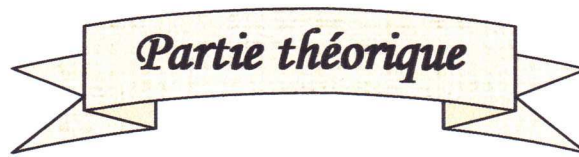
*Ma reconnaissance et mes remerciements vont
aux professeurs membres du jury qui ont accepté de juger
notre modeste travail..*

NOMONCLATURE

V_d	: Vitesse de décantation m/s.
V_p	: Vitesse de pétrole brut m/s.
D_p	: Diamètre de la particule d'eau m
\emptyset	: Coefficient de résistance, ou coefficient de traînée
h_e	: Hauteur de l'émulsion m
h_i	: Hauteur interface eau brut
σ	: Temps de séjour
V_{eff}	: Vitesse de pétrole
X	: Teneur en eau de brut a dessalé
Z	: Teneur en eau de brut dessalé
S_e	: Teneur en sel du brut a dessalé
S_s	: Teneur en sel de brut dessalé
Q_b	: Quantité de brut à dessaler
Q_w	: Quantité d'eau de purge
Q_d	: Quantité du brut dessalé
Q_e	: Quantité d'eau de purge
m	: Débit massique de pétrole
M	: Débit massique de gasoil
T	: Température de gasoil
t	: Température de pétrole brut
F	: Coefficient de correction
U	: Coefficient de transfert de chaleur sale
U	: Coefficient de transfert de chaleur propre
A	: Surface d'échange
T_c	: Température de gasoil
T_c	: Température de pétrole brut
t_t	: Température de tubes
a	: Section de passage
G	: Vitesse massique
Re	: Nombre de Reynolds
J_h	: Coefficient de fonction de transfert de chaleur
f	: Coefficient de friction
h_i	: Coefficient de film intérieur
h_o	: Coefficient de film extérieur
\emptyset	: Correction pour chauffage refroidissement
D_e	: Diamètre équivalent
D_c	: Diamètre de calandre
R_s	: Résistance d'encrassement
ΔP	: Perte de charge

N_t	: Nombre des tubes
N_c	: Nombre des chicanes
n_t	: Nombre de passes coté tube
n_c	: Nombre de passes côté calandre
μ	: Viscosité
λ	: Conductivité thermique
C_p	: Chaleur spécifique
B	: Espacement entre chicanes
P	: Pas
P_{asp}	: Pression d'aspiration
P_{ref}	: Pression de refoulement
NPSH	: Net positive Suction Head
L_B	: Hauteur de ballon d'aspiration
L_{dess}	: Hauteur de ballon de refoulement
P_{abs}	: Puissance absorbée
C_v	: Constante de débit

SOMMAIRE :



Chapitre introductif :

Introduction générale	01
Problématique	07

Chapitre I : Présentation du site d'étude

I.1 – Présentation de la région	08
I.1.1 – Situation géographique	08
I.2 – Présentation de l'unité du Guellala	11
I.2.1 – Introduction	11
I.2.3 – Unité de Boosting	13
I.2.3 – Unité de traitement du gaz UTG	14
I.2.3 – Section de traitement et de séparation de pétrole brut	19

Chapitre II : Généralités sur les sels

II.1 – L'eau et le sel dans le pétrole	20
II.2 – La nature des sels	21
II.3 – Inconvénients des sels	22
II.3.1 – Inconvénients d'un mauvais dessalage	23
II.4 – Théorie de l'émulsion	24
II.4.1 – Nature des émulsions	24
II.4.2 – Les facteurs favorisant la stabilité de l'émulsion	25
II.4.3 – Les facteurs favorisant la rupture de l'émulsion	26

Chapitre III : Généralités sur les opérations de dessalage

III.1	– Décantation dans un Bac	28
III.1.1	– Définition	28
III.1.2	– Durée de la décantation	29
III.1.3	– Opérations du bac de décantation	29
III.2.	– Décantation continue en Wash Tank	30
III.2.1	– Description de Wash Tank	30
III.2.2	– Fonctionnement	30
III.2.3	– Mesure du BSW	32
III.2.4	– Calcul de la teneur en eau de la production	33
III.3	– Les réchauffeurs	34
III.3.1	– Les réchauffeurs directs	34
III.3.2	– Les réchauffeurs indirects	34
III.4	– Injection de désémulsifiant	36
III.4.1	– Types des produits désémulsifiant employés	36
III.4.2	– Recherche des produits désémulsifiant les plus efficaces.....	37
III.4.3	– Point d’injection d’agent désémulsifiant	37
III.5	– Le dessalage électrostatique	38

Chapitre IV : Dessalage électrostatique du pétrole brut

IV.1	– Dessalage électrostatique de pétrole brut	39
IV.2	– Mécanisme de dessalage	45
IV.3	– Equipement d’un dessaleur électrostatique	46
IV.3.1	– Les éléments du dessaleur électrostatique de la raffinerie de Hassi Messaoud	47
IV.3.1.1	– Tuyauteries	47
IV.3.1.2	– Electrodes	48
IV.3.1.3	– Ensemble transformateur-réactance	48
IV.3.1.4	– Instrumentation	49
IV.3.1.5	– Accessoires	50
IV.3.2	– Description des équipements de l’unité de dessalage du CPF	51
IV.3.2.1	– Introduction	51
IV.3.2.2	– Description des équipements du CPF	52

IV.3.2.2.1 – Récipient et tuyauteries	52
IV.3.2.2.2 – Réseau électrique	55
IV. 4 – Les Paramètres normaux de fonctionnement	57
IV.4.1 – Charge du brut	57
IV.4.2 – Température du brut	57
IV.4.3 – Pression du dessaleur	58
IV.4.4 – Contrôle du niveau d'eau	59
IV.4.5 – Contrôle du niveau d'huile	59
IV.4.6 – Couche d'émulsion	59
IV.4.7 – Tension d'électrode	60
IV.4.8 – Eau de dilution	60
IV.4.9 – Produit chimiques désémulsifiant	61
IV.5 – Efficacité de dessaleur et efficacité de dessalage	62
IV.6 – Règle de sécurité	64



Partie calcul

V.1 – Dimensionnement d'un dessaleur électrostatique

1 – Détermination de la quantité de l'eau de lavage minimal à injecter	66
2 – Bilan matière	67
3 – Calcul de la vitesse de décantation	68
4 – Calcul de coefficient de résistance	68
5 – Calcul de diamètre de dessaleur	70
6 – Calcul de volume de dessaleur	71
7 – Temps de séjour	72
8 – Détermination de la vitesse de pétrole et celle effective de décantation	72
9 – Calcul de la distribution	73
10 – Calcul de l'efficacité de dessaleur et celle de dessalage..	75
11 – Caractéristiques électriques	76

V.2 – Dimensionnement d'un échangeur

1	– Introduction de dimensionnement d'un échangeur	79
2	– Dimensionnement d'un échangeur à faisceau calandre..	80
2.1	– Introduction	80
2.2	– les données de départ.....	80
2.3	– Calcul d'un échangeur	82
3	– Résumé	93

V.3 – Dimensionnement de la pompe

1	– Introduction	94
2	– Les pompes centrifuges	94
3	– Calcul de la pompe	95

V.4 – Dimensionnement de la vanne de mélange

1	– Définition	98
2	– Détermination du C_v	98
	Conclusion générale	99
	Annexes	

Chapitre introductif

Introduction générale :

Le **pétrole** est une huile minérale. Le mot vient du latin *petraoleum* « huile de pierre ».

- En 1855, le chimiste américain Benjamin Silliam Jr. (1816-1885), reprenant des travaux antérieurs, retrouva un certain nombre de produits naturels par distillation du pétrole : goudrons, lubrifiants, naphta, solvants pour les peintures ainsi que l'essence qui, considérée à l'époque comme produit mineur, était utilisée comme détachant.
- En 1857, la ville de Bucarest était la première au monde éclairée au pétrole.
- En 1900, le principal usage du pétrole était celui du « pétrole lampant » qui venait de remplacer chandelles et bougies et brûlait dans des lampes à pétrole en cuivre ou porcelaine.

En 1857 et 1858 la production mondiale de pétrole était de 200 tonnes par an et provenait entièrement de Roumanie.

En 1859 les USA produisent 274 tonnes et entre 1860 et 1863 commence la production au Canada et en Russie.

C'est depuis la fin du XIX^e siècle et plus encore au début du XX^e siècle que le pétrole a pris toute son importance comme combustible en vue de produire de l'énergie puis, dans l'entre-deux-guerres, comme matière première pour la production de multiples matières plastiques et méthode de chauffage.

Ces deux derniers usages du pétrole se sont tellement généralisés au cours du XX^e siècle qu'une bonne partie de l'économie mondiale repose maintenant sur lui, à tel point que les problèmes d'approvisionnement des pays consommateurs fragilisent l'équilibre géopolitique avec les pays producteurs. [8]

Formation :

Le pétrole est issu de la décomposition de matières organiques végétales et animales qui se sont accumulées au fond des océans il y a des millions d'années (environ 450 à 500 millions). Cette matière organique, collectée dans des endroits confinés (lagunes, deltas, ...) s'enfonce alors lentement à des profondeurs de plus en plus importantes.

Avec la chaleur interne de la terre, la pression, en présence de bactéries et en l'absence de l'oxygène, l'ensemble des matières organiques en présence ont été lentement décomposées et transformées en gaz et en un liquide plus ou moins visqueux qui est le pétrole.

Selon la configuration du terrain, la variété des produits enfouis (matières végétale, animales, plancton...) et d'autres paramètres, le pétrole formé peut être plus ou moins soufré, plus ou moins léger ou contenir plus ou moins de sel.

Le pétrole léger, moyen ou lourd est le résultat de la décomposition d'organismes du carbonifère (micro-organismes, animaux et végétaux), pris au piège dans les sédiments. Il se forme d'abord en kérogène qui se transforme lui-même (suivant les différentes conditions environnementales) en pétrole, gaz ou charbon. Cette transformation n'a lieu qu'en milieu réducteur (cette condition est généralement liée à la pauvreté du milieu en oxygène), par un ensemble de réactions chimiques complexes dans des conditions de température et de pression élevées

On parle de produit fossile, comme pour le charbon (résultat d'une transformation différente qui se produit sur des organismes de la même époque), en raison de la durée nécessaire pour la formation des sédiments, de l'ordre de dizaines voire des centaines de millions d'années.

Cependant, dans quelques rares cas, on a pu déterminer une formation beaucoup plus rapide, de l'ordre du million d'années.

Pour obtenir dans un endroit un **système pétrolier actif** , cinq conditions doivent être réunies :

1 : Présence d'une *roche source* (ou *roche mère*), strate sédimentaire très riche en matière organique. En général, il s'agit de grès, d'argile, de schiste ou de charbon généré durant l'une des six périodes de fort réchauffement climatique, le jurassique supérieur et l'aptien étant les plus productives. Les sédiments en question se solidifient en roches poreuses, pouvant se retrouver à plusieurs centaines de mètres de profondeur (jusqu'à trois kilomètres pour les plus profondes).

2 : Maturité de la roche source : Pour que les matières organiques se transforment en plusieurs phases en eau et en kérozène, puis en pétrole et en gaz, il faut avoir atteint la « fenêtre » nécessaire, en temps et en température.

Ces hydrocarbures finissent par quitter la roche mère sous l'effet de la pression ; leur faible densité (généralement inférieure à la densité de l'eau) les entraîne vers la surface. Si aucune barrière naturelle ne s'oppose à cette migration, le pétrole peut remonter jusqu'à la surface et y affleurer, d'où une nouvelle condition nécessaire .

3 : Présence d'une *roche réservoir* , suffisamment poreuse (sables, carbonates ou dolomites sont les réservoirs les plus courant) pour que les hydrocarbures s'y imprègnent. Au plus le réservoir est poreux, au plus l'extraction sera facile.

4 : La condition pour que cette couche conserve le pétrole est qu'elle soit surmontée par une couche imperméable, dite de couverture qui peut être une roche comme de l'argile par exemple, ou un dépôt du à l'évaporation d'eau de mer (sel, gypse) ce sont alors des pièges stratigraphiques.

5 : Pour que les fluides se réunissent en un point, il faut encore qu'il existe une structure piège, c'est-à-dire un dôme dans la surface de contact entre le réservoir et la roche de couverture. Les pièges les plus vastes sont ceux formés par les déformations anticlinales, mais les failles jouent aussi un rôle important. Certains pièges sont directement issus d'anciens éléments du paysage : par exemple, un récif corallien, une fois fossilisé et encastré dans une roche imperméable, peut être une structure piège convenable.

Si les conditions dynamiques (mouvements des hydrocarbures fluides dans le réservoir) naturelles ou provoquées artificiellement sont favorables, on obtient alors un gisement exploitable. [8]

Composition :

Le pétrole est un mélange d'hydrocarbures. Ces hydrocarbures se présentent sous forme de chaînes linéaires plus ou moins longues, ou bien des *chaînes cycliques* naphéniques ou aromatiques. On distingue les différents types de pétrole selon leur densité, leur fluidité, leur teneur en soufre et leur teneur en différentes classes d'hydrocarbures.

On dit alors que le pétrole est paraffinique, naphénique ou aromatique. On les distingue aussi parfois selon leur provenance (Golfe Persique, Mer du Nord, Vénézuéla, Nigeria). [8]

Il existe des centaines de bruts de par le monde ¹. Les plus connus sont l'**Arabian light** (brut de référence du Moyen Orient), le **Brent** (brut de référence européen) et le West Texas Intermediate (**WTI**) (brut de référence américain).

En général, le brut, selon sa provenance, peut contenir du gaz dissous, de l'eau salée, du soufre et des produits sulfurés. Il a une composition trop complexe pour être décrite en détails. Il faut distinguer simplement 3 catégories de bruts :

- ☞ les bruts à prédominance **paraffiniques**
- ☞ les bruts à prédominance **naphéniques**
- ☞ les bruts à prédominance **aromatiques**

Il faut signaler également qu'il existe des bruts aptes à faire du bitume, ce sont des bruts très lourds de type Boscan, Tia Juana, Bachaquero ou Safaniya et Kuwa.

Prix :

Après le choc pétrolier de 1973, les prix du pétrole ont commencé à beaucoup fluctuer. Les producteurs, raffineurs et consommateurs ont ressenti le besoin de se protéger contre cette volatilité, grâce à des instruments financiers.

À cette fin, à New York, le NYMEX (*New York Mercantile EXchange*) introduit en 1978 les contrats *futures* sur le fuel oil domestique. En 1980, un groupe d'entreprises des secteurs financiers et de l'énergie fonde à Londres l'IPE (*International Petroleum Exchange*) et lance, un an plus tard, des contrats *futures* sur le gasoil. Les options sont introduites sur le NYMEX en 1986.

Aujourd'hui, le NYMEX et l'IPE sont les deux plus importants marchés organisés dans le domaine de l'énergie. On peut y échanger des contrats notamment sur le *light, sweet crude oil* (brut léger contenant peu de soufre), le *heating oil*, le *unleaded gasoline* (essence sans plomb) à New York et sur le *brent crude* (également un brut léger peu soufré, mais produit en Mer du Nord) et le *gaz oil* à Londres.

Ces contrats ont connu un vif succès avec des volumes de transactions en croissance chaque année. En 2003, il s'est échangé plus de 180 millions de barils par jour au travers de contrats *futures light, sweet crude oil* sur le NYMEX. [8]

Problématique :

Le pétrole brut produit, nécessite des opérations de traitement, parmi elles, on cite la séparation, le dessalage qui est l'objet de notre étude.

Notre étude a été axée surtout sur le procédé de dessalage. Pouvant être réalisé à l'unité de GUELLALA démontrée ainsi dans le partie calcul.

A cet effet, nous avons présenté deux exemples qui sont appliqués :

- à la nouvelle raffinerie de Hassi Messaoud.
- à les appareils de dessalage du CPF à Hassi Berkine.

De mieux, nous avons tenté de réponse à toutes les questions susceptibles d'être posées comme :

- Quelle est la nature des sels et quels sont leurs effets sur les équipement et installations ?
- Existe t – il d'autres procédé autre que le dessalage électrique?
- Quel est le principe du dessalage électrique?
- Quels sont les paramètres de fonctionnement de l'appareil de dessalage?
- Quelles sont les mesures de sécurités à prendre en compte et à appliquer?

Notre travail se présente sous 04 chapitres :

Partie théorique :

Chapitre 1 : La présentation du site d'étude

Chapitre 2 : Les généralités sur les sels

Chapitre 3 : Généralités sur les opérations de dessalage

Chapitre 4 : le dessalage électrique

La partie calcul nous a permis de déterminer le dimensionnement du dispositif de dessalage et en fin une conclusion.

Chapitre 1 :
présentation de site
d'étude

I-1-Présentation de la région :**I-1.1-Situation géographique :**

La région de HAOUD BERKAOUI représente l'une des dix principales zones productrices d'hydrocarbures du Sahara Algérien.

Sur la route RN° 49 dite nationale reliant Ghardaïa à Hassi Messaoud, et à 35 Km au sud-ouest de Ouargla, un carrefour indique la présence d'un champ pétrolière, il s'agit de la région de HAOUD BERKAOUI.

Cette région est située à 100 Km de Hassi Messaoud, à 770 Km au sud de la capitale (Alger), elle est très importante en raison de sa part de production des hydrocarbures du pays.

Elle s'étend du sud et de Ghardaïa jusqu' au champ extrême Boukhanza, près de la route de Touggourt.

A ce jour là, 100 puits sont en exploitation répartis sur l'ensemble des champs, dont 73 puits en gaz lift, et 27 éruptifs la production cumulée depuis l'origine est de 86 millions de m³, pour des réservoirs globaux en place de 472 millions de m³.

Toutes les quantités d'huile et de gaz récupérées sont acheminées vers les différents centres de production de la région.

Il existe trois principaux centres de production Haoud Berkaoui, Benkahla et Guellala.

- **Le champ de Haoud Berkaoui :**

Sur une superficie de 175 Km², ce champ découvert en mars 1965 par la CFPA (Compagnie Française de Pétrole Algérien) par le forage du puit OK101. situé au sommet de l'anticlinal.

La mise en production de ce gisement à lieu en janvier 1967, la production de HBK se compose d'une unité de séparation d'huile avec une capacité de 8000 m³/j, d'une autonomie de stockage de 13000 m³, d'une unité de boosting gaz de 1 million m³/j et d'une unité de station d'injection d'eau à raison de 6000 m³/j.

- **Le champ de Benkahla :**

Le gisement du Benkahla a été découvert en novembre 1966 par la même compagnie (CFPA) par le forage du puit OKP24.

Sur une superficie de 72 Km², ce centre de production de Benkahla, est composé d'une unité de séparation d'huile de 5000 m³/j, et d'une unité de boosting gaz de 560000 m³/j, toute la production d'huile de Benkahla est expédiée vers le centre de production HBK.

- **Le champ de Guellala :**

Ce champ est découvert le 28 octobre 1969 par le forage de GLA1, sa mise en production effectuée en février 1973.

Il s'étend sur une superficie de 35 Km², avec une profondeur moyenne de 3500 m.

Actuellement, le centre de production se compose d'une unité de séparation d'huiles d'une capacité de $3600 \text{ m}^3/\text{j}$, d'une unité d'injection d'eau d'une capacité de $6000 \text{ m}^3/\text{j}$, d'une unité de déshuilage d'une capacité de $10 \text{ m}^3/\text{h}$, et d'une unité de boosting gaz de $762000 \text{ m}^3/\text{j}$.

Cette station est également dotée d'une unité de traitement de gaz d'environ $2,4$ millions m^3/j , sa capacité de récupération est estimée à 500 tonnes par jour, de GPL et de 90 tonnes par jour de condensats.

Cette unité de traitement est accompagnée d'une unité de compression de gaz à 75 bars d'une capacité de $1660000 \text{ Sm}^3/\text{j}$, pour les besoins, en gaz lift des puits de la région, les volumes restant étant expédiés vers Hassi R'mel par le gazoduc, GR₁, depuis sa mise en service 1992, 134 millions m^3 de gaz sec ont été ainsi expédiés vers Hassi R'mel, auxquels s'ajoutent 32850 tonnes de GPL.

[1]

I-2-Présentation de l'unité du Guellala :**I-2.1-Introduction :**

L'usine de traitement de gaz UTG de Guellala est conçue pour la récupération des gaz associés issus de la séparation du pétrole brut HP, MP et BP des champs de HBK, GLA et BKA au lieu d'être torchés, elle a pour but de produire.

1) Le gaz commercial conforme aux spécifications suivantes :

Capacité : 1236103 Nm³/j

Teneur en H₂O : 50 ppm

Teneur en C₅⁺ : 0,5 % mol.max

Pression : 74 bars

Température : 60 °C

2) le GPL (gaz de pétrole liquéfié) :

Capacité : 500 T/j

Teneur en H₂O : 50 ppm max

Teneur en C₂⁺ : 3 % max

Teneur en C₅⁺ : 0,5 % max

Pression : 50 bars

Température : 60 °C

3) le gaz de Gaz lift :

Capacité	: 42000 Nm ³ /j
Teneur en H ₂ O	: 50 pm vol max
Point de rosée	: 10 °C 80,5 bars
Teneur en C ₅ ⁺	: 0,5 % max
Pression	: 140 bars
Teneur en C ₅ ⁺	: 60 °C

4) le condensât :

Capacité	: 90 T/j
Point de bulle	: 45 °C à 2,5 bars
Pression	: 10 bars

La capacité de traitement de l'UTG est de 236910 N m³/j de gaz brut provenant des trois champs réparti comme suit :

1) Boosting de Haoud Berkaoui:

Deux trains de compression K-101 A/B : 1,042.10³ Nm³/j

2) Boosting de Benkahla :

Un train de compression HP K-201 de capacité : 562.10³ Nm³/j

3) Boosting de Guellala :

Un train de compression K-301 de capacité : 765.10³ Nm³/j

I-2.2-Unité de Boosting :

La section de boosting de Guellala se compose d'un seul train de compression. Les gaz d'alimentation BP, MP et HP sont disponibles à partir des lignes de torches. Le gaz BP passe dans le ballon d'aspiration V-300 où les entraînements de pétrole brut sont enlevés et recueillis dans le ballon V-304 ensuite renvoyés aux séparateur BP existant sous pression de gaz HP, puis le gaz comprimé jusqu'à la pression de gaz MP(2bars) par la soufflante K-300. le gaz BP ainsi comprimé sera mélangé avec le gaz provenant des lignes de torche MP et d'appoint de V-401, et est introduit dans le ballon d'aspiration 1^{er} étage V-301 du compresseur K-301 où les gouttelettes d'huile entraînées sont éliminées et renvoyées vers le séparateur MP.

Le gaz HP provenant de la ligne de torche HP passe dans la ballon d'aspiration V-302 où les entraînements de pétrole brut sont enlevés et renvoyés vers le séparateur BP, puis le gaz pénètre dans le 2^{eme} étage du compresseur K-301 mélangé au gaz HP provenant du 1^{er} étage, sera comprimé jusqu'à 26 bars, à la sortie du compresseur Le gaz est refroidi à l'aide de l'aéroréfrigérant E-301. le gaz ainsi refroidi est envoyé vers l'usine de traitement UTG en passant par le ballon de rétention d'eau V-303 dans lequel l'eau est évacué vers le borbier.

Conditions opératoires :

Pression d'aspiration	: 2,3 bars
Température d'aspiration	: 41 °C
Pression d'aspiration	: 10 bars
Température d'aspiration	: 37 °C
Température d'aspiration	: 26 bars
Température de refoulement	: 130 °C

I-2.3-Unité de traitement du gaz UTG :**A- Section de stabilisation :**

L'alimentation de l'usine de traitement de gaz UTG (voir figure 01) est assurée par les gaz bruts provenant des trois stations de Boosting de HBK, BKH et GLA mélangé au niveau du collecteur d'entrée puis introduits dans le ballon piège à liquide V-401 pour éliminé l'eau et récupéré le maximum de condensât du fond du ballon par les pompes P-401 A/B.

Le gaz sortant du ballon V-401 est refroidi à 25 °C dans le refroidisseur à propane E-401 puis envoyé vers le ballon séparateur V-402 situé en amont des sécheurs, l'eau est évacuée vers borbier et les condensâts sont récupéré du fond du ballon par les pompes P-402 A/B. les deux refoulements des pompes des condensâts alimentent la colonne de stabilisation C-401 où le fond est réchauffé à 138 °C par un rebouilleur E-402 à huile chaude et les vapeurs de tête sont recyclées en amont du refroidisseur à propane E-401. Les condensâts ainsi stabilisés sont acheminés vers la colonne de débuthaniseur C-702.

Conditions opératoires :

Température de tête : 51°C

Pression de fond : 26,5 bars

Température de fond : 138 °C

B- Section de déshydratation :

Le gaz débarrassé des hydrocarbures liquides en provenance du ballon séparateur V-402 est envoyé vers les sécheurs de gaz V-403 A/B/C avant de passer dans la section réfrigération E-601.

Le système de séchage consiste à éliminer l'huile à un seuil de 04 ppm, il est constitué de trois lits fixes à tamis moléculaires dont deux en service et le troisième en régénération. Le gaz de régénération est porté à une température de 290 °C dans le réchauffeur de gaz H-401 dans la phase de chauffage.

Le gaz de régénération, après avoir été refroidi par l'aéroréfrigérant de gaz de régénération E-403 est envoyé au ballon séparateur de gaz de régénération V-404 pour y extraire l'eau, puis recyclé en amont du refroidisseur de gaz d'alimentation E-401 par le compresseur K-401.

Le gaz une fois séché passe à travers un filtre à poussière Z-401 pour éliminer les impuretés fines susceptibles de créer des problèmes de bouchage des équipements en aval.

Conditions opératoires :

Débit	: 4020 Nm ³ /h
Température de service	: 290 °C
Pression de service	: 22 bars
Temps du cycle de régénération	: 6 heures

C- Section de réfrigération :

Le gaz séché est refroidi dans un échangeur à plaques compact E-601/E-602/E-603 à 18 °C, puis envoyé au séparateur froid V-600. Le gaz sortant du haut du séparateur V-600 est mélangé avec le gaz du ballon de reflux V-701, ensuite réchauffé dans l'échangeur à plaque à contre courant à 23 °C puis dirigé vers les ballons d'aspiration V-607 A/B* des compresseurs de gaz de vente K-603 A/B.

Les hydrocarbures liquides du séparateur V-600 sont pompés par la pompe d'alimentation du dééthaniseur P-601 A/B, réchauffés dans l'échangeur à plaque à 23°C et sont utilisés comme alimentation de la colonne de dééthaniseur C-701. Dans l'échangeur à plaque la réfrigération est réalisée par la boucle de propane.

Conditions opératoires :

Gaz séché	: Température d'entrée : 27 °C
	: Température de sortie : -18 °C
Gaz froid du ballon V-600	: Température d'entrée : -18 °C
	: Température de sortie : 23 °C

D- Section de compression de gaz de vente :

Le gaz provenant du séparateur froid V-600 et du ballon de reflux du dééthaniseur V-701 est évacué vers les ballons d'aspiration des compresseurs de gaz de vente 603, chaque compresseur ayant une capacité de 50 % du débit nominal portent le gaz à 73 bars. A la sortie des compresseurs le gaz est refroidi par les aéroréfrigérants E-605 A/B de 130°C à 60°C, une partie est envoyée vers les lignes 48" GR₁/GR₂ reliant ALRAR - Hassi R'mel, l'autre partie est envoyée vers la section de gaz lift.

Conditions opératoires :

Pression d'aspiration	: 22 bars
Température d'aspiration	: 23 °C
Pression de refoulement	: 73 bars
Température de refoulement	: 60 °C

E- Section de gaz lift :

Une partie du gaz de vente 424103 Nm³/j passe dans les ballons d'aspiration V-608* et V-606 montés en série pour être comprimé par un compresseur alternatif de gaz lift K-604 A/B à une pression de 142 bars. Le gaz ainsi comprimé est refroidi par l'aéroréfrigérant E-606 de 118°C à 60°C puis il est envoyé vers les puits de pétrole équipés du système de gaz lift des trois champs de HBK, BKL et GLA..

Conditions opératoires:

Pression d'aspiration	: 72 bars
Température d'aspiration	: 60 °C
Pression de refoulement	: 142 bars
Température de refoulement	: 60 °C

* ballon de protection des compresseurs nouvellement installés dans le cadre de l'exploitation de l'UTG sans boucle de propane.

F- Section de fractionnement :**1) Dééthaniseur C701 :**

Les hydrocarbures liquides provenant de la section de réfrigération alimentent le dééthaniseur C-701 au moyen de la pompe P-601 A/B au niveau du 14^{ème} plateau. En tête de la colonne, le gaz est partiellement condensé dans le condenseur de tête E-701 par du propane réfrigérant et séparé dans le ballon de reflux du dééthaniseur V-701, le liquide du ballon de reflux totalement pompé par la pompe P-701 A/B vers le plateau de tête comme reflux froid, le gaz sortant du haut du V-701 est préchauffé dans la section de réfrigération et envoyé aux compresseurs de gaz de vente K-603A/B en passant par les ballons d'aspiration V-607 A/B. Les condensâts du fond C-701 sont stabilisés par le rebouilleur condensât / huile chaude E-702 et envoyés comme 2^{ème} charge au débuthaniseur C-702 sous contrôle de niveau.

Conditions opératoires :

Pression de tête	: 24 bars
Température de tête	: -6 °C
Pression de fond	: 25 bars
Température de fond	: 89 °C
Nombre des plateaux	: 38

2) Débuthaniseur C-702 :

L'alimentation est assurée par les hydrocarbures des fonds des colonnes de stabilisation C-401 et dééthaniseur C-701.

Le gaz de tête est totalement condensé dans l'aéroréfrigérant E-703 A/B/C/D et recueilli dans le ballon de reflux V-702, la pompe P-702 A/B assure un débit de reflux pour maintenir la température de tête de colonne et véhiculer le GPL produit vers les sphères de stockage T-702 A/B après refroidissement à 45°C dans l'échangeur à propane E-706. Les condensats du fond du C-702 sont stabilisés par le rebouilleur E-704 à huiles chaudes et envoyées vers le séparateur MP existant dans le centre de production de Guellala après refroidissement dans l'aéroréfrigérant E-705.

Conditions opératoires :

Pression de tête	: 14 bars
Température de tête	: 78 °C
Pression de fond	: 15 bars
Température de fond	: 149 °C
Nombre des plateaux	: 38

G- Utilités :

- **Système de réfrigération à propane :**

Le système de réfrigération à propane (Schéma 2 annexe1) est prévu pour fournir le froid au refroidisseur de gaz d'alimentation, échangeur à plaques, condenseur de tête du dééthaniseur et au refroidisseur de GPL.

La boucle de propane est composée d'un compresseur centrifuge à trois étages K-501, de trois ballons d'aspiration V-501, V-502 et V-503 et d'une batterie de six aéroréfrigération E-501.

- **Système d'huile chaude :**

Un système d'huile chaude (gas-oil) (Schéma annexe1) est prévu pour fournir la chaleur aux rebouilleurs des colonnes de stabilisation C-401, dééthanisation C-701, et débuthanisation C-702. La boucle d'huile chaude comprend une pompe P-851 A/B qui aspire le gaz-oil à 240 °C pour fournir la chaleur nécessaire aux trois rebouilleurs. Le gaz-oil est recyclé vers le ballon tampon V-850 à 140 °C.

- **Système de gaz combustible :**

Un réseau d'alimentation en gaz combustible est prévu pour assurer l'alimentation en fuel gaz des turbines à gaz KT-501, KT-603 A/B, des réchauffeurs (fours) H-401 et H-850, des pompes d'huile d'étanchéité de secours, des turbines à gaz, du pilote de torche, du système de pressurisation des sphères T-701 A/B du collecteur de torche (gaz de balayage). [2]

I-2.4 - Section de traitement et de séparation de pétrole brut :

la section de traitement et de séparation de pétrole brut de Guellala est composé de deux batteries de séparation et une batterie test, chaque batterie est constituée de trois étages de séparation (HP,MP,BP). les gaz légers et l'eau libre entraînée avec le pétrole.

Le pétrole brut de séparateur HP alimente le 2^{ème} étage de séparateur moyenne pression (séparateur MP) pour éliminer les gaz moyens et l'eau en émulsion avec le pétrole.

Le pétrole brut de séparateur MP alimente le 3^{ème} étage de séparateur (séparateur BP) pour éliminer les gaz lourds, une fois le pétrole est stabilisé, alimente la section la section de stockage où le pétrole est stocké dans des bacs de stockages à toit fixe. après une phase de décantation dans les bacs de stockage pour éliminer l'eau en émulsion, le pétrole est expédié vers les raffineries pour être fractionné en plusieurs produits commerciaux.

L'eau des trois étages de séparations est envoyée vers borbier. les gaz des trois séparateurs HP,MP et BP alimentent la section de compression des gaz en prévision de leurs traitement dans les unité du traitement du gaz et de production de GPL.

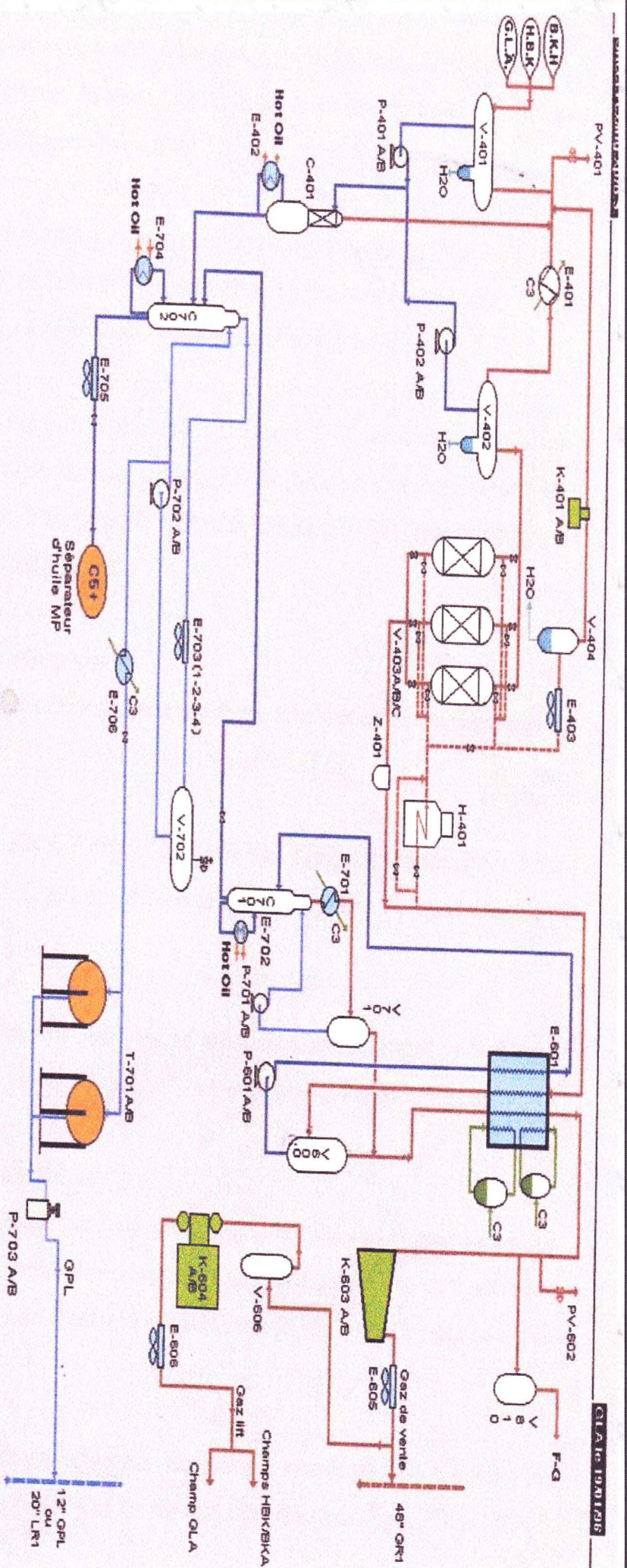


Figure 01 : schéma de procede de l'usine de Gaz de Geullala

Chapitre 2 :
Généralité sur les
sels

II-1- L'eau et le sel dans le pétrole :

Le pétrole brut provenant des puits contient des quantités indésirables d'eau et de sel qui sont des matières naturelles mélangées avec l'écoulement du pétrole provenant de la source.

L'eau et le sel sont des contaminants qui réduisent la qualité du pétrole brut et qui peuvent aussi provoquer une corrosion interne et même créer des problèmes de bouchage des équipements si leur niveau dans le pétrole brut est très élevé

Afin d'optimiser la quantité du brut produite la concentration d'eau et de sel doit être ramené à des niveaux acceptables, ceci est obtenu par le procédé de dessalage

Le brut expédié ne doit pas contenir plus de 36 ppm de sel.

La majorité des corps solides contenus dans le brut comme le sable, les cristaux de sel, les oxydes de fer...etc., sont évacuées par les molécules d'eau contenues dans le brut

II-2 -La nature des sels :

Les sels dans le brut sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement la suivante, en pourcent poids :

Na Cl	70-80
MgCl ₂	20-10
CaCl ₂	10

Les sels sont présents soit :

- ☞ sous forme de cristaux
- ☞ ionisés dans l'eau présente dans le brut.

Par simple décantation on devrait éliminer théoriquement tous les sels ionisés en prenant en compte la viscosité de certains bruts qui imposerait une capacité de stockage très importante.

Les sels sous forme de cristaux , leur élimination peut s'effectuer par lavage à l'eau.

Le lavage montre l'importance de l'addition d'eau lorsqu'on veut dessaler correctement un pétrole brut.

II-3 - Inconvénients des sels :

☞ Le sel étant le principal responsable de la corrosion de l'unité de distillation.

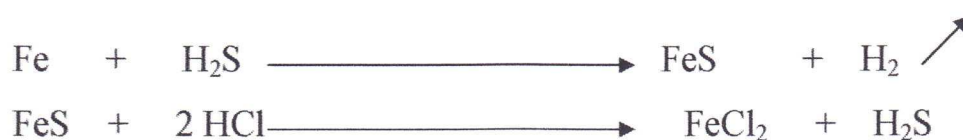
Pendant la distillation du brut les chlorures se décomposent pour former l'acide chlorhydrique (HCl) qui attaque les parties métalliques. Les essais de laboratoire ont montré que la formation de (HCl) n'est pas proportionnelle à la quantité de chlorures contenues dans le brut, mais qu'elle est relativement plus élevée pour des petites teneurs en sel que pour des grandes.

Par exemple :

Une teneur en sel 290 ppm (partie par million) dans certains bruts donne lieu à des teneurs en (HCl) de 23 à 43 ppm, tandis qu'une teneur en sel de 30 ppm engendre une teneur en (HCl) de 10 à 14 ppm.

Puisque les effets de la corrosion se manifestent même lorsque la teneur en sel du brut est petite. [3]

☞ La corrosion est plus grande en présence de sulfure d'hydrogène:



☞ L'acide chlorhydrique attaque le fer suivant la réaction :



II-3 - Inconvénients des sels :

☞ Le sel étant le principal responsable de la corrosion de l'unité de distillation.

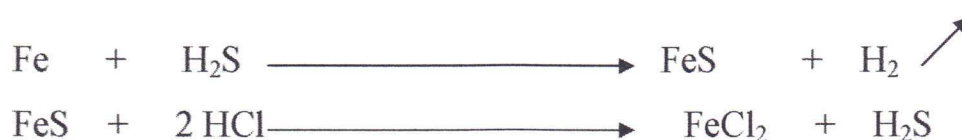
Pendant la distillation du brut les chlorures se décomposent pour former l'acide chlorhydrique (HCl) qui attaque les parties métalliques. Les essais de laboratoire ont montré que la formation de (HCl) n'est pas proportionnelle à la quantité de chlorures contenues dans le brut, mais qu'elle est relativement plus élevée pour des petites teneurs en sel que pour des grandes.

Par exemple :

Une teneur en sel 290 ppm (partie par million) dans certains bruts donne lieu à des teneurs en (HCl) de 23 à 43 ppm, tandis qu'une teneur en sel de 30 ppm engendre une teneur en (HCl) de 10 à 14 ppm.

Puisque les effets de la corrosion se manifestent même lorsque la teneur en sel du brut est petite. [3]

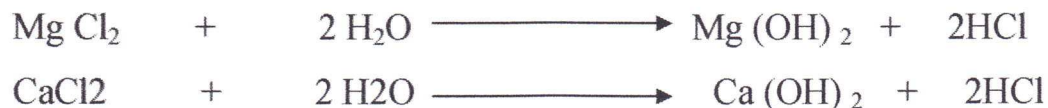
☞ La corrosion est plus grande en présence de sulfure d'hydrogène:



☞ L'acide chlorhydrique attaque le fer suivant la réaction :



☞ Les sels s'hydrolysent sous l'effet de la température donnant de l'acide chlorhydrique :



II-3-1- Inconvénient d'un mauvais dessalage

Les sels encrassent les échangeurs de préchauffage ce qui entraîne :

1. Une diminution de capacité de production
2. Une diminution de coefficient de transfert thermique
3. Une augmentation des pertes des charges
4. Un changement des paramètres de marche des unités

Enfin, un mauvais dessalage peut conduire également à des entraînements massifs d'hydrocarbures dans l'eau issue du dessaleur, d'où de sérieux problèmes d'environnement que le raffineur aura du mal à gérer.

On peut définir l'émulsion comme étant un mélange stable de deux liquides non miscibles et qui en fait dans les conditions normales ne se mélange pas et ça s'explique par la **théorie de l'émulsion**.

II-4 - Théorie de l'émulsion :

Quand le pétrole et l'eau se séparent en deux couches distinctes, le pétrole reste flotté en haut, et l'eau se dépose au fond. L'espace où les deux couches se rencontrent s'appelle le niveau d'interface.

Dans cet espace le pétrole et l'eau peuvent former une couche d'émulsion, où le pétrole fin et les molécules d'eau s'entremêlent fermement, donc, difficile à séparer.

L'épaisseur de cette couche d'émulsion peut varier entre quelques centimètres et à peu près un mètre. [4]

II-4-1-nature des émulsions :

La théorie des émulsions est extrêmement complexe, mais l'on doit en retenir quelques principes pour qu'une émulsion puisse se former, trois conditions doivent être réunies :

- ☞ les liquides en présence ne doivent pas être miscibles
- ☞ l'agitation doit être suffisante pour disperser l'une des phases en gouttelettes très fines dans l'autre phase
- ☞ un agent émulsifiant doit être présent.

Dans le cas d'un brut et de l'eau, l'agent émulsifiant est le plus souvent un asphalte, une substance résineuse, un acide organique ou d'une façon générale un produit colloïdal, plus facilement mouillé par l'huile que par l'eau.

De même, on peut citer le sulfate d'aluminium, de zinc, de fer, le carbonate de calcium, la silice le sulfure de fer.

Toutes ces substances peuvent exister en quantité appréciable dans l'eau ou le brut considéré.

Ces substances forment un film protecteur autour des gouttelettes d'eau, ou d'huile et les empêchent de se rassembler.

Les émulsions peuvent être de deux types :

☞ **directes** : c'est à dire constituées par une dispersion d'eau dans un milieu constitué par l'huile.

☞ **Inverses** : c'est à dire constituées par une dispersion d'huile dans une phase aqueuse.

Les émulsions inverses sont relativement rares fort heureusement, car leur traitement est plus délicat que les émulsions de type direct.

Les émulsions directes peuvent contenir de 90% d'eau à quelques traces seulement.

II-4-2- Les facteurs favorisant la stabilité de l'émulsion :

Parmi ces facteurs très nombreux, nous citerons :

☞ Deux facteurs sont prépondérants pour la stabilité de l'émulsion : la finesse de la dispersion de l'eau (ou de l'huile), la viscosité de l'émulsion et de l'huile.

☞ Un paramètre physique : la tension inter faciale de l'eau et de l'huile en présence.

☞ La force de cohésion du film de l'agent émulsifiant, qui s'oppose à la coalescence des particules d'eau.

☞ Les mouvements relatifs des particules d'eau (ou de l'huile) sont limités par des frottements mécaniques au sein de la phase liquide. Les mouvements provoquent la rencontre des particules et leur coalescence. Ces frottements (donc les mouvements) dépendent des deux paramètres suivants :

- la viscosité
- dispersion

II-4-3- Les facteurs favorisant la rupture de l'émulsion :

4-3-1 -- la différence de densité des deux phases huile -eau : [4]

Plus la différence de densité des deux phases liquides est grande, plus ces deux phases auront tendance à se séparer.

Si F désigne cette force, d_h la densité de l'huile, d_e celle de l'eau et v le volume de la goutte d'eau on aura :

$$F = v (d_e - d_h)$$

II-4-3-2 -Rapports de volume des phases eau et huile :

Lorsqu'on augmente progressivement la proportion du liquide constituant la phase interne, il arrive un moment où la phase interne devient externe, malgré la présence de l'agent émulsifiant.

Un lavage à l'eau avec le décantation continue en Wash tank ou le Traiteur réchauffeur, tend à augmenter la proportion d'eau, et par là, à améliorer la séparation de l'eau par inversion de l'émulsion.

II-4-3-3- température de l'émulsion :

L'élévation de la température agit sur stabilité d'une émulsion et facilite la séparation de l'eau pour plusieurs raisons :

- ☞ elle abaisse la viscosité des liquides et celle de l'émulsion
- ☞ elle ramollit le film inter facial de l'agent émulsifiant

Elle amincit le film inter facial, car le volume de la goutte augmente avec la température (dilatation).

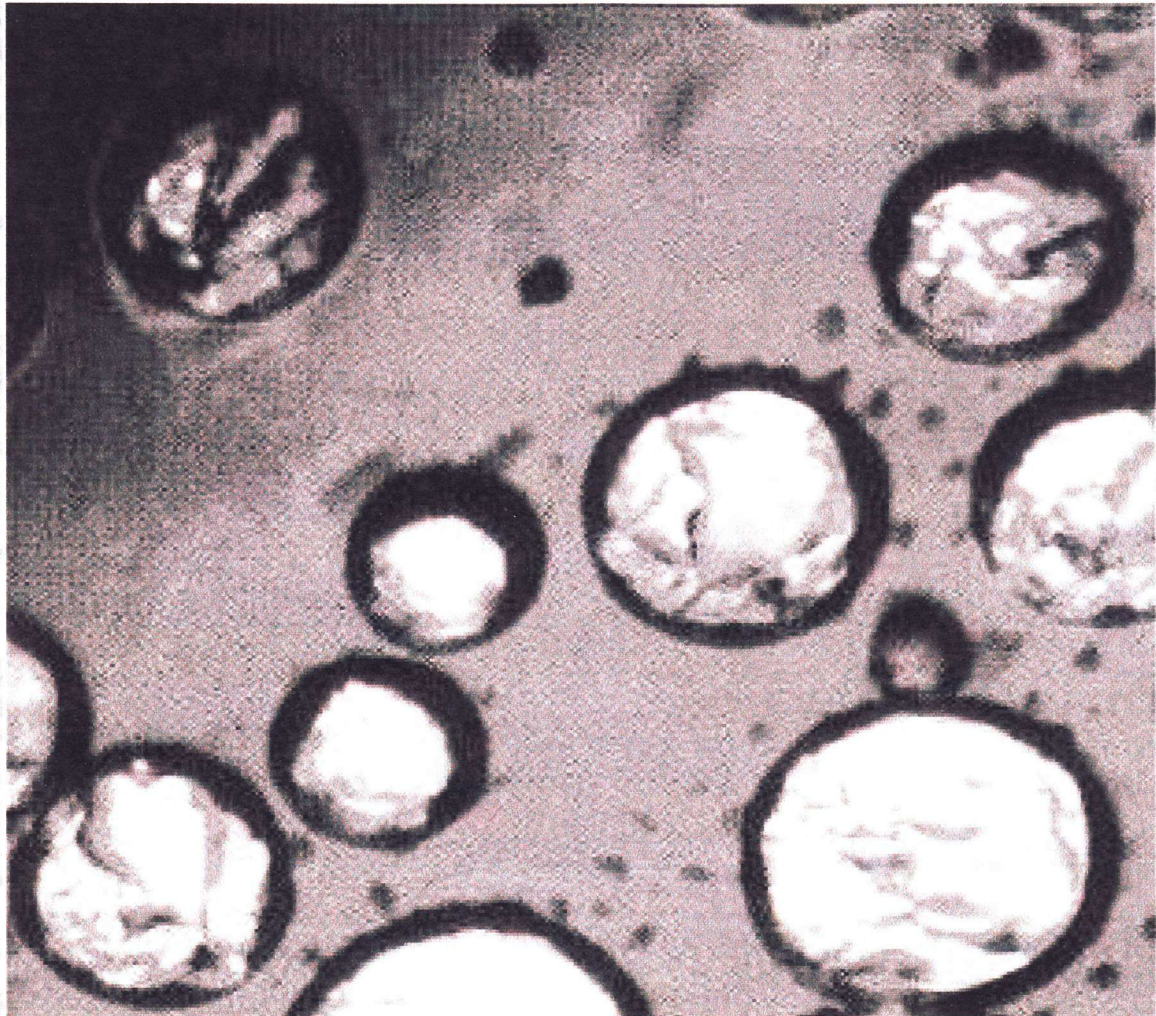
II-4-3-4 - destruction du film d'agent émulsifiant :

Les composés chimiques désémulsifiant que l'on utilise pour le traitement provoquent la rupture de l'émulsion et la séparation de l'eau.

L'agent chimique peut agir de trois façons différentes selon sa nature :

- ☞ soit par dissolution du film inter facial
- ☞ soit par neutralisation des charges électriques
- ☞ soit par inversion de l'émulsion.

Figure02 : émulsion eau – brut.



Chapitre 3 :
Généralité sur les
opérations de
dessalage

La plupart des puits fournissent, depuis leur mise en production, une huile variablement chargée en sel .

Cette salinité est apportée par l'eau du réservoir ou par des eaux d'infiltration ; elle est fonction de la position structurelle des puits et des caractéristiques physiques de la roche réservoir.

De plus, elle évolue au cours de la vie du puits. [5]

Pour éliminer cette salinité, on utilise une de ces opérations :

III-1 - Décantation dans un Bac :

III-1-1-Définition :

Pour effectuer une décantation afin de séparer l'eau par gravité on utilise un bac.

L'opération consiste à injecter à l'entrée de la station une quantité appropriée d'agent désémulsifiant.

Comme l'eau doit passer au séparateur huile gaz, elle est ainsi stockée dans le bac où s'effectue la séparation de l'eau libre et de l'eau émulsionnée.

Les meilleurs résultats sont obtenus en général à chaud, de même si l'émulsion le permet ce procédé peut être employé à froid.

On utilise pour le chauffage du bac un réchauffeur à ondes serpentines. Ainsi l'eau libre (s'il y en a) se dépose au fond du bac et s'accumule. L'émulsion doit traverser une couche d'eau très importante, ce qui est favorable à la séparation des plus grosses gouttes d'eau.

On accorde une période de repos suffisante au produit pour que les fines particules d'eau de l'émulsion rompue puissent se déposer au fond du bac.

III-1-2 -Durée de la décantation :

Elle est déterminée par expérience, directement sur le chantier.

La température des bacs influe sur la durée de décantation : elle est d'autant plus courte si les bacs sont chauds. La durée peut être de 4 heures jusqu'à 24 heures.

III-1-3- Opération du bac de décantation :**III-1-3-1- le jaugeage préélémentaire :**

Un premier jaugeage est effectué afin de déterminer le volume d'huile et ce avant le remplissage du bac.

III-1-3-2- la purge du bac :

La quantité d'eau se trouvant dans le bac est purgée soigneusement.

On arrête la purge quand l'huile arrive à la vanne témoin ouverte pendant toute l'opération.

En fin de purge, une quantité d'huile risque d'être entraînée avec l'eau et il faut refermer un peu la vanne de purge.

III-1-3-3- nouveaux jaugeages du bac et échantillonnage :

Il est effectué après un nouveau repos du bac pour stabilisation (environ 1 heure). Avant l'expédition la quantité exacte d'huile restante est jaugée. Il s'agit d'eau en émulsion, n'ayant pas pu être éliminée totalement, sa teneur est d'environ 1 %.

III-2- Décantation continue en WASH TANK :**III-2-1- Description du WASH TANK :**

Il s'agit d'un réservoir cylindrique vertical de grande capacité, plus de 800 m³.

Sa capacité dépend du débit d'émulsion à traiter. À l'intérieur du WASH TANK se trouve une cheminée par où descend l'émulsion.

Cette cheminée se termine par un déflecteur servant à répartir l'émulsion dans l'eau, celui-ci occupe 40 % de la surface du fonds du bac. Plusieurs accessoires se trouvent placés sur le WASH TANK : passerelles, des tours de jaugeage, des vannes de purge, des soupapes avec des pare flamme, un dispositif d'arrosage ou d'injection de mousse.

III-2-2-Fonctionnement :

Le WASH TANK est rempli d'eau jusqu'à la moitié. L'huile est répartie dans l'eau par le déflecteur. Les particules d'émulsion, plus légères, remontent, tandis que les particules d'eau libre se déposent immédiatement dans la phase lourde (l'eau).

Pendant la remontée, l'huile est en contact avec une grande masse d'eau ainsi les petites gouttes d'eau se trouvent absorber dans l'eau de lavage. Après le lavage dont le but est ainsi de dessaler l'huile, quelques gouttes d'eau sont entraînées avec l'huile.

Les couches d'huile situées près du plan d'eau sont encore très hydratées. Comme l'huile a séjourné assez longtemps au-dessous de l'eau, elle perd ainsi l'eau par décantation.

L'épuration nécessite donc un temps de séjour assez grand dans l'appareil.

C'est pourquoi le WASH TANK est de grande capacité. Les couches supérieures d'huile sont de plus en plus pauvres en eau à mesure que l'on s'approche de la sortie, vers le haut du WASH TANK. On obtient ainsi, un produit bien épuré.

Le BSW de l'huile est souvent inférieure à 3 % et diminue après un temps de décantation suffisant dans les bacs de stockage.

Remarque :

☞ le WASH TANK est placé immédiatement avant les bacs de stockage. Il est en général plus haut que les bacs pour permettre l'écoulement de l'huile vers les bacs.

☞ Il peut être conçu pour travailler à chaud en utilisant des serpentins de réchauffage à vapeur ou l'emploi d'un réchauffeur.

☞ Le WASH TANK ne peut pas être efficace que si l'huile a reçu au préalable une injection d'agent désémulsifiant de qualité approprié.

☞ Le réglage du niveau du WASH TANK s'oppose par le tube déversoir placé près de WASH TANK.

☞ Le WASH TANK doit démarrer en s'assurant que les vannes de sortie d'huile doivent être ouvertes, l'eau est remplie à moitié.

III-2-3-Mesure du BSW : [4]

BSW: Basic Sediment and Water.

: La teneur en Sédiments de base et d'Eau.

☞ On désigne ainsi la teneur en sédiments solides et en eau, autrement dit, en impuretés, exprimé en pourcentage :

$$BSW = 100 \frac{\text{Volume eau} + \text{sédiments}}{\text{Volume huile} + \text{Volume eau} + \text{volume sédiments}}$$

☞ Le fonctionnement du WASH TANK est surveillé par les analyses des échantillons d'huile prélevés du bac ou à la sortie d'huile.

La détermination de la teneur en eau se fait par la méthode de centrifugation.

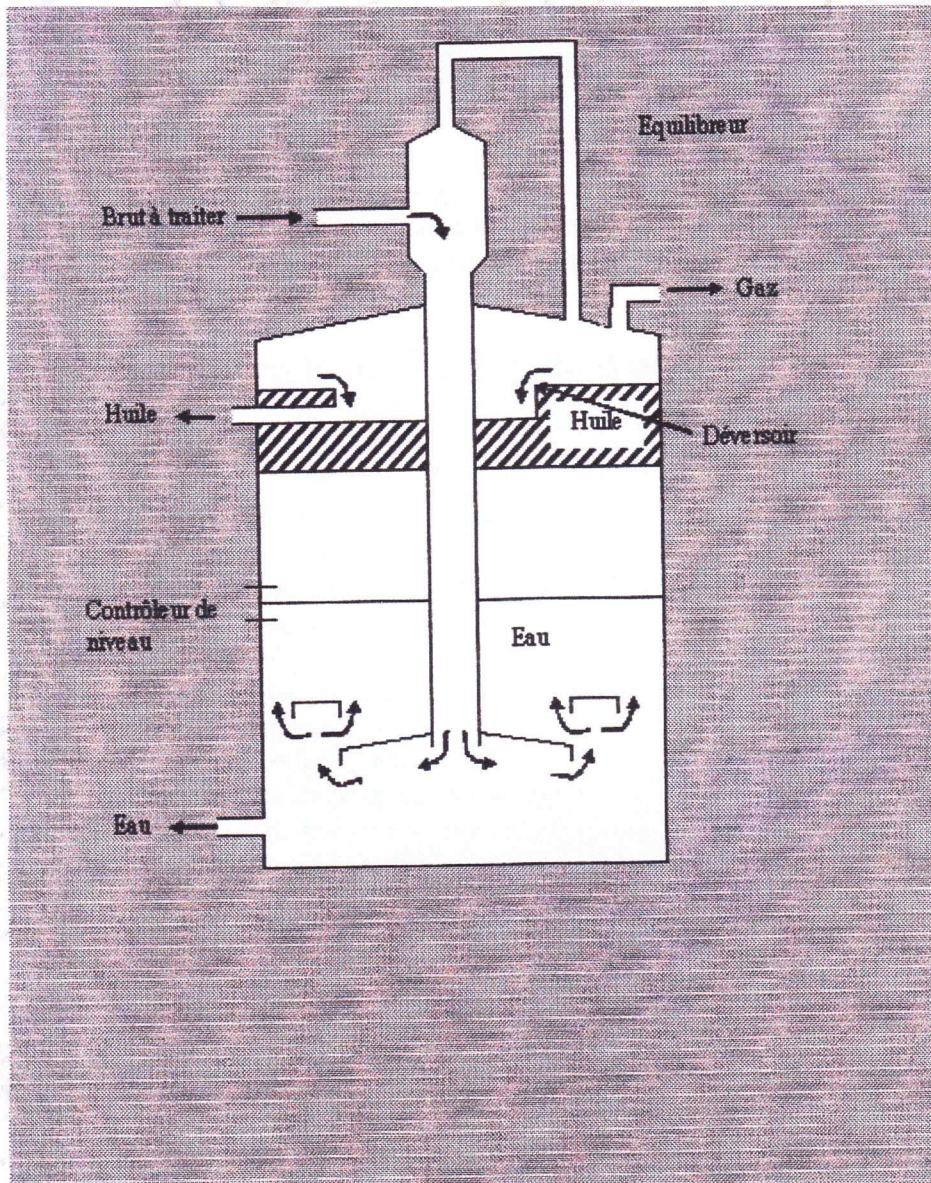
En général, à la sortie du WASH TANK la teneur en eau de l'huile est très faible : 1 à 3 %

III-2-4- Calcul de la teneur en eau de la production :

Il y a lieu de déterminer par jaugeage la quantité d'eau apportée par l'huile et de calculer la teneur en eau de la production en effectuant un bilan.

Les mesures de la quantité d'eau éliminée par le WASH TANK sont effectuées par un compteur pour certains cas exceptionnels.

Figure 03 : Wash tank



III-3-Les réchauffeurs :

Les réchauffeurs sont utilisés pour apporter les émulsions à la température de traitement, soit 100 °C au maximum, [4]

Il existe deux types :

III-3-1- les réchauffeurs directs :

Ils peuvent être verticaux ou horizontaux. Le tube comporte un brûleur qui se termine par une cheminée.

L'émulsion pénètre par le bas, sous un déflecteur répartissant uniformément le fluide dans l'appareil.

Le fluide ressort chaud à la partie supérieure.

Ces appareils permettent de réchauffer de grands volumes de fluide, sous faible pression (20 à 50 psi) à des températures élevées pouvant dépasser 100 °C.

Les réchauffeurs horizontaux se détériorent rapidement lorsque le fluide est chargé de sédiments, car leur accumulation sur le tube foyer peut provoquer des surchauffes dangereuses.

Au contraire pour le type vertical cet inconvénient est moins important.

Enfin, les réchauffeurs directs présentent des risques d'incendies sérieux, en cas de rupture du tube à feu.

III-3-2-Les réchauffeurs indirects :

Le fluide passe dans un serpentin de diamètre de 2 à 4".

L'avantage est évident, le serpentin peut travailler sous forte pression. Étant donné la grande vitesse de circulation du fluide à l'intérieur des tubes ; les sédiments ne peuvent s'accumuler.

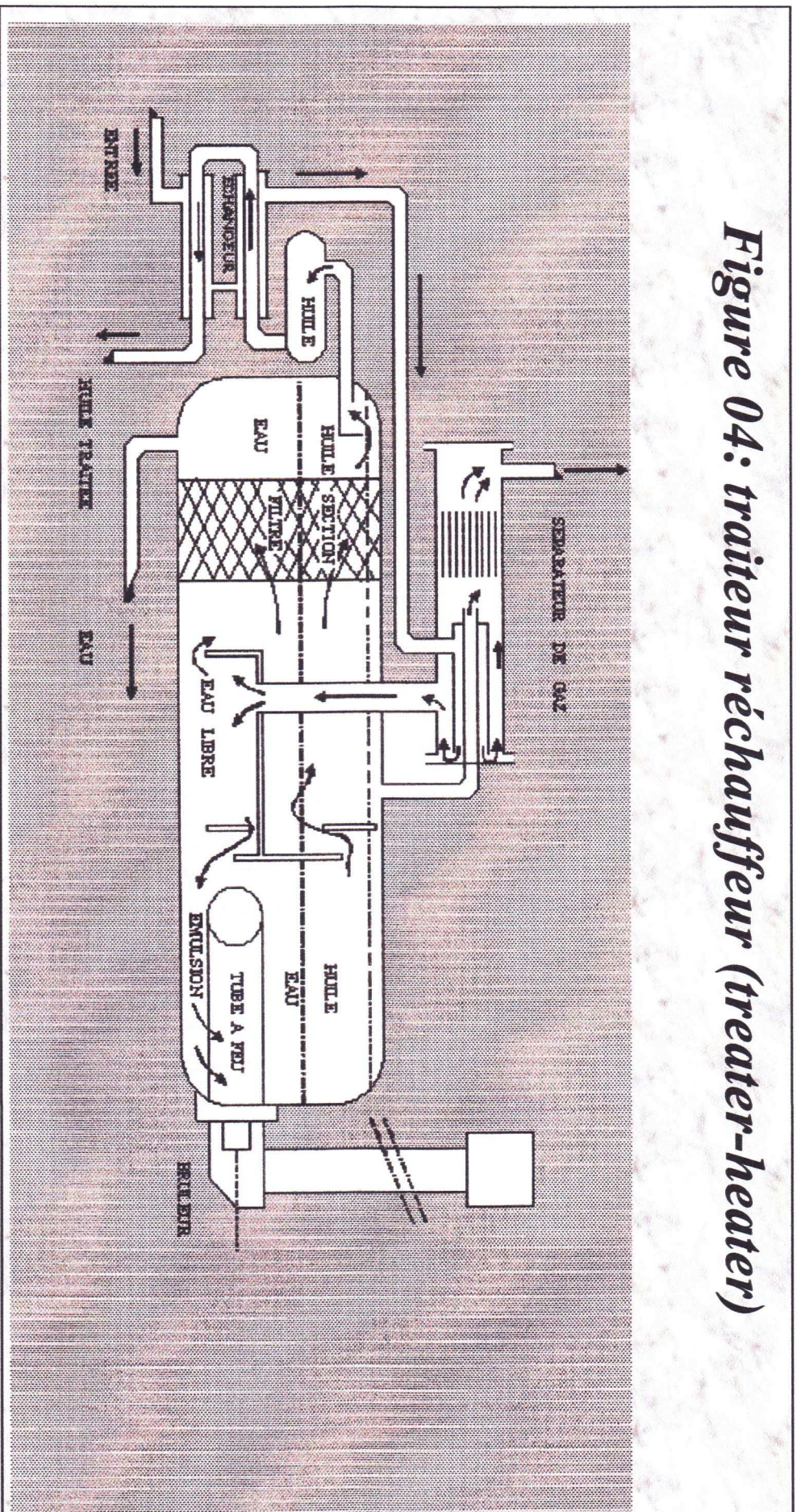
À l'intérieur du corps se trouve un déflecteur dont le rôle est de guider l'eau chaude, de façon à former un thermosiphon.

L'eau circule alors en circuit fermé, entre le serpentin et les tubes du serpentin, ce qui améliore grandement les échanges thermiques.

Ces appareils offrent une grande sécurité de fonctionnement par leur masse d'eau importante.

La température de l'eau est réglée par un thermostat agissant sur le brûleur.

Figure 04: traiteur réchauffeur (treater-heater)



III-4-Injection de désémulsifiant :**III-4-1-Types de produits désémulsifiant employés :**

Ils sont choisis par des essais de laboratoire.

Il existe plusieurs types très différents par leur nature.

Les produits les plus couramment utilisés peuvent être groupés en trois classes :

III-4-1-1- Les produits anioniques :

Ce sont des produits hydrophyles, pouvant être employés en solution dans l'eau.

III-4-1-2- Les produits non ioniques :

Ces produits peuvent être hydrophyles ou hydrophobes selon leurs constituants.

Ils sont obtenus par fixation d'une chaîne glycolique hydrophile sur une molécule organique oléophile.

III-4-1-3- Les produits cationiques :

Les produits sont dissociables dans l'eau et le cation forme la partie active.

Ce sont :

- ☞ les amines grasses et leurs sels.
- ☞ les sels d'ammoniums quaternaires.
- ☞ les amines substitués, etc.

III-4-2- Recherche des produits désémulsifiant les plus efficaces :

Lorsque l'on a à traiter une émulsion de pétrole, on peut effectuer des essais comparatifs en vue de déterminer l'agent le plus efficace.

Quand on a déterminé la nature du ou des désémulsifiant efficaces vis-à-vis du brut considéré, on peut effectuer d'autres essais pour déterminer la teneur optimum du produit à utiliser.

Quand aux quantités, ils sont fonction des caractéristiques de l'appareillage utilisé sur le chantier.

III-4-3-Point d'injection d'agent désémulsifiant:

L'agent désémulsifiant doit être injecté en un point favorable à la formation d'un mélange homogène avec l'émulsion.

Le point d'injection doit être assez éloigné de l'appareil de traitement

III-5- Le dessalage électrostatique :

Les plus petites molécules d'eau sont difficile à évacuer du pétrole brut. Donc, pour extraire ces gouttelettes microscopiques, il faut d'une certaine manière les faire grossir suffisamment pour pouvoir les séparer par gravité induite.

Ceci peut être réalisé par l'utilisation de la méthode du dessalage électrique en utilisant un courant électrique pour provoquer la **coalescence** des petites gouttelettes et devenir assez grosse pour pouvoir se séparer du pétrole brut.

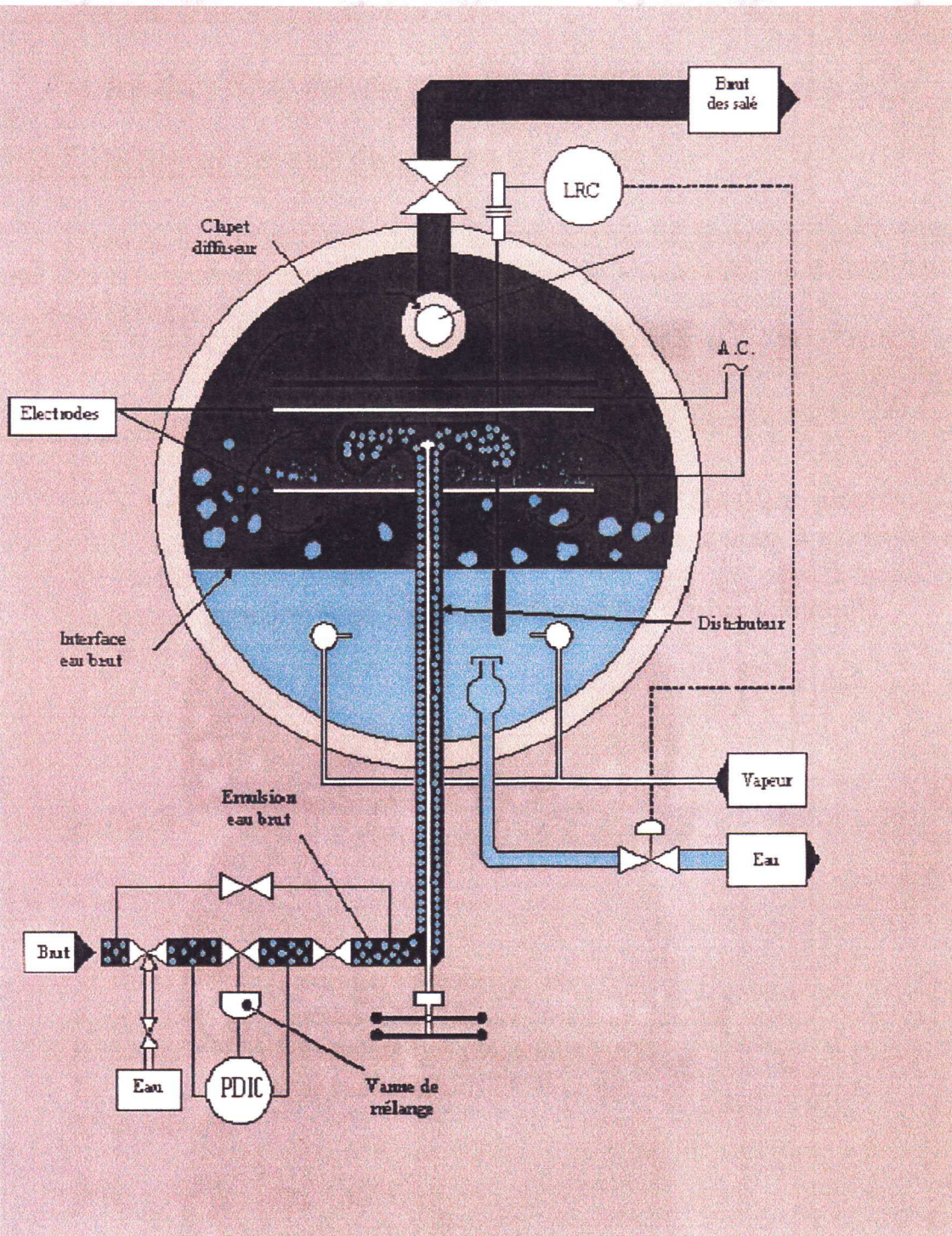
Donc une charge électrique est envoyée vers une série de plateaux à l'intérieur du dessaleur, appelée grille électrique.

Ainsi, et dès que le pétrole brut se met en contact avec la grille, le courant électrique excite essentiellement les molécules d'eau et active leur mouvement.

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :

- ☞ La diffusion des sels du brut dans l'eau(lavage) ;
- ☞ La coalescence des gouttelettes d'eau (par électro coalescence);
- ☞ La décantation (par gravité).

Figure05 : schéma d'un dessaleur électrostatique



Chapitre 4 :
Le dessalage
électrostatique de
pétrole brut

IV-1- Dessalage électrostatique du pétrole brut :

Le système de dessalage est conçu dans le but de retirer l'eau et les sels du pétrole brut qui proviennent des têtes des puits.

Le dessalage du pétrole est une opération essentielle en raffinerie, car elle conditionne la bonne (ou moins bonne) marche des traitements.

Beaucoup de saumure peut être enlevée du brut humide en permettant simplement au mélange eau et brut de reposer dans un récipient et permettre une séparation induite par gravité. [6]

Comme l'eau est plus lourde que le brut, elle va décanter au fond du récipient et le brut va flotter à la surface de l'eau. L'eau est ensuite vidangée du récipient, laissant ainsi un brut partiellement déshydraté.

Cette méthode est efficace pour enlever les grosses molécules d'eau ou les gouttelettes.

Les molécules d'eau plus petites sont plus difficiles à enlever. Elles demeurent dans le mélange et sont entraînées avec le brut. Pour enlever ces gouttelettes microscopiques, elles doivent être suffisamment grossières afin de permettre une séparation induite par gravité.

Ceci peut être fait par le dessalage électrique, qui utilise un courant électrique qui permet aux gouttelettes plus petites de se regrouper pour former de plus grosses gouttes qui seront plus faciles à séparer des molécules de brut.

Le courant électrique est appliqué à une série de plaques à l'intérieur du dessaleur, identifié comme grillage électrique. Lorsque le brut entre en contact avec le grillage électrique, le courant active les molécules d'eau qui en se déplaçant plus rapidement se frappe entre elles.

Lorsque les molécules se frappent entre elles, elles se groupent en grosses gouttelettes.

Les grosses gouttelettes se déposent alors sous l'huile et sont vidangées comme eau d'**effluent**, de cette manière le brut est dessalé et déshydraté efficacement.

L'huile et l'eau peuvent former une couche d'émulsion ou les fines molécules d'eau et d'huile sont intimement difficilement séparables.

Un agent désémulsifiant peut être utilisé pour briser la couche d'émulsion ou pour prévenir l'épaississement de la couche. Dans les cas extrêmes, toute l'eau et la couche d'émulsion doivent être vidangées du dessaleur et établir un nouveau niveau d'eau.

Pour aider au procédé de dessalage, de l'eau de dilution est mélangée avec le brut juste en amont du dessaleur.

Effectivement, l'eau de dilution lave les sels du pétrole. Pour assurer un dessalage efficace, il est essentiel que le brut et l'eau de dilution soient bien mélangés avant d'entrer dans le récipient. Sur les appareils de dessalage, cela est assuré de deux façons différentes.

Premièrement, le mélange eau de dilution et brut passe à travers un mélangeur en continu qui est essentiellement une section de tuyau avec des chicanes qui provoquent une turbulence pour favoriser le mélange.

Le mélange qui sort du mélangeur en continu passe par un robinet mélangeur, qui est un robinet à soupape qui est réglé pour maintenir une perte de pression à travers le robinet.

La perte de pression à travers le robinet mélangeur favorise ainsi le mélange des deux produits.

Comme l'écoulement qui entre dans le dessaleur est bien mélangé, l'eau de dilution qui est saturée, le sel se sépare du brut et se dépose au fond du récipient sous forme de saumure.

De là, elle est vidangée comme eau d'effluent.

IV-2- Mécanisme de dessalage :

Le dessalage du brut comporte trois étapes importantes :

IV-2-1- diffusion des sels :

☞ Il s'agit de faire passer dans l'eau les cristaux de sels contenus dans le brut.

☞ L'objectif étant d'atteindre tout les cristaux de sels ; il faut que l'émission au brut soit assez fine.

☞ Pour améliorer la diffusion des cristaux de sels dans l'eau, on injecte souvent l'eau par la vanne de mélange, pour le refoulement de la pompe de charge.

IV-2-2- coalescence :

☞ Le courant électrique excite essentiellement les petites molécules d'eau et active leur mouvement. En se heurtant ensemble les molécules d'eau se coalescent et forment de grosses gouttelettes qui vont se déposer au fond en dessous de la surface du pétrole, pour ensuite être soutiré en tant qu'eau effluente (usée). Ainsi le pétrole est dessalé efficacement.

☞ La difficulté de la coalescence est donc liée étroitement à la teneur en asphaltènes du brut traité d'une part, et d'autre part, à la présence de salissures ou de sédiments.

☞ La force d'attraction entre les gouttelettes est donnée par la formule suivante : [5]

$$F = K \cdot E_0^2 r^2 \left(\frac{r}{d} \right)^4$$

Avec :

F : force d'attraction entre les gouttelettes.

r : rayon de gouttelettes d'eau (m).

d : distance entre les centres des gouttelettes (m).

E_0 : champ électrique (volts/m).

K : constante.

- ☞ La coalescence dépend aussi du taux d'eau de lavage.
- ☞ La vitesse de coalescence est donnée par la formule suivante :

[1]

$$V_c = \frac{K' \cdot X^{4/3}}{\mu}$$

Avec :

 V_c : vitesse de coalescence. (m/s)

X : taux d'eau de lavage.

 μ : viscosité dynamique de brut (Kg/h.m)

IV-2-3- La décantation :

Puisque l'eau est plus dense que le pétrole brut, et les petites gouttelettes d'eau peuvent devenir grosses, elles se décantent au fond du dessaleur sous l'effet de leur densité qui est supérieure à celle de brut.

☞ D'après la loi de STOKES on peut exprimer la vitesse de la décantation :

$$V_d = \frac{g \cdot D_p^2 (d_{eau} - d_{brut})}{18\mu \cdot d_{brut}}$$

Avec :

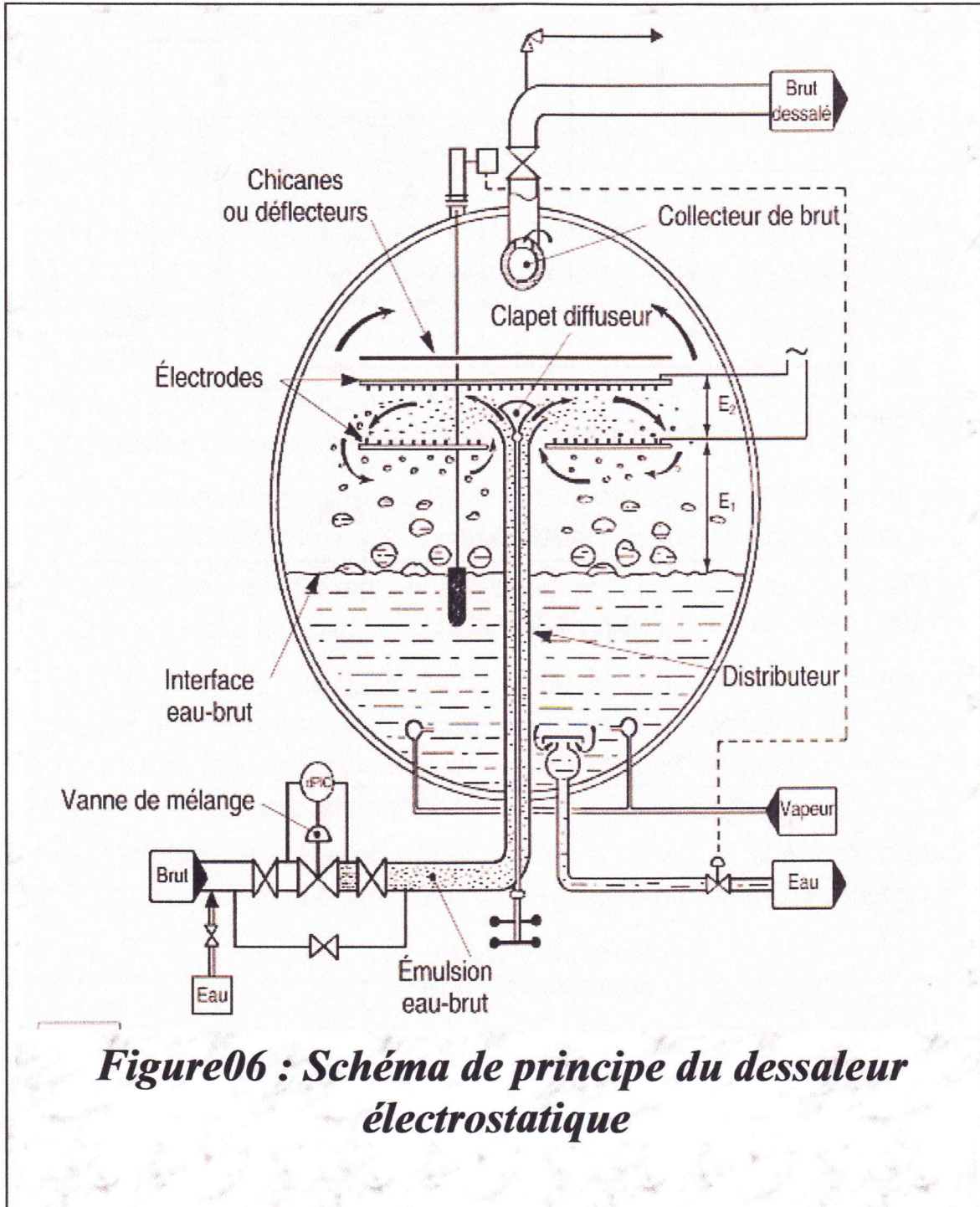
D_p : diamètre des particules d'eau (m).

g : accélération (9.81m/s^2).

d_{eau} : densité de l'eau.

d_{brut} : densité de brut.

μ : viscosité dynamique de la phase continu (Pa.s)



IV-3-Equipements d'un dessaleur électrostatique :

Dans cette partie, on a pris deux exemples de dessaleur :

- ☞ 1-les dessaleurs de raffinerie de Hassi Messaoud ;
- ☞ 2- les appareils de dessalage électrostatique du CPF
(Groupement Facilité de Traitement Centrale à Hassi
Berkine, Algérie.

IV-3-1- Les éléments du dessaleur électrostatique de la raffinerie de Hassi Messaoud (FA105) :

IV-3-1-1- Tuyauteries :

Les ensembles de tuyauteries principaux sont décrits ci-dessous :

☞ Tuyauterie d'entrée :

La ligne d'alimentation du brut se raccorde à tubulure d'entrée de la tuyauterie de distribution qui est constitué par un collecteur monté à la partie inférieure du ballon.

L'émulsion est d'abord véhiculée dans le collecteur horizontal puis dirigée vers le haut dans le champ électrique.

☞ Tuyauterie de sortie de brut dessalé :

Un deuxième collecteur horizontal est disposé à la partie supérieure du ballon.

Dans la partie supérieure de ce collecteur de sortie il y a de larges trous par lesquels s'écoule le brut à dessaler ; ce collecteur est raccordé à la tubulure de sortie du brut de dessaleur.

☞ Tuyauterie d'écoulement d'eau :

Elle est constituée d'un collecteur fixé à la partie inférieure du dessaleur, le but de cette tuyauterie est d'évacuer l'eau salée accumulée au fond du réservoir.

☞ Tuyauterie de vapeur :

Cette tuyauterie permet d'injecter dans le réservoir de la vapeur pour dégazer le réservoir avant le démarrage ou l'arrêt de l'unité.

IV-3-1-2- Electrodes :

Les électrodes constituant le cœur de l'unité de dessalage, elles ont été spécialement conçues pour obtenir un rendement maximal de fonctionnement tout en étant d'une construction simple, d'un montage et d'un entretien facile.

Lorsque l'alimentation électrique est triphasée, les électrodes sont divisées en trois sections différentes, mais disposées sur deux plans horizontaux.

Environ 2/3 de la totalité de l'électrode supérieure sont reliés à un transformateur et 2/3 de l'électrode inférieure sont reliés à un deuxième transformateur.

La partie restante de l'électrode supérieure est reliée à la partie restante de l'électrode inférieure, le tout étant relié à un troisième transformateur.

IV-3-1-3- Ensemble transformateur-réactance :

L'ensemble transformateur-réactance est du type immergé dans l'huile, contenu dans une cuve.

Les connexions basses tensions sont effectuées dans une boîte montée sur la cuve de l'ensemble transformateur-réactance.

Dans la cuve sont aussi prévus un transformateur de tension et un transformateur d'intensité : le premier alimente un voltmètre et une lampe de signalisation, le deuxième un ampèremètre.

IV-3-1-4-Instrumentation :

On trouve trois instruments nécessaires au fonctionnement de l'unité de dessalage :

☞ La vanne de mélange

Elle a pour fonction de produire l'émulsion avant de véhiculer le fluide dans le champ électrique à l'intérieur du ballon. Cette émulsification est l'effet de la perte de charge à travers la vanne.

☞ Régulateur du niveau interface :

Il est souvent utilisé pour commander la vanne pneumatique de l'eau d'écoulement, mais quelquefois il est équipé d'un transformateur pour la transmission en salle de contrôle.

☞ Vanne pneumatique de l'eau d'écoulement :

Pour une augmentation du niveau interface, la vanne s'ouvre en permettant un plus grand écoulement d'eau ; pour une diminution du niveau la vanne ferme.

IV-3-1-5- accessoires :**☞ Interrupteur de niveau bas :**

Sa fonction est de couper l'alimentation électrique de l'unité de dessalage lorsque le niveau du brut, à l'intérieur du ballon, descend au-dessous d'une certaine valeur.

☞ Prise d'échantillons multiples :

Monté sur l'une des extrémités du dessaleur et permet de soutenir des échantillons à trois niveaux : haut, milieu, et bas.

On note qu'actuellement l'échantillonnage à la raffinerie se fait après le dessaleur.

IV-3-2- description des équipements de l'unité de dessalage CPF:

Avant de décrire les éléments utilisés aux appareils de dessalage du CPF, il faut décrire l'unité de dessalage du CPF.

IV-3-2-1-Introduction :

Le projet d'extension du CPF comprend l'addition d'un appareil de dessalage électrique à deux étages pour chacun des quatre trains du CPF. Le but du dessalage est de retirer l'eau et les sels du pétrole brut qui provient des puits.

Les quatre appareils de dessalage sont conçus et construits par **Pertofac**.

Chacun des appareils sont identiques, il s'agit de deux (2) dessaleurs ; un pour la première étage et un autre pour le second étage et les équipements annexes.

Les deux dessaleurs sont divisés en deux sections : une première, où le gaz et l'eau sont séparés du brut et la seconde, une section de dessalage où les résidus d'eau et les particules de sel sont enlevés.

De l'eau de dilution est mélangée avec le brut à l'entrée de chacun des dessaleurs pour aider à l'enlèvement des sels. Le mélange eau de dilution et brut coule à travers un mélangeur en continu et un robinet mélangeur avant d'entrer dans le dessaleur de manière à assurer un mélange adéquat de l'écoulement.

L'exploitation d'un appareil de dessalage exige une connaissance de base du procédé de dessalage, des équipements requis au procédé de dessalage et des paramètres de régulation nécessaire à l'optimisation du dessalage.

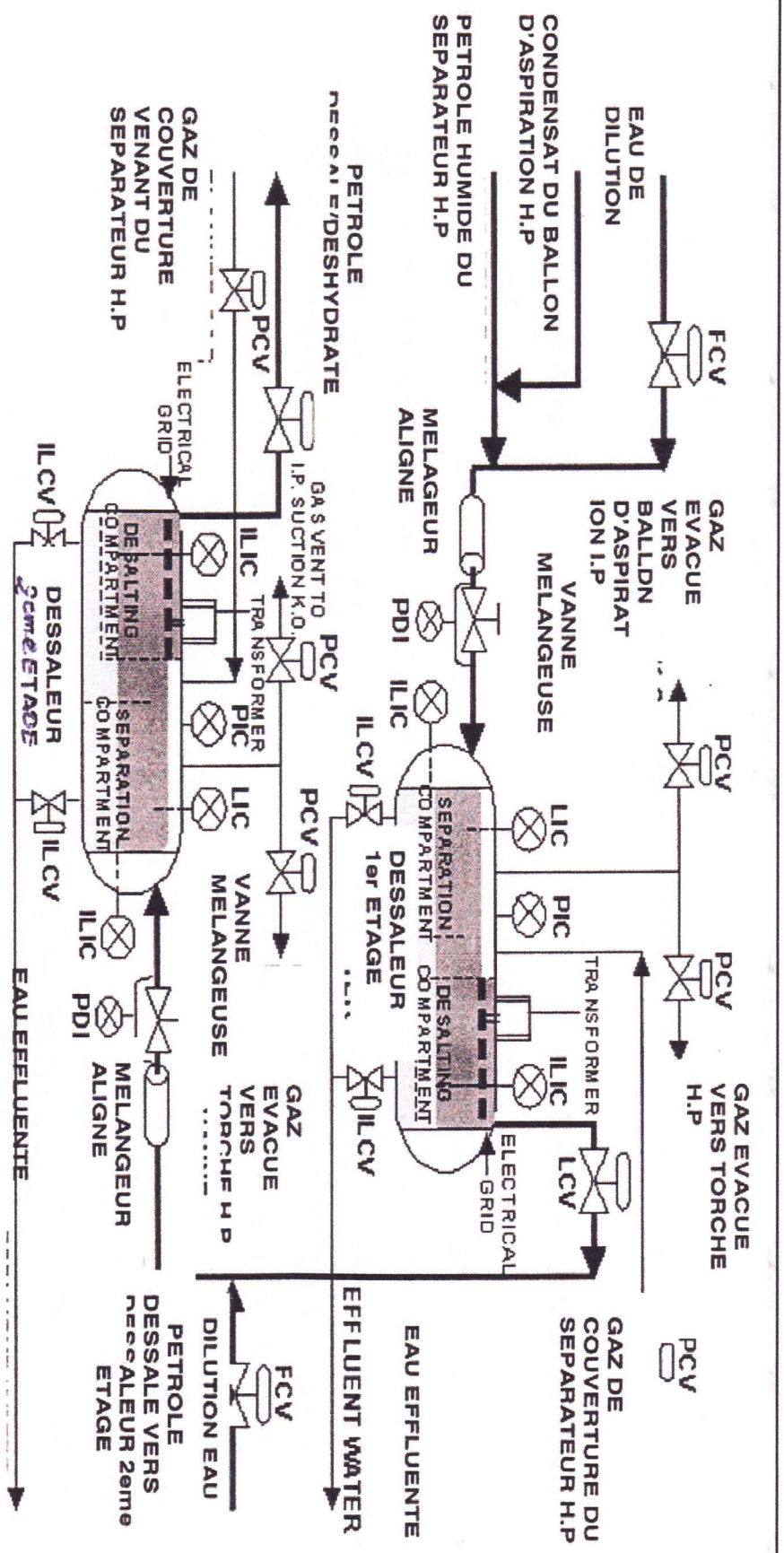


Figure 07 : Schéma de procédé de du dessalage de procédé CPF

Les opérateurs et techniciens seront responsables des tâches suivantes :

- ☞ Mise en service et démarrage
- ☞ Fonctionnement adéquat
- ☞ Surveillance des équipements
- ☞ Dépannage
- ☞ Mise hors service
- ☞ L'entretien.

IV-3-2-2-Description des équipements du CPF :

IV-3-2-2-1-récepteur et tuyauterie :

Les dessaleurs sont des récepteurs horizontaux montés sur skid.

Les dessaleurs de première et deuxième étape sont pratiquement identiques, autant pour la conception que pour l'évaluation de service.

Les deux récepteurs ont les mêmes diamètres. Toutefois, le dessaleur de deuxième étage est environ six (6) mètres plus long que le dessaleur de première étape.

Le tableau ci-dessous donne la fiche technique des dessaleurs :

Donnée de service	Première étape	Deuxième étape
Dimension (longueur x Largeur x hauteur)	16,2m x 4,3m x 4,8 m	22,2m x 4,3m x 4,8m
capacité	98.500 b/j	98.00 b/j
pression de conception	17. 9 bars	17. 9 bars
Pression normale de fonctionnement	14. 5 bars	12. 1 bar
Température de conception	93 °C	93 °C
Température normale de fonctionnement	49 °C	49 °C

Tableau 1 :fiche technique des dessaleurs

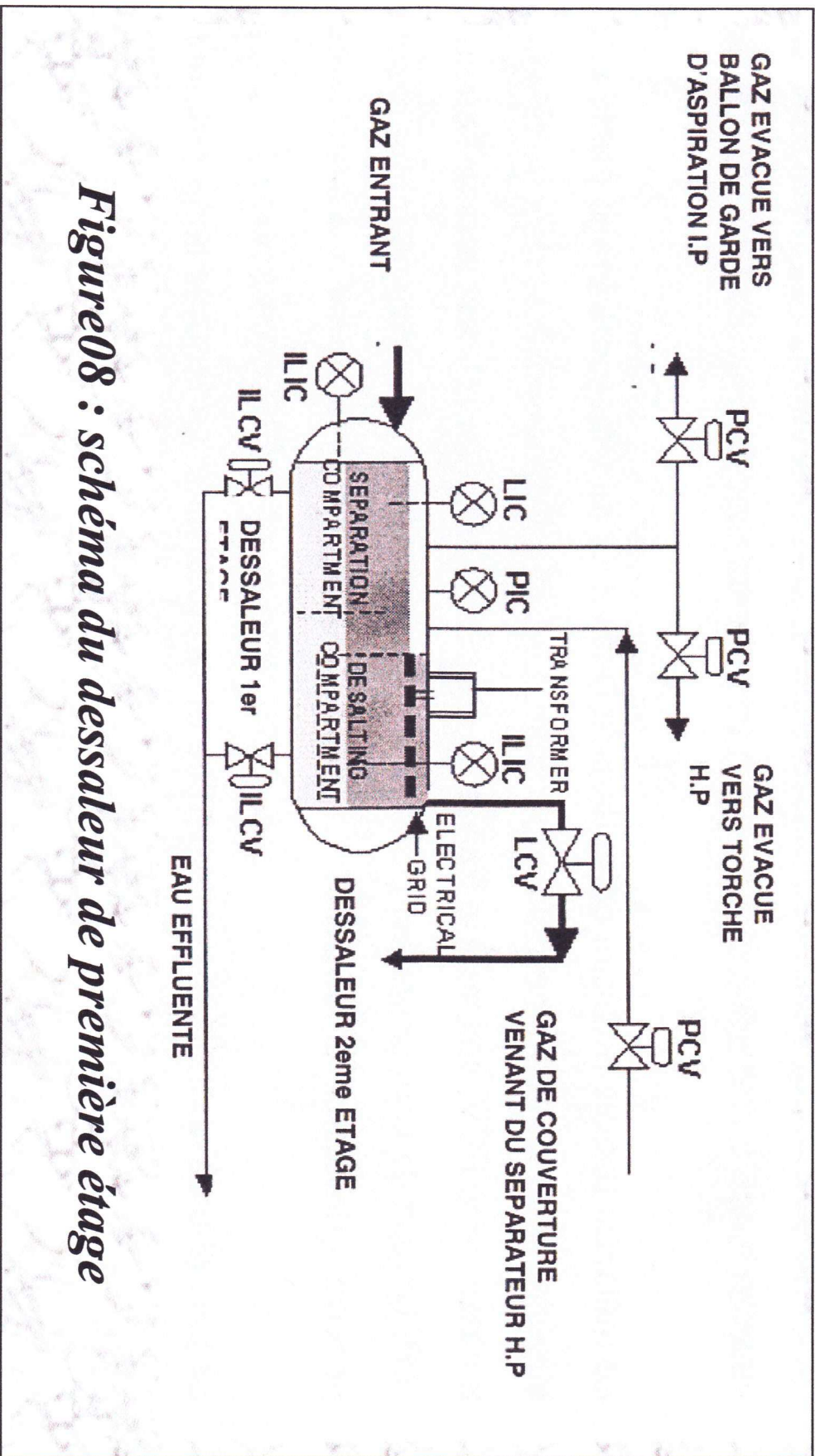


Figure 08 : schéma du dessaleur de première étage

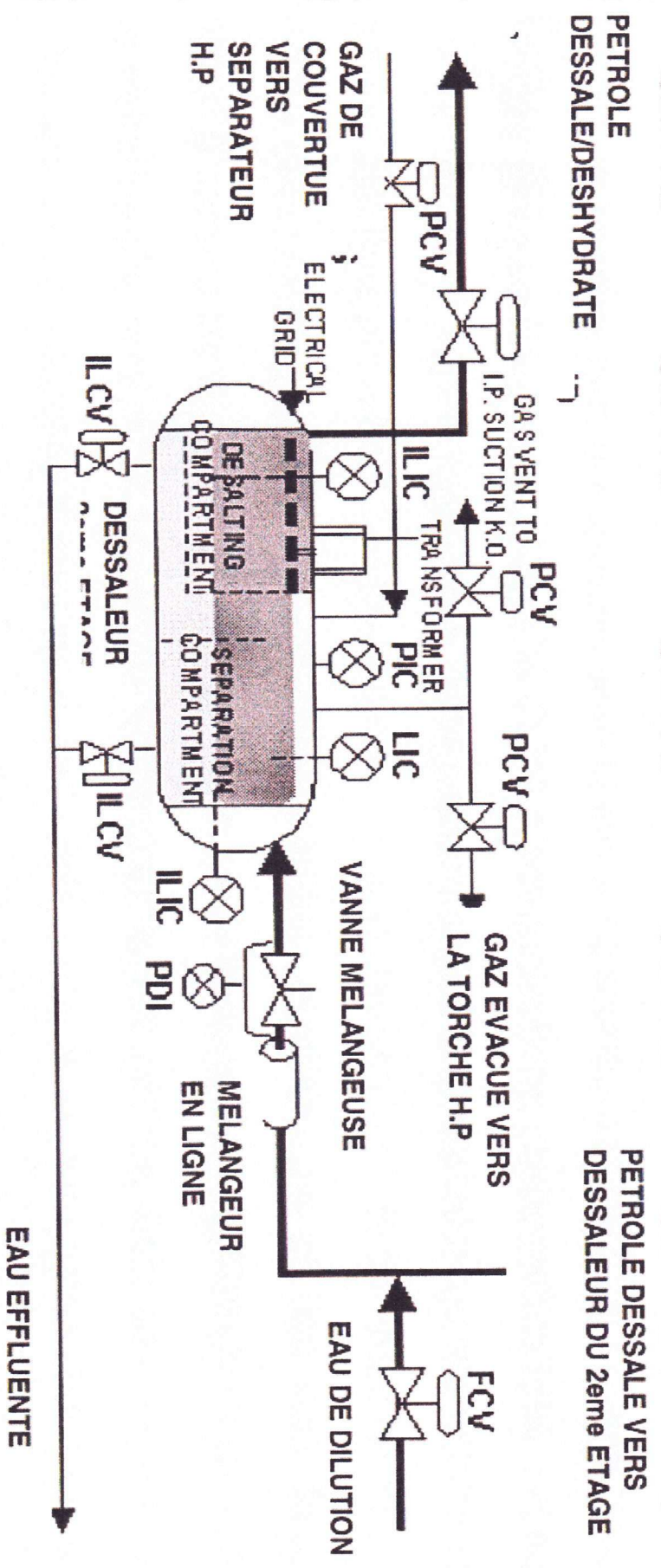


Figure09 : schéma du dessaleur de deuxième étage

a- robinet de jauge :

Les dessaleurs sont munis de cinq (5) robinets de jauge sur la paroi externe du compartiment de dessalage.

Tous les robinets sont raccordés à une tuyère sur la paroi interne de récipient espacée également à différentes hauteurs, permettant un accès au différent niveau du compartiment de dessalage.

Les robinets de jauge sont utilisés pour dépannage, échantillonnage, etc. ou quand il devient nécessaire de localiser le niveau d'interface eau/huile ou la couche d'émulsion.

b- conduite de vidange des dessaleurs :

Les dessaleurs sont équipés de deux conduites de vidanges avec un robinet à tournant sphérique, un de chaque côté de la partition interne du dessaleur.

Les deux conduites sont sous le récipient et sont raccordées au réseau de vidange en circuit fermé par un collecteur commun. Le collecteur commun est muni d'un robinet à soupape aux limites du traîneau du dessaleur.

c- conduite d'alimentation au dessaleur de première étape :

L'alimentation du système de dessalage est constituée du pétrole brut humide provenant du séparateur HP, et des condensats provenant du ballon de grande aspiration HP.

La ligne des condensats se branche avec la ligne du pétrole brut en amont d'un analyseur aligné qui mesure la BSW dans l'écoulement combinée.

d- conduites de sortie du dessaleur de première étape à l'entrée du dessaleur de deuxième étape :

Le brut sort du dessaleur de première étape par une conduite située sur le dessus du compartiment de dessalage.

La conduite se divise en deux conduites : une conduite de dérivation qui permet de contourner le dessaleur de deuxième étape et la conduite d'eau de dilution.

IV-3-2-2-2- réseau électrique :

Le fonctionnement des dessaleurs dépend grandement du réseau électrique. Il est l'élément essentiel des appareils de dessalage électrique.

a- source d'alimentation :

Le système électrique des dessaleurs est alimenté à partir d'une ligne de 400 volts.

b- transformateurs :

Le transformateur sur chaque dessaleur fournit le champ électrique haute tension nécessaire pour accomplir le procédé de dessalage.

Le transformateur augmente le courant primaire d'entrée 400 volts à une plus grande intensité, mesurée en kilovolts.

Le circuit secondaire haute tension passe du transformateur au grillage électrique dans le dessaleur.

c- grillage électrique :

Le grillage électrique se compose de deux électrodes :

☞ La grille chaude est alimentée par le circuit secondaire du transformateur et en général elle est située dans l'axe horizontal du réservoir et s'étend sur presque toute la longueur du compartiment de dessalage.

☞ La grille de masse est raccordée à la paroi du récipient.

☞ Elle est située à environ 20 cm au dessous et parallèle à la grille chaude.

Lorsque alimenté, un champ électrique haute tension est établie entre les deux électrodes.

C'est ce champ électrique qui fait que le dessalage électrique fonctionne.

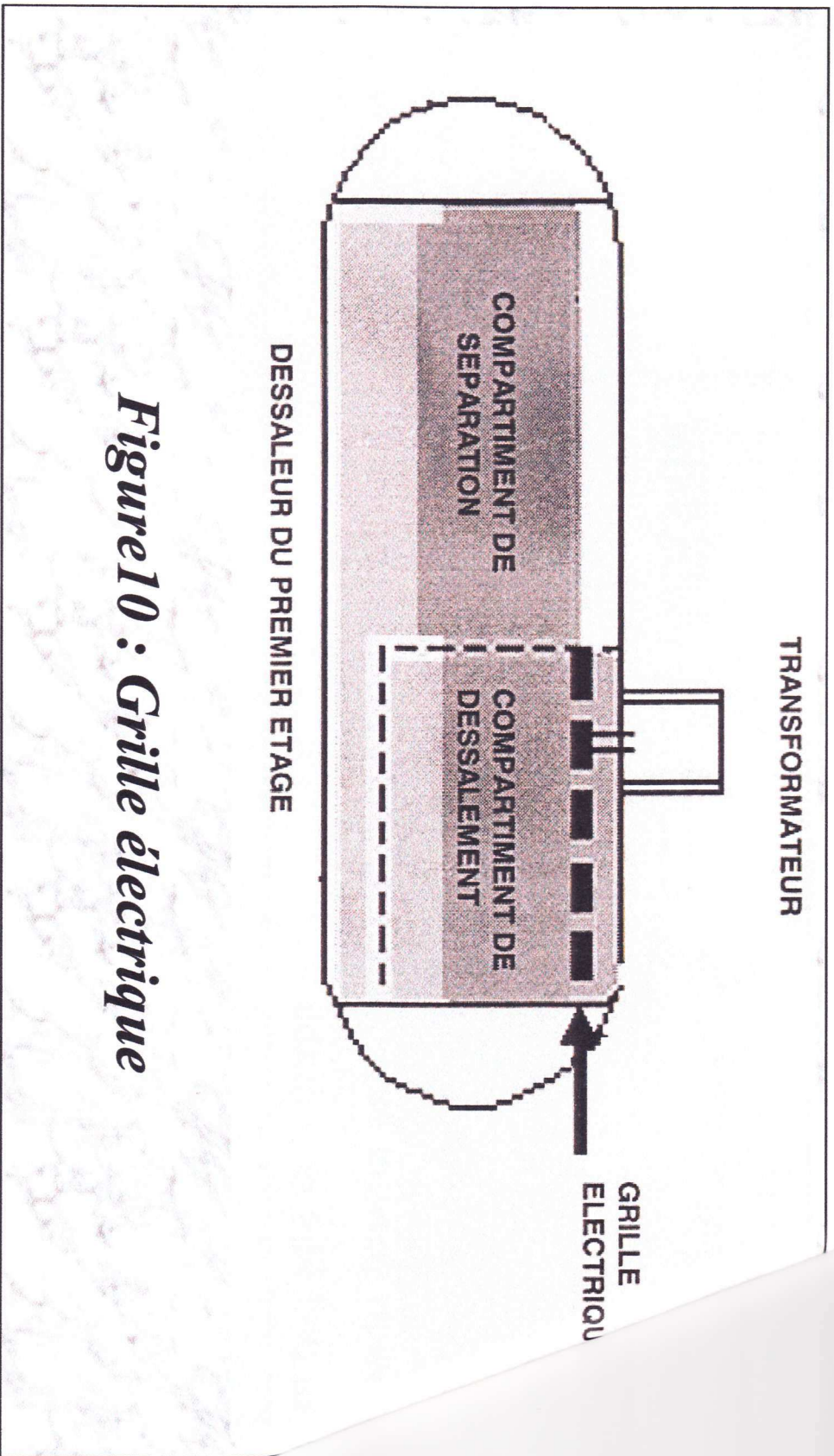


Figure 10 : Grille électrique

IV-4 - Les paramètres normaux de fonctionnement :

On arrive à un fonctionnement stable des appareils de dessalage en maintenant les variables du procédé à l'intérieur des paramètres normaux de fonctionnement.

Les paramètres de fonctionnement sont les limites établis pour la régulation de pression, de température, de niveau et débits afin d'en arriver à un dessalage optimum.

IV-4-1- Charge du brut :

Un débit du brut constant va aider grandement à maintenir un fonctionnement stable des appareils de dessalage.

Un débit non constant n'affectera nécessairement l'efficacité des dessaleurs, mais peut contribuer à des fluctuations importantes du niveau d'huile et d'eau et cela peut avoir un impact sur le fonctionnement de tout le système de dessalage.

IV-4-2- Température du brut :

La température du brut qui entre dans les dessaleurs doit être relativement constante.

Les variations de température doivent être minimisées ou évitées si possible.

Une température de brut plus élevée peut causer des problèmes en raison d'une plus grande quantité de gaz d'évent ou une plus grande conductivité du brut pour l'électricité.

Une plus grande conductivité du brut va augmenter la charge électrique et va diminuer la tension au grillage électrique, ce qui a comme effet de réduire le rendement du dessaleur.

A des températures relativement plus basse, le brut devient plus visqueux, demandant ainsi un temps de résidence plus long afin de permettre à l'eau de se séparer et de se déposer au fond du dessaleur.

IV-4-3- Pression du dessaleur :

La pression de l'appareil de dessalage doit être maintenue à une valeur suffisamment élevée pour empêcher la vaporisation du brut.

La vaporisation du pétrole dans l'appareil de dessalage provoque un fonctionnement irrégulier et réduit son rendement.

Comme le compartiment de dessalage est conçu pour fonctionner plein en tout temps, un espace gazeux va affecter le fonctionnement et réduire l'efficacité du procédé.

Dans l'unité de dessalage de CPF, la pression normale de fonctionnement est de 14.5 bars dans le dessaleur de première étape et de 12.1 bars dans le dessaleur de deuxième étape.

Dans l'unité de dessalage de Hassi Messaoud, la pression est de 15 bars.

La pression est mesurée et contrôlée dans le compartiment de séparation.

IV-4-4- contrôle du niveau d'eau :

Il est important que le niveau d'eau soit maintenu au niveau demandé. Un haut niveau d'eau dans le compartiment de dessalage peut court-circuiter les électrodes de la grille électrique.

Un bas niveau peut provoquer un entraînement d'huile avec l'eau vers le collecteur des eaux usées.

IV-4-5- Contrôle du niveau d'huile :

Le niveau d'huile doit être suffisamment haut afin de permettre au brut de passer dans le réservoir et dans le collecteur de distribution.

Un bas niveau d'huile réduit ainsi le débit vers le train de dessalage.

Un haut niveau d'huile va réduire l'espace gazeux, ce qui peut avoir un impact sur la pression du dessaleur et pouvant provoquer un entraînement de liquide dans la conduite de gaz d'évent.

IV-4-6- Couche d'émulsion :

Après un certain temps, une couche d'émulsion peut se former dans la zone d'interface brut/eau.

L'épaisseur et la composition de la couche d'émulsion dépendent de la concentration des agents naturels émulsifiants.

Une couche d'émulsion relativement mince ne devrait causer aucun problème.

Cependant, si la couche d'émulsion continue d'épaissir et devient assez épaisse pour entrer dans le champ électrique, elle peut causer une surcharge électrique, des lectures erronées de tension et une eau d'effluent huileuse.

IV-4-7- Tension d'électrode :

La tension requise au grillage électrique est déterminée par la performance du dessaleur, basée sur les échantillons de brut pris à la sortie de chacun des dessaleurs.

La tension choisie sera la plus faible intensité requise pour en arriver à un dessalage adéquat.

Une tension plus forte résulte en une consommation plus élevée d'électricité.

IV-4-8- Eau de dilution :

Le débit d'eau est réglé à environ 5 % de la charge de brut. On peut l'ajuster au besoin afin d'améliorer l'efficacité du dessalage.

Il est important que l'eau de dilution soit bien mélangée et avec le brut.

Le robinet mélangeur doit être ajusté de façon à maintenir une perte de charge de (0.5 – 1 bars) à travers le robinet mélangeur.

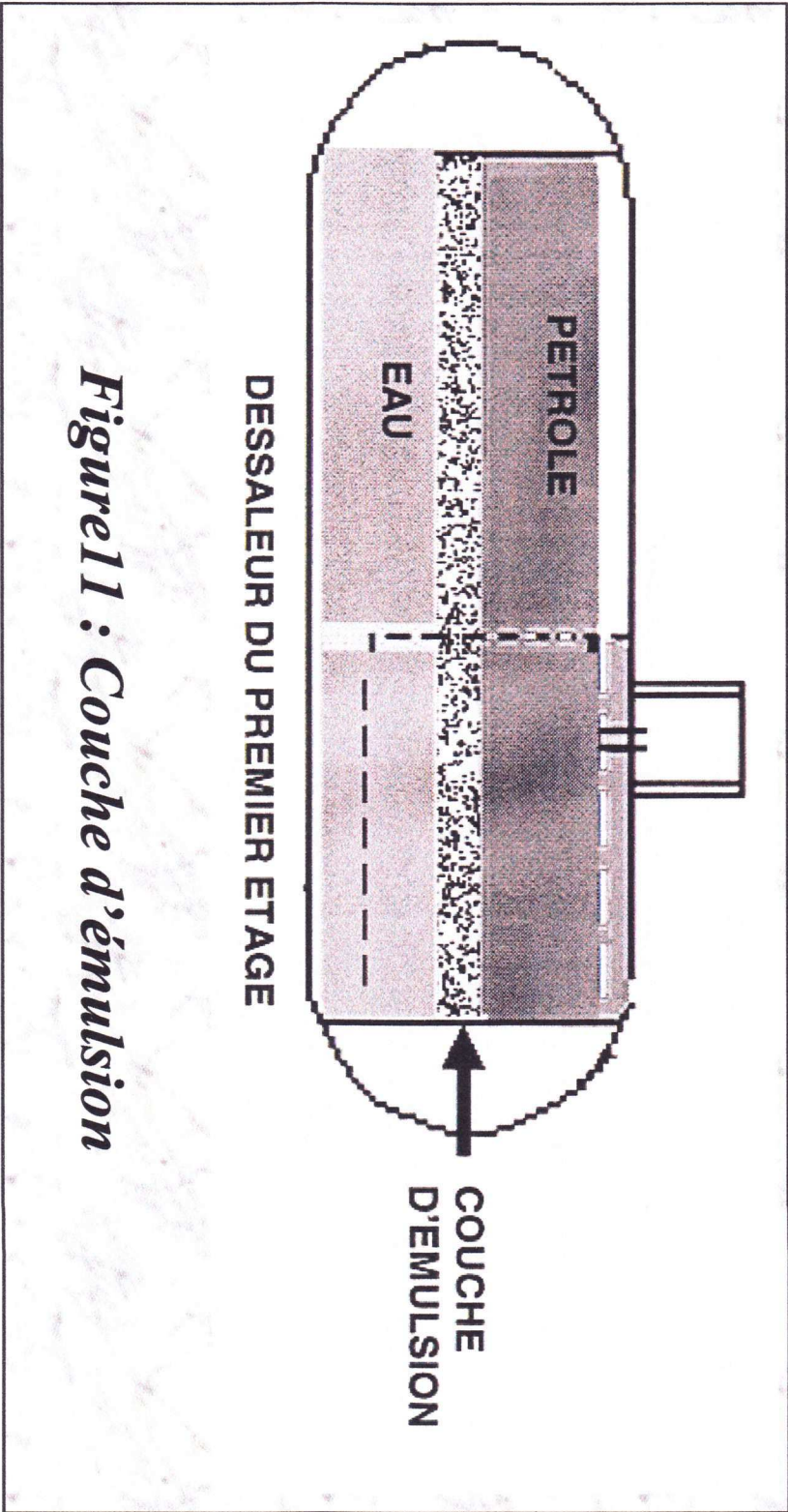


Figure 11 : Couche d'émulsion

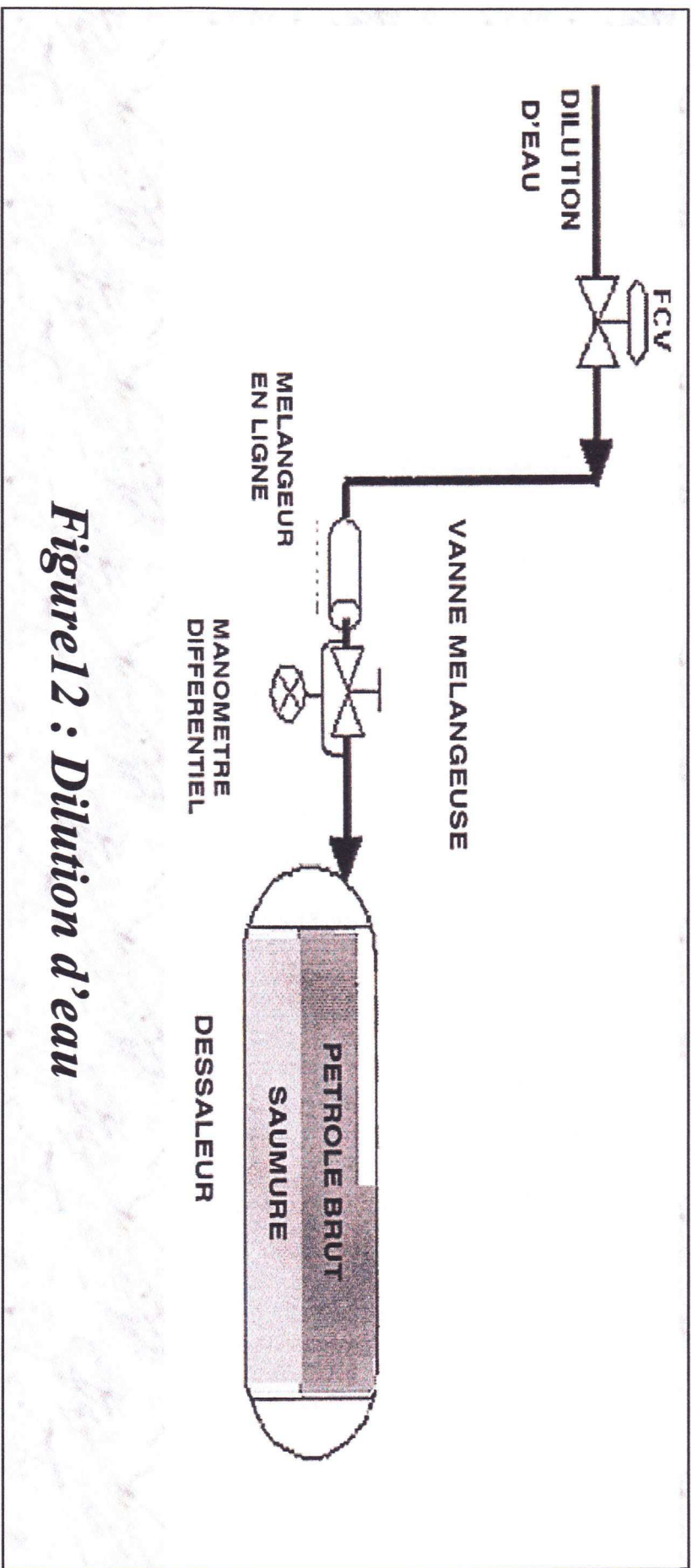


Figure 12 : Dilution d'eau

IV-4-9- produits chimiques désémulsifiant :

Des produits chimiques désémulsifiant peuvent être nécessaires pour obtenir le rendement de l'appareil de dessalage.

Il est souvent nécessaire d'ajouter des produits chimiques désémulsifiant lors du traitement de certains types de pétrole brut.

L'injection de produits chimiques est réalisée par l'intermédiaire d'une petite pompe de dosage.

Il faut utiliser un petit réservoir de dosage ou un verre de dosage étalonner pour permettre de contrôler le débit du produit chimique.

☞ L'efficacité du dessaleur :

$$E = 100 \frac{S_0 - S}{S_0}$$

Avec :

E : efficacité de dessaleur en %

S_0 : Teneur en sel du brut avant dessalage (ppm)

S : Teneur en sel du brut après dessalage (ppm)

IV-5- Efficacité du dessaleur et efficacité du dessalage : [3]

Après l'installation de l'unité de dessalage il faut déterminer l'efficacité du dessaleur et le procédé de dessalage.

Ces deux termes peuvent être exprimés mathématiquement en fonction des différents paramètres prennent telles ces intéressés dans le dessalage :

$$A = \frac{Z \cdot \left(S_0 + \frac{Y \cdot S_W}{100} \right)}{X + Y}$$

Avec :

A : Teneur en sel théorique du brut à la sortie du dessaleur (ppm, mg/l)

S_0 : Teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur mesurée en (ppm, mg/l)

S : Teneur en sel du brut à la sortie du dessaleur mesurée en (ppm, mg/l)

S_W : Teneur en sel de l'eau injectée mesurée en (ppm, mg/l)

X : Teneur en eau du brut à l'entrée du dessaleur (%)

Y : Quantité d'eau du brut injectée par rapport au volume (%)

Z : Teneur en eau du brut a sortie du dessaleur (%)

IV-6-Règles de sécurité :

Les techniciens et les opérateurs doivent être conscient des risques en matière de sécurité lorsqu'ils travaillent sur ou près des appareils de dessalage :

☞ Exposition aux conditions de procédé :

Les appareils de dessalage fonctionnent à une température de 49°C et à des pressions entre 12.1, 14.5 et 15 bars.

☞ Exposition aux liquides du procédé :

Lors de prise d'échantillon, de la vérification des niveaux dans les dessaleurs, de la manipulation de robinet de vidange ou lors de la préparation des équipements pour l'entretien, l'opérateur peut être en contact avec de l'huile chaude et de l'eau sous pression.

☞ Equipements haute tension :

Le transformateur du circuit primaire est de 400 v et le transformateur de circuit secondaire qui alimente le grillage électrique des dessaleurs peut varier entre 15kv et 25kv.

☞ surfaces chaudes :

La température de la paroi externe des récipients et des conduites de brut peut dépasser 49°C.

☞ Hauteur :

Les plates formes élevées et l'accès aux plates formes élevées présentent des risques de chute.

☞ **Endroit clos :**

Les dessaleurs sont classés comme endroits clos et il peut être permis d'y entrer en respectant les exigences (Entrer dans un endroit clos)

☞ Les chaussures de sécurité, le chapeau de sécurité, les lunettes de sécurité et les gants doivent être portés en tout temps.

☞ Porter des lunettes protectrices pour ouvrir les robinets de jauge, prendre des échantillons ou pour préparer les équipements pour l'entretien.

Toutes ces mesures de sécurité doivent être observées lorsque l'on doit travailler sur et autour de l'appareil dessalage.

Partie calcul

*Dimensionnement d'un
dessaleur électrostatique*

V-1-Dimensionnement d'un dessaleur électrique:[7]

1- Détermination de la quantité d'eau de lavage minimal injecté:

La formule suivante relie les teneurs en sels dans le brut et la quantité d'eau a injecté :

$$Y = \frac{X.(S_e - S_s)}{S_s}$$

S_e : Teneur en sel du brut a dessalé (g/m^3)

S_s : Teneur en sel du brut dessalé (g/m^3)

X : Teneur en eau du brut a dessalé

Y : Quantité d'eau de lavage (% massique de brut à dessalé)

Pour notre cas :

$$X = 0,3 \%$$

$$S_e = 350 \text{ g/m}^3$$

$$S_s = 30 \text{ g/m}^3$$

$$Y = \frac{0,3 \times (350 - 30)}{30} = 3,2 \%$$

La quantité d'eau de lavage à injecter en pourcent par rapport au brut à dessalé est:

$$Y = 3,2 \%$$

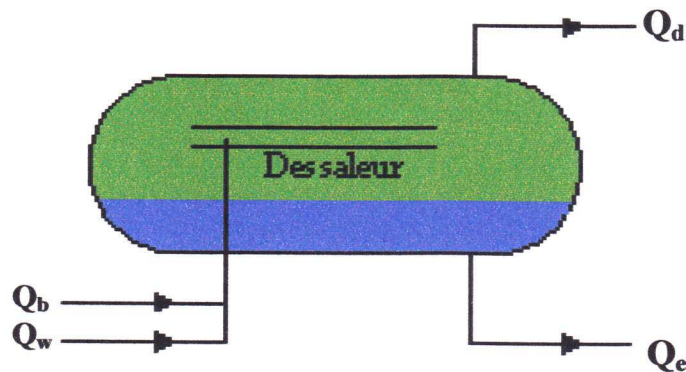
Les constructeurs de dessaleur préconisent des quantités variant de 5 à 10 %

Pour des raisons de sécurité, on a estimé une quantité de 5 % du débit de brut pour assurer cette opération.

Partie calcul

2- Bilan Matière :

Schéma de principe :

 Q_b : Quantité de brut à dessaler Q_d : Quantité de brut dessalé Q_w : Quantité d'eau de lavage Q_e : Quantité d'eau de purge

Le bilan matière de l'unité de dessalage est :

$$Q_b + Q_w = Q_d + Q_e$$

La quantité d'eau de lavage Q_w est :

$$Q_w = Y \cdot Q_b = 0,05 \times 150 = 7,5 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_w = 7,5 \text{ m}^3/\text{h}$$

Calcul de la quantité d'eau de purge:

$$Q_e = Q_w + (X - Z) \cdot Q_b$$

 X : Teneur en eau du brut à dessaler = 0,3 % Z : Teneur en eau du brut dessalé = 0,1 %

Partie calcul

$$Q_e = 7,5 + (0,003 - 0,001) \times 150 = 7,8 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_e = 7,8 \text{ m}^3/\text{h}$$

Calculons maintenant la quantité de brut dessalé :

$$Q_d = (Q_b + Q_w) - Q_e$$

$$Q_d = (150 + 7,5) - 7,8 = 149,7 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_d = 149,7 \text{ m}^3/\text{h}$$

3- Calcul de la vitesse de décantation V_d :

La vitesse de décantation est calculée à la température de dessalage d'après la formule du STOKES:

$$V_d = \left[\frac{4 \cdot (d_{H_2O} - d_{brut}) \cdot D_p \cdot g}{3 \cdot d_{brut} \cdot \phi} \right]^{0,5}$$

d_{H_2O} : Densité de l'eau

d_{brut} : Densité du brut

D_p : Diamètre de la particule d'eau (m)

g : Accélération de la pesanteur (m/s)

ϕ : Coefficient de résistance

4- Calcul de coefficient de résistance (ϕ) :

Le calcul de coefficient de résistance nécessite la détermination le régime d'écoulement.

1- Détermination du régime d'écoulement :

Le régime d'écoulement est déterminé par le calcul du nombre de Reynolds qui est donné par la relation suivante :

$$Re = \frac{V_d \cdot D_p}{\mu_B}$$

V_d : vitesse de décantation (m/s)

μ_B : viscosité cinématique du brut (m^2/s)

On suppose que le régime d'écoulement dans le dessaleur est laminaire, on déterminé le coefficient de résistance $\phi = f(Re)$ ensuite, on vérifie si le régime supposé est correct.

Le tableau suivant donne le coefficient ϕ en fonction du régime d'écoulement:

Régime D'écoulement	Re	ϕ
Laminaire	$Re \leq 0,2$	$24/Re$
Transitoire	$0,2 < Re < 500$	$18,5 / (Re^{0,6})$
Turbulent	$Re > 500$	44

Donc: $\phi = \frac{24}{Re}$

La relation de STOKS devient :

$$V_d = \frac{g \cdot D_p^2 \cdot (d_{H_2O} - d_{Brut})}{18 \cdot d_{Brut} \cdot \mu_B}$$

La vitesse de décantation est calculée à la température de dessalage $T = ^\circ C$

$$V_d = \frac{9,81 \times (1,5 \cdot 10^{-4})^2 \times (0,97 - 0,788)}{18 \times 0,788 \times 2 \cdot 10^{-6}} = 0,14 \cdot 10^{-2} \text{ m/s}$$

$$V_d = 0,14 \cdot 10^{-2} \text{ m/s}$$

Partie calcul

2-Vérification du régime d'écoulement :

$$Re = \frac{V_d \cdot D_p}{\mu_B}$$

$$Re = \frac{0,14 \cdot 10^{-2} \times 1,5 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot 10^{-6}} = 0,105$$

$Re < 0,2$ donc le régime d'écoulement s est laminaire.

5-Calcul du diamètre du dessaleur :

Pour calculer le diamètre de dessaleur il faut d'abord calculer le facteur A.

A : facteur relatif à la phase légère (Pétrole)

A est déterminé par la relation :

$$A = \frac{Q_d}{0,8\pi \cdot r \cdot V_d}$$

Q_d : débit de brut dessaler (m/s)

r: rapport de la longueur sur le diamètre du dessaleur. ($r = 2,57$ norme AFNOR)

$$Q_d = 149,7 \text{ m}^3 / \text{h} = 0,0415 \text{ m}^3 / \text{s}$$

$$A = \frac{0,0416}{0,8 \times 3,14 \times 2,57 \times 0,14 \cdot 10^{-2}} = 4,6$$

Le diamètre du dessaleur est donné par l'expression :

$$D = Y_1 \sqrt{2\pi \cdot A}$$

On détermine Y_1 d'après la formule :

$$Y_1 = \frac{\sin(\alpha/2)}{\sqrt{2\alpha - \sin 2\alpha}}$$

Partie calcul

α : en Rad

L'angle α est une fonction de la constante K (Graphe 01, annexe A)

La constant K est donnée par la formule suivante :

$$K = \frac{0,7}{\sqrt{2\pi \cdot A}}$$

$$K = \frac{0,7}{\sqrt{2 \times 3,14 \times 4,6}} = 0,13$$

D'après le graphe : $\alpha = 116^\circ$ qui correspond à 2,02 Rad

$$\sin(\alpha/2) = 0,84$$

$$\sin(2\alpha) = -0,78$$

$$Y_1 = \frac{0,84}{\sqrt{4,04 - (-0,78)}} = 0,382$$

$$D = 0,382 \cdot \sqrt{2 \times 3,14 \times 4,6} = 2,05 \text{ m}$$

On ordinaire à la valeur supérieur

On prend : **D = 2,1m**

La longueur de dessaleur est :

$$\text{On suppose } \frac{L}{D} = 2,57$$

$$L = 2,57 \cdot D = 2,57 \times 2,1 = 5,4 \text{ m}$$

$$\mathbf{L = 5,4 \text{ m}}$$

6- Calcul du volume du dessaleur :

$$V_T = V_1 + V_2$$

V_1 : Volume de la partie cylindrique du dessaleur.

V_2 : Volume des deux hémisphères.

Partie calcul

$$V_T = \frac{\pi \cdot D^2}{4} L + \frac{4 \pi \cdot D^3}{3 \cdot 8}$$

$$V_T = \frac{3,14 \times 2,1^2}{4} \times 5,4 + \frac{4}{3} \times \frac{3,14 \times 2,1^3}{8} = 23,54 \text{ m}^3$$

$$V_T = 23,54 \text{ m}^3$$

7- Calcul du temps de séjour :

Le temps de décantation est déterminé par la relation :

$$\tau = \frac{V_T}{Q_d}$$

$$\tau = \frac{23,54}{150} \times 60 = 9,41 \text{ min}$$

$$\tau = 9,41 \text{ min}$$

8- Calcul de la vitesse du pétrole et celle effective de décantation :

Pour une décantation effective l'inégalité suivante ($\tau < \tau_D$) doit être respectée.

$$\tau = 9,41 \text{ min}$$

$$\tau_D = \frac{h_e}{V_{\text{eff}}}$$

Vitesse effective de décantation des gouttelettes (dans le milieu mobile) V_{eff} :

$$V_{\text{eff}} = V_d - V_p \text{ en (m/s)}$$

Vitesse du pétrole V_p :

$$V_p = \frac{h_e}{\tau} \text{ en (m/s)}$$

Hauteur de l'émulsion h_e :

$$h_e = 0,5 \cdot D - h_i$$

D : diamètre du dessaleur

h_i : hauteur d'interface (eau / brut)

Cette inégalité doit être vérifiée pour le choix de la vitesse du pétrole et de la vitesse de décantation

Pour plus sûreté on prend : $V_d \geq 2V_p$

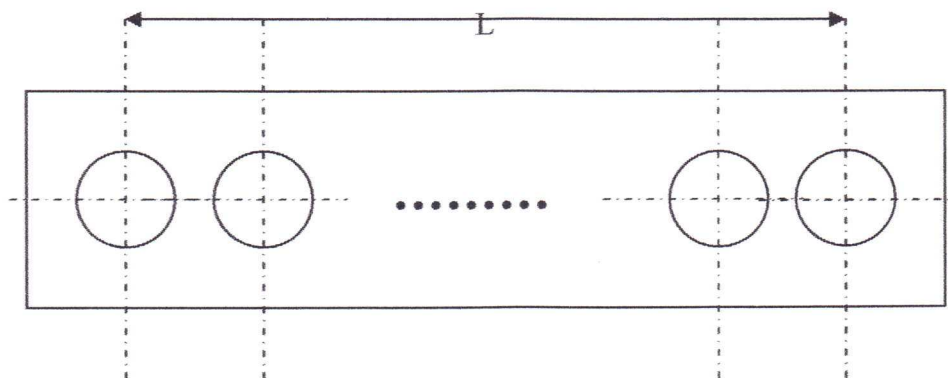
Tableau 03: Evaluation de la vitesse effective de décantation

h_i m	0,45	0,55	0,65	0,67
h_e m	0,6	0,5	0,4	0,38
V_p m/s	0,106	0,088	0,0708	0,067
V_{eff} m/s	0,034	0,052	0,0692	0,073
τ_D min	29,41	16,02	9,63	8,67

Pour une hauteur de décantation $h_i = 670$ mm, l'inégalité ($V_d \geq 2V_p$) est vérifiée, on opte alors pour cette valeur pour une vitesse de décantation effective.

9- Calcul de la distribution

Sur la rampe de distribution on a deux rangées de tours. Le calcul de la distribution a pour but d'assumer une vitesse admissible du brut à travers les tours, l'augmentation de la vitesse améliore le degré de distribution du pétrole sur toute la longueur du dessaleur, mais les grandes vitesses donnent lieu à une haute turbulence à l'émulsion



1- Calcul du nombre de trous par rangée :

Pour le calcul de la distribution, il faut suivre les étapes suivantes :

Le nombre des trous par une rangée est donné par la formule suivante :

$$n = \frac{L}{A} + 1$$

A : distance séparant les divisions.

L : distance séparant les deux trous extrêmes de chaque rangée (collecteur longueur)

$$L = L_{\text{longueur du dessaleur}} - 2 = 5,4 - 2 = 3,4 \text{ m}$$

$$L = 3400 \text{ mm}$$

$$A = 60 \text{ mm} \quad (\text{cas Hassi Messaoud et Hassi R'mel})$$

Le nombre total de divisions par rangée :

$$n = \frac{3400}{60} + 1 = 58 \text{ divisions.}$$

On a deux rangées

Le nombre totale de troue est égale $n_t = n \times 2$

$$n_t = 58 \times 2 = 116 \text{ trous}$$

$$n_t = 116 \text{ trous}$$

Partie calcul

10- Calcul de l'efficacité du dessaleur et de dessalage :

L'efficacité du dessaleur et celle de dessalage sont les paramètres qui conditionnent le rendement optimal du dessaleur.

Pour déterminer ces deux grandeurs il faut déterminer la teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur.

a) calcul de la teneur en sel optimale:

La teneur en sel est donné par :

$$A = \frac{Z S_e + \left(\frac{Y \cdot S_w}{100} \right)}{X + Y}$$

A : Teneur en sel théorique du brut à la sortie du dessaleur

Z : teneur en eau du brut dessalé (% massique)

Y : Quantité d'eau injectée par rapport au brut dessalé (% massique)

X : Teneur en eau du brut à dessalé (%)

S_w : Teneur en sel de l'eau injectée (g/m³)

$$S_o = 350 \text{ g/m}^3$$

$$Y = 3,2 \%$$

$$S_w = 70 \text{ g/m}^3$$

$$X = 0,3 \%$$

$$Z = 0,1 \%$$

$$A = \frac{0,1 \cdot 350 + \left(\frac{3,2 \times 70}{100} \right)}{0,3 + 3,2} = 10,64 \text{ g/m}^3$$

$$A = 10,64 \text{ g/m}^3$$

Partie calcul

b) Calcul de l'efficacité du dessaleur :

L'efficacité du dessaleur est donné par:

$$E = \frac{S_e - S_s}{S_e}$$

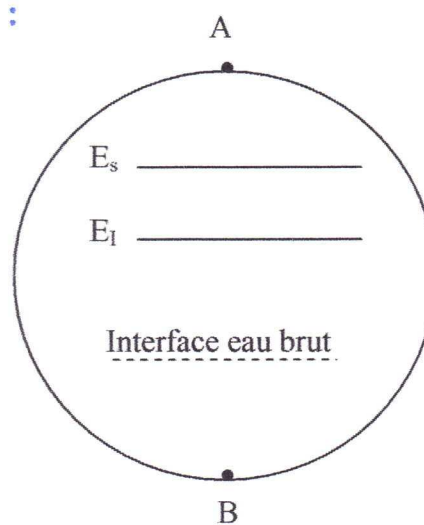
$$E = \frac{350 - 30}{350} = 92 \%$$

$$E = 92\%$$

c) Calcul de l'efficacité de dessalage :

$$E = \frac{S_e - S_s}{S_e - A}$$

$$E = \frac{350 - 30}{350 - 10,64} = 94 \%$$

11-Calcul des caractéristiques électriques :E_s : Electrode supérieurE_i : Electrode inférieureDistance entre l'électrode supérieure et le point A est : $L_1 = \frac{2}{5}D = 840 \text{ mm}$ Distance entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau est: $L_2 = \frac{2}{9}D = 466 \text{ mm}$ Distance entre le niveau d'eau et le point B est: $h_i = 670 \text{ mm}$ Distances entres les deux électrodes est : $L_3 = D - (D_1 + D_2 + h_i) = 124 \text{ mm}$

Partie calcul

Ces distances correspondent à la gamme des normes internationale (AFNOR)

a) Calcul de la tension du champ électrique entre les deux électrodes E_1 :

$$E_1 = \frac{U}{L_3}$$

E_1 : tension du champ (V/cm)

U : tension du courant en volts (varie de 15000 à 20000 v)

L_3 : distance entre les deux électrodes (cm)

$U = 15000$ volts

$$E_1 = \frac{15000}{124} = 121 \text{ V/cm}$$

$$E_1 = 121 \text{ V/cm}$$

b) Calcul du champ électrique entre le niveau d'eau et l'électrode inférieure :

$$E_2 = \frac{U}{L_2}$$

Ou :

$U = 15000$ volts

$L_2 = 0,488$ m

$$E_2 = \frac{15000}{488} = 30,73 \text{ V/cm}$$

$$E_2 = 30,73 \text{ V/m}$$

d) calcul de la tension critique du champ E_{critique} :

Il faut que $E_1 < E_{\text{critique}}$

$$E_{\text{critique}} = A \sqrt{\frac{2 \cdot \sigma}{\epsilon \cdot D_p}}$$

Partie calcul

A : coefficient de proportionnalité

σ : Tension superficielle entre l'eau et le brut (g/ cm^3)

ε : Constant diélectrique

D_p : diamètre de la particule

Tableau N°3 :

% Volumique d'eau de lavage	Coefficient de proportionnalité A
5	382
10	391
20	403

$$\varepsilon = 18$$

$$\sigma = 12 \text{ g/cm}^2$$

$$D_p = 1,5 \cdot 10^{-2} \text{ cm}$$

$$E_{\text{critique}} = 382 \sqrt{\frac{2 \times 12}{18 \times 1,5 \cdot 10^{-2}}} = 3601 \text{ V/cm}$$

$$E_{\text{critique}} = 3601 \text{ V/cm}$$

$$E_1 < E_{\text{critique}}$$

Du point de vue électrique notre dessaleur peut fonctionner normalement

Partie calcul

*Dimensionnement
d'un échangeur*

1- Introduction du dimensionnement d'un échangeur

La dualité transfert de chaleur – perte de charge domine tout le problème. En effet, les résistances au transfert matérialisées par des films, sont d'autant plus faibles que la vitesse de circulation est, en conséquence, les nombres de Reynolds sont élevés, ce qui entraîne une réduction de la surface d'échange à prévoir. En contrepartie, l'élévation du nombre de Reynolds provoque une augmentation de la perte de charge qui conduit à utiliser une pompe à pression de refoulement supérieure, donc exigeant plus d'énergie, de sorte que ce que l'on a gagné sur la surface de l'appareil est contrebalancé par l'accroissement des frais opératoires. Le calcul de tout appareil comportera donc toujours deux études parallèles: transfert de chaleur et perte de charge.

Les deux fluides qui traversent l'appareil s'écoulent sous l'effet de potentiel mesuré par la différence de pression ΔP entre l'entrée et la sortie et que l'on appelle la perte de charge

Pour étudier le problème on utilise la méthode de **Kern** qui simplifie le problème en ne prenant en considération que les échangeurs industriels pour lesquels la hauteur du segment libre de la chicane est égale au quart du diamètre intérieur de la calandre. Dans ces conditions, les vitesses massiques longitudinale et transversale sont assez voisines et peuvent être confondues. On utilise donc l'équation la plus simple pour calculer la vitesse massique côté calandre. En outre, Kern emploie toujours le diamètre équivalent pour établir la valeur du nombre de Reynolds côté calandre. [8]

2-Dimensionnement d'un échangeur à faisceau calandre:

2.1-Introduction:

La mise en place des fluides à l'intérieur ou à l'extérieur des tubes doit prendre en considération la corrosivité des produits et leur caractère salissant, c'est à dire les possibilités de nettoyage, en plaçant à l'intérieur des tubes le fluide le plus corrosif et le plus sale. Par ailleurs, il faut tenir compte également du rapport des débits et de celui des sections de passage dans le faisceau et dans la calandre, en mettant le plus grand débit dans la plus grande section.

Les valeurs des résistances d'encrassement R_s et des pertes de charge coté tube et coté calandre, obtenues à partir du choix de l'appareil, seront comparées aux standards imposés.

2.2-Les données de départ:

L'échangeur modifier est E-101 voir figure (02).

1-Les caractéristiques du l'échangeur:

A. coté tube :

On utilise les tubes spéciaux répondant aux spécifications bien déterminées et selon les normes selon calibre **BWG** (Birmingham Wire Gage)

Tableaux 01: caractéristiques de l'échangeur:

Type de métal	Aciers alliés
Diamètre extérieur	0,02540 m (3/4 in)
BWG	14
Epaisseur	0,00210 m
Diamètre intérieur	0,02118 m
Section	3,523 cm ²
Surface extérieur	0,0798 m ² /m
Surface intérieur	0,0665 m ² /m
Poids	1,324 kg/m
Longueur	4,8 m
Nombre de passes	2

B. Coté calandre:

Type de métal	Acier de carbone
Diamètre intérieur D_c	0,54 m
Pas triangle P	0,03175m

2-Caractéristiques des fluides:

La circulation les deux fluides dans l'échangeur sont en contre courant.

A. Coté tube:

Le fluide utilisé dans les tubes de l'échangeur est le pétrole brut provenant de la section de traitement d'huile. Le fluide construire une des caractéristiques dans le tableau suivant :

Tableaux 03 : Caractéristiques le fluide dans les tubes de l'échangeur

Débit d'entrée : m	121050 Kg/h
Température d'entrée : t_1	35 °C
Température de sortie : t_2	85 °C
Chaleur spécifique : C_p	0,389 Kcal/Kg°C
Masse volumique : ρ	788 Kg/m ³
Résistance d'encrassement : R_B	0,0006 h.m ² . °C/ Kcal

B. Coté calandre:

Dans la calandre en utilise le gasoil .l'alimentation du calandre est boucle huile chaude, le but de gasoil est chauffant l'autre fluide (pétrole brut).

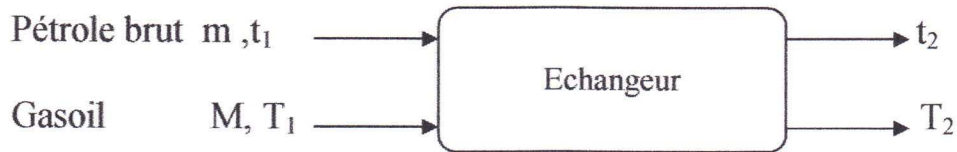
Tableaux 04: Caractéristiques le fluide coté calandre de l'échangeur:

Débit d'entrée : M	43606 m ³ /h
Température d'entrée : T_1	240 C°
Température de sortie : T_2	145 °C
Chaleur spécifique : C_p	0,389 Kcal/Kg°C
Masse volumique : ρ	800 Kg/m ³
Pression d'entrée : P	4 bars
Résistance d'encrassement : R_S	0,0006 h.m ² . °C/ Kcal

Partie calcul

3-Calcul d'un échangeur à faisceau calandre:**1-Bilan thermique:**

Schéma de principe: [9]



On a :

$$Q = m \cdot C_{P_B} (t_2 - t_1) = M \cdot C_{P_G} (T_1 - T_2)$$

$$Q = 118200 \times 0,389 (85 - 35) = 2298990 \text{ Kcal /h}$$

Donc la quantité de chaleur transfert dans l'échangeur :

$$Q = 2298990 \text{ Kcal/ h}$$

2- Différence de température logarithmique moyenne ΔTLM :

$$\Delta TLM = \frac{\Delta t_1 - \Delta t_2}{Ln \left[\frac{\Delta t_1}{\Delta t_2} \right]}$$

 Δt_1 et Δt_2 sont les différences de températures des fluides à chaque extrémité

$$\Delta t_1 = T_1 - t_2 \quad \text{à l'extrémité chaude}$$

$$\Delta t_2 = T_1 - t_2 \quad \text{à l'extrémité froide}$$

On a :

$$\begin{array}{ccc} T_2=145^\circ & \rightleftarrows & T_1=240^\circ\text{c} \\ T_1=35^\circ & \leftleftarrows & t_2=85^\circ\text{c} \end{array}$$

Alors:

$$\Delta t_1 = 240 - 85 = 155^\circ\text{C}$$

$$\Delta t_2 = 145 - 35 = 110^\circ\text{C}$$

$$\Delta TLM = \frac{155-110}{Ln \left[\frac{\Delta t_1}{\Delta t_2} \right]} = 131,21^\circ\text{C}$$

Partie calcul

3- Détermination de facteur de correction F:

Le facteur F peut être considéré comme l'efficacité de l'appareil multi passes par rapport à l'appareil à contre courant servant de référence. Le facteur F peut être déterminé sur les abaques de BOWMAN, MULER et NAGLE à partir des paramètres E et R définis dans les relations suivantes :

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

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

E : Rendement thermique

R : Le rapport des débits thermiques unitaires, que l'on appelle encore facteur de déséquilibre

$$E = \frac{85 - 35}{240 - 35} = 0,24$$

$$R = \frac{240 - 145}{85 - 35} = 1,9$$

L'échangeur modifier est un échangeur à un seul passe coté calandre et deux passes coté tubes

D'après la figure (03) on trouve :

$$F = 0,95$$

Partie calcul

4- Estimation de la surface d'échange A :

$$A' = \frac{Q}{U_s' \cdot F \cdot \Delta TLM}$$

$$U_s' = 270 \text{ Kcal/h.m}^2\text{°C} \quad \text{D'après le tableau 01 Annexe}$$

$$A' = \frac{2298990}{270 \times 0,95 \times 131,21} = 68,31 \text{ m}^2$$

Calcul du nombre des tubes estimé N_t' :

$$N_t' = \frac{A'}{a \cdot n_c}$$

a : Surface d'échange d'un tube : $a = \pi \cdot d_o \cdot L$

$$a = 3,14 \times 0,0254 \times 4,8 = 0,3828 \text{ m}^2$$

$$N_t' = \frac{68,31}{0,3828 \times 1} = 179 \text{ tubes}$$

Nombre de tubes voisin de N_t' avec nombre de passes dans le faisceau $n_t = 2$ est:

$$N_t = 188 \text{ tubes}$$

La surface d'échange $A = 71,97 \text{ m}^2$

5- Coefficient de transfert de chaleur sale U_s :

Le coefficient global d'échange U_s pour l'échangeur encrassé est donné par la formule suivant :

$$U_s = U_s' \times \frac{N_t'}{N_t}$$

$$U_s = 257 \text{ Kcal/h.m}^2\text{°C}$$

Partie calcul

6- Températures caloriques T_c et t_c :

Le problème consiste à définir pour les deux fluides circulant dans l'échangeur des températures moyennes T_c et t_c , appelées généralement températures caloriques données dans les relations suivantes :

$$T_c = T_2 + F_c (T_1 - T_2)$$

$$t_c = t_1 + F_c (t_2 - t_1)$$

Où :

$$F_c = f(K_c, r) \quad \text{figure 04}$$

Pour les produits pétroliers visqueux, K_c est une fonction de la différence de température Δt entre l'entrée et la sortie, et de la densité d de ce produit figure 04.

$$r = \frac{T_1 - t_2}{T_2 - t_1}$$

$$\Delta t_B = t_2 - t_1 = 85 - 35 = 50 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$d_B = 0,8 \text{ Kg/m}^3$$

$$r = 0,72$$

D'après la figure 04

$$K_c = 0,1$$

$$F_c = 0,45$$

Donc :

$$T_c = 145 + 0,45 (240 - 145) = 187,75 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$t_c = 35 + 0,45 (85 - 35) = 57,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_c = 187,75 \text{ } ^\circ\text{C} \quad t_c = 57,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Tableaux 05: Caractéristiques les fluides à T_c et t_c

	Viscosité μ (Kg/m.h)	Conductivité thermique λ (Kcal/m.h. $^\circ\text{C}$)	Chaleur Spécifique C_p (Kcal/kg $^\circ\text{C}$)	Densité d
Gasoil	0,54	0,106	0,526	0,675
Pétrole brut	6,2	0,116	0,41	0,765

Partie calcul

7-Les calculs de coté tube :

A. Section par passe a_t :

La section de passage des tubes est calculée par la formule suivante :

$$a_t = \frac{N_t \pi \cdot d_i^2}{n_t \cdot 4}$$

$$a_t = \frac{188}{2} \times \frac{\pi (0,02118)^2}{4} = 0,0331 \text{ m}^2$$

$$a_t = 0,0331 \text{ m}^2$$

B. Vitesse massique G_t :

Vitesse massique déterminée par l'équation suivante :

$$G_t = \frac{m}{a_t} \text{ en Kg / h.m}^2$$

$$G_t = \frac{118200}{0,0331} = 3570996 \text{ Kg / h.m}^2$$

$$G_t = 3570996 \text{ Kg / h.m}^2$$

C. Nombre de Reynolds Re_t :

Le but de calcul de Reynolds pour construire coefficient de transfert et coefficient de friction en fonction de Reynolds à l'intérieur des tubes :

$$Re_t = \frac{G_t \cdot d_i}{\mu}$$

$$Re_t = \frac{3570997 \times 0,02118}{6,2} = 12200$$

$$Re_t = 12200$$

Alors $Re_t > 12200$ le régime est turbulent

$$\frac{L}{d_i} = \frac{4,8}{0,02118} = 227$$

D'après la figure 05

Coefficient de fonction de transfert de chaleur : $J_h = 38$

Coefficient de friction : $f_t = 0,018$

D. Coefficient de film intérieur h_{io} :

Le coefficient de film intérieur rapporté à la surface extérieure (surface de référence), calculé par la formule suivante :

$$h_{io} = h_i \left(\frac{d_i}{d_o} \right)$$

Où

h_i : Coefficient de film intérieur calculé par la formule suivante :

$$h_i = J_h \frac{\lambda}{d_i} \left(\frac{C_p \times \mu}{\lambda} \right)^{\frac{1}{3}} \times \Theta_t$$

Θ_t : Correction pour chauffage, refroidissement $\Theta_t = 1$

Alors :

$$h_i = 38 \times \frac{0,116}{0,02118} \left(\frac{0,41 \times 6,2}{0,116} \right)^{\frac{1}{3}} = 576,43 \text{ Kcal / h m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Donc:

$$h_{io} = 576,43 \times \left(\frac{0,02118}{0,02540} \right) = 480,66 \text{ Kcal / h.m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$h_{io} = 480,66 \text{ Kcal / h.m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Partie calcul

8 - Les calculs cotés calandre :

A. Diamètre de la calandre :

A partir de nombre des tubes, on tire le diamètre de la calandre suivant le tableaux de disposition des tubes en triangle.

$$D_C = 0,54 \text{ m}$$

B. Débit de huile chaude :

D'après le calcul de quantité de chaleur on obtient :

$$M = \frac{Q}{C_p \cdot (T_1 - T_2)} \text{ en Kg / h}$$

$$M = \frac{2298990}{0,527 (240 - 145)} = 45920 \text{ Kg / h}$$

$$M = 45920 \text{ Kg / h}$$

C. Section par calandre a_c :

$$a_c = \frac{D_c}{P} (P - d_o) B$$

B : Espacement entre les chicanes est compris entre $0,2D_c$ et D_c

$$B = 0,3 \text{ m}$$

$$P: \text{ Pas carré normal : } P = 0,03175 \text{ m}$$

Alors :

$$a_c = 0,0324 \text{ m}^2$$

D. Vitesse massique G_c :

Pour déterminée la vitesse, à partir de l'équation suivante :

$$G_c = \frac{M}{a_c}$$

$$G_c = \frac{45920}{0,0324} = 1417284 \text{ Kg / h.m}^2$$

$$G_t = 1417284 \text{ Kg / h.m}^2$$

Partie calcul

E. Diamètre équivalent :

$$D_e = \frac{4 \times P^2}{\pi \cdot d_o} - d_o$$

$$D_e = \frac{4 \times 0,03175^2}{3,14 \times 0,0254} - 0,0254 = 0,025 \text{ m}$$

$$D_e = 0,025 \text{ m}^2$$

F. Nombre de Reynolds Re_c :

Le but de calcul de nombre de Reynolds pour calcul coefficient de transfert et coefficient de friction en de nombre de Reynolds à l'extérieure des tubes figure06.

$$Re = \frac{D_e \times G_c}{\mu}$$

$$Re = \frac{0,025 \times 1417284}{0,54} = 65615$$

$$Re_c = 65615$$

Coefficient de transfert : $J_h = 150$

Coefficient de friction : $f_t = 0,11$

G. Coefficient de film extérieur h_o :

$$h_o = \frac{\lambda \cdot J_h}{D_e} \left(\frac{C_p \cdot \mu}{\lambda} \right)^{\frac{1}{3}} \varnothing_c$$

\varnothing_c : Correction pour chauffage, refroidissement $\varnothing_c = 1$

$$h_o = \frac{0,106 \times 150}{0,025} \left(\frac{0,527 \times 0,54}{0,106} \right)^{\frac{1}{3}} = 886,6 \text{ Kcal / h.m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

$$h_o = 886,6 \text{ Kcal / h.m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$$

Partie calcul

9 - Température du tube t_1 :

Le calcul de cette température est nécessaire pour estimer les termes correctif ϕ_1 côté tubes et côté calandre ϕ_c .

$$t_1 = t_c + \frac{h_o + h_{i0}}{h_o} (T_c - t_c)$$

$$t_1 = 57,5 + \frac{886,6}{886,6 + 656,15} (187,75 - 57,5) = 132,23^\circ\text{C}$$

$$t_1 = 132,23^\circ\text{C}$$

10-Correction de h_o et h_o :

Le terme correctif $\phi = (\mu/\mu_1)^{0,14}$ est introduit pour tenir compte des effets du chauffage ou du refroidissement sur la distribution des vitesses dans une section.

$$h_{o,correcte} = h_o \times \left(\frac{\mu}{\mu_1}\right)^{0,14} = 480,66 \times 1,02 = 490 \text{ Kcal/h.m}^2\text{.}^\circ\text{C}$$

$$h_{i,correcte} = h_i \times \left(\frac{\mu}{\mu_1}\right)^{0,14} = 886,6 \times 0,94 = 833,4 \text{ Kcal/h.m}^2\text{.}^\circ\text{C}$$

11-Coefficient de transfert propre U_p :

Le calcul de coefficient de transfert de chaleur propre par la formule suivante :

$$U_p = \frac{h_{i,correcte} \times h_{i,correcte}}{h_{i,correcte} + h_{i,correcte}}$$

$$U_p = \frac{490 \times 833,4}{490 + 833,4} = 309 \text{ Kcal/h.m}^2\text{.}^\circ\text{C}$$

$$U_p = 309 \text{ Kcal/h.m}^2\text{.}^\circ\text{C}$$

Partie calcul

12-Vérification de la résistance d'encrassement R_S :

Pour assurer le calcul, on vérifie par le calcul de la résistance d'encrassement:

A. Résistance calculé :

$$R_{S\text{calc}} = \frac{U_p - U_S}{U_p \times U_S}$$

$$R_{S\text{calc}} = \frac{309 - 257}{309 \times 257} = 6,54 \cdot 10^{-4} \text{ h.m}^2/\text{Kcal}$$

B. Résistance imposé :

$$R_{S\text{imposé}} = R_{i0} + R_o$$

$$R_i = 4 \cdot 10^{-4} \text{ h.m}^2/\text{Kcal} \text{ Tableau 05}$$

$$R_o = 6 \cdot 10^{-4} \text{ h.m}^2/\text{Kcal} \text{ Tableau 05}$$

- Résistance de film intérieur rapporté à la surface extérieur:

$$R_{i0} = R_i \times \left(\frac{d_o}{d_i} \right) = 4 \cdot 10^{-4} \times \left(\frac{0,0254}{0,02118} \right) = 4,8 \cdot 10^{-4}$$

- $R_{S\text{imposé}} = (4,8 + 6) \times 10^{-4} = 10,8 \cdot 10^{-4} \text{ h.m}^2/\text{Kcal}$

Donc :

$$R_{S\text{imposé}} > R_{S\text{calculé}}$$

Du point de vue thermique notre échangeur peut fonctionner sans problème.

13-Pertes de charge :

Le valeur de perte de charge est fonction de la vitesse de circulation des fluides et de leur caractéristiques physiques: densité et viscosité, ainsi que la géométrie de l'appareil.

A- Perte de charge côté tube :

$$\Delta P_t = \frac{n_c n_t G_t}{1,27110^5 \times d_B} \times \left[\frac{f_t \cdot l}{d_i \left(\frac{\mu}{\mu_t} \right)^{0,14}} + 2 \right]$$

Coefficient de friction, déterminée ultérieurement : $f_t = 0,012$

Densité de fluide côté tube $d_B = 0,820$

$$\Delta P_t = \frac{1 \times 2 \times (3570996)^2}{1,721 \cdot 10^{15} \times 0,79} \times \left[\frac{0,019 \times 4,8}{0,02118 \times 1,02} + 2 \right] = 0,11 \text{ Kg/cm}^2$$

$$\Delta P_t < 0,7 \text{ Kg/cm}^2$$

B. Perte de charge côté calandre :

$$\Delta P_c = \frac{n_c f_c G_c^2 (N_c + 1) D_c}{1,27 \cdot 10^{15} \cdot d_G D_e \left(\frac{\mu}{\mu_t} \right)^{0,14}}$$

Coefficient de friction $f_c = 0,11$

Nombre des chicanes transversals sont N_c :

$$N_c = \frac{L}{B} - 1 = \frac{4,8}{0,3} - 1 = 15$$

$$\Delta P_c = \frac{1 \times 0,11 \times (1417284)^2 \times (15 + 1) \times 0,54}{1,271 \cdot 10^{15} \times 0,747 \times 0,025 \times 0,94} = 0,08 \text{ Kg/cm}^2$$

Donc : $\Delta P_c < 0,7 \text{ Kg/cm}^2$

A partir des données de départ qu'on arrivé à des résultats qui permettant le bon dimensionnement de l'échangeur.

Partie calcul

Résumé :

Les résultats de calcul sont illustrés dans le tableaux suivant :

Tableaux 05 : Les résultats de dimensionnement du l'échangeur

Cote tubes		Cote calandre	
Section de passage	$a_t = 0,0331 \text{ m}^2$	Diamètre calandre	$D_c = 0,54 \text{ m}$
Vitesse massique	$G_t = 2570996 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^2 \cdot \text{h}}$	Section de passage	$a_c = 0,0324 \text{ m}^2$
Reynolds	$Re = 12200$	Vitesse massique	$G_c = 1417284 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^2 \cdot \text{h}}$
U_p	$U_p = 309 \text{ Kcal/hm}^2 \cdot ^\circ\text{C}$	Reynolds	$Re = 65615$
U_s	$U_s = 257 \text{ Kcal/hm}^2 \cdot ^\circ\text{C}$	Diamètre équivalent	$D_e = 0,025 \text{ m}$
Perte de charge	$\Delta P_t = 0,11 \text{ Kg/cm}^2$	Perte de charge	$\Delta P_c = 0,08 \text{ Kg/cm}^2$
Surface d'échange A	$A = 70,93 \text{ m}^2$		

*Dimensionnement
de la pompe*

1-Introduction :

Dans toutes les branches de l'industrie pétrolière on utilise des pompes. Les pompes sont des machines hydrauliques qui servent à déplacer des liquides d'une pression haute. Au de leur moteur point de vue du fonctionnement, les pompes transforment l'énergie mécanique de leur moteur de entraînement en énergie hydraulique.

Le fonctionnement d'une pompe consiste à produire une différence de pression entre l'entrée et la sortie du liquide entre l'aspiration et le refoulement, les organes actif de la pompe la roue, piston, palettes ...etc. toutes les pompes sont divisées en deux catégories selon le mode de leur fonctionnement . [10]

- Les pompes volumétriques.
- Les turbopompes.

2-Les pompes centrifuges :

Les pompes centrifuges pouvaient comporter une ou plusieurs cellules. Le fait d'ajouter des cellules ayant pour résultat d'augmenter la hauteur d'élévation, nous aurons, en principes les pompes suivantes :

2.1-Les pompes monocellulaires :

Ces sont des pompes qui sont utiliser pour des moyennes pression d'une hauteur compris entre 15m à 80m. Elles sont des turbopompes dont le fonctionnement.

2.2-Les pompes multicellulaires :

Ceux sont des pompes qui sont utilisées pour des hautes pressions pouvant atteindre plusieurs centaines de mètres, comme on peut les classer selon la trajectoire du liquide à pomper qui peut être comme suit :

- Entrée radiale.
- Entrée axiale.

3-Calcul de la pompe :

Le choix de qu'elle pompe centrifuge se fait, en basent sur les calculs de la puissance hydraulique.

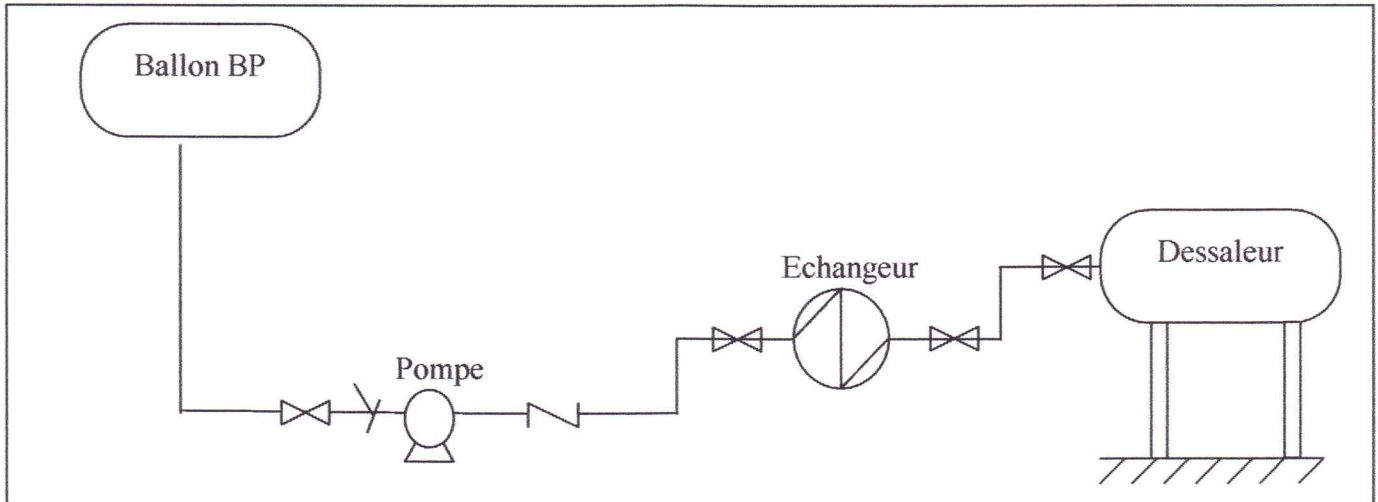


Figure : schéma du fonctionnement de la pompe P-

- Y Filtre
- Z Clapet
- ∞ Vanne

3.1- les données :

Débit de pétrole brut	150 m ³ /h
Tension de vapeur	0,797 bar
Pression de dessaleur	3 bars
Hauteur de refoulement	1,5 m
Hauteur de l'aspiration	19 m
Densité de pétrole brut	0,79

Partie calcul

3.2- Pression d'aspiration P_{asp} :

$$P_{asp} = \frac{P_G \times 10,2}{d_B} - \frac{\Delta P \times 10,2}{d_B} + L_B$$

ΔP : la sommes des pertes de charge sont :

Filtre négligible
Vanne 0,15 bar

Alors : $\Delta P = 0,15$ bar

$$P_{asp} = \frac{1,14 \times 10,2}{0,788} - \frac{0,15 \times 10,2}{0,788} + 19 = 27,37$$

$$P_{asp} = 27,37 \text{ m d'eau}$$

3.3 -Pression de refoulement :

$$P_{ref} = \frac{P_{dess} \times 10,2}{d_B} + \frac{\Delta P \times 10,2}{d_B} + L_{dess}$$

ΔP : la sommes des pertes de charge sont:

Vanne 0,15 bar
Clapet 0,1 bar
Echangeur 0,11 bar
Vanne de mélange 0,5 bar

Alors $\Delta P = 0,86$ bar

$$P_{ref} = \frac{3 \times 10,2}{0,788} + \frac{0,86 \times 10,2}{0,788} + 1,5 = 55,46 \text{ m d'eau}$$

$$P_{ref} = 55,46 \text{ m d'eau}$$

Partie calcul

1.4- La hauteur manométrique:

$$H_{mt} = P_{ref} - P_{asp} = 55,46 - 27,37 = 28,1 \text{ m d'eau}$$

$$H_{mt} = 28,1 \text{ m d'eau}$$

5-Détermination du NPSH (Net Positif Suction Head) :

$$\text{NPSH} = P_{asp} - \frac{T_{vap} \times 10,2}{d_B}$$

$$\text{NPSH} = 27,37 - \frac{0,797 \times 10,2}{0,788} = 17,05 \text{ m d'eau}$$

Alors NPSH = 17,05 m d'eau

6-Détermination de la puissance de la pompe :

a) Puissance hydraulique :

$$P_h = \frac{Q_d \times d_B \times H_{mt}}{36}$$

$$P_h = \frac{150 \times 0,79 \times 28,1}{36} = 92,5 \text{ w}$$

b) Puissance absorbée :

$$P_a = \frac{P_h}{\eta}$$

$$\eta = 50 \%$$

$$P_a = \frac{92,5}{0,5} = 185 \text{ w}$$

*Dimensionnement
de la vanne de
mélange*

V-3- Dimensionnement de la vanne de mélange :**1-Définition**

Le C_V est le chiffre qui exprime une valeur constant pour une vanne donnée et qui définit la perte dans cette vanne en fonction du débit d'un fluide qui la traverse. [11]

2-Détermination du C_V :

La constante de débit d'une vanne est donnée par la formule suivante :

$$C_V = 1,16 \cdot Q_b (d / \Delta P)^{1/2}$$

Débit volumique horaire du brut : $Q_b = 150 \text{ m}^3/\text{h}$

Densité à la température d'entrée : $d = 0,79$

Pert de charge $\Delta P = 0,5 \text{ bars}$

Donc :

$$C_V = 218,71$$

Conclusion générale

CONCLUSION GENERALE

Le dessalage de pétrole brut est une opération importante à plus d'un titre pour les raffineries et les unités de traitement du pétrole brut, un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le fonctionnement de tour de distillation atmosphériques:

- * Encrassement des échangeurs et de four.
- * Corrosion du circuit de tête.
- * Obtention d'un résidu atmosphérique en sodium, avec les conséquences suivant:
 - a) Augmentation des vitesses d'encrassement du four de la distillation sous vide.
 - b) Diminution des durées de cycle des viscoréducteurs
 - c) Empoisonnement des catalyseurs de craquage catalytique, en particulière lors du traitement de charges lourdes.
 - d) Phénomènes d'encrassement et de corrosion dans les surchauffeurs de chaudières.

Dans la partie calcul, notre étude a apporté les réponses posées par la problématique ressortie de lors de notre stage effectuer à Guellala, d'après les calculs effectués nous somme arrivé à dimensionné d'une unité de dessalage électrostatique composée d'un dessaleur électrostatique qui possède des performances acceptable, d'un échangeur de chaleur et d'une pompe, pour un débit moyen pouvant atteindre les 150 m³ / h.

Bibliographie

- [1] – S. Belkhiri, descriptif du process de l'usine (U.T.G.) de Guellala de HBK, Sonatrach, 2002.
- [2] – Manuel opératoire de démarrage, Station de traitement et de compression de gaz à Guellala région de Hauod Berkaoui, SH / MHI/MC, 1991.
- [3] – Sonatrach Hassi Messaoud Unité de dessalage, Pétrolite, France, 1979.
- [4] – M. AMOUR, «Essai de puits station », vol 3, décembre 1969, p.25 -80.
- [5] – Jean-Pierre WAUQUIER, «Procédé de séparation », Vol 2, Edition technip, 1998, p. 243 – 257.
- [6] – Groupement HBNS «Appareil de dessalage du CPF», 2005
- [7] – A. Bentahar, «Etude du procédé de dessalage de l'unité d'optimisation USSI/CINA », Mémoire d'induction, Sonatrach Haasi Messaoud, 1998.
- [8] – P. Wuitier, Le pétrole raffinage et Génie chimique, Tome I et II, technip, Paris, 1972.
- [9] – J. Padet, Echangeurs de thermique, Masson, Paris, 1994.
- [10] – Dr.A. Slatnia, Calcul et dimensionnement des échangeurs de chaleur, 1999-2000.
- [11] – L.MAILHE «Cours de production, Collecte Traitement - Stockage », Tome 13, Technip, Avril 1982.

Annexes

Tableau 01 : CARACTERISTIQUES DES TUBES D'ECHANGEURS

DIAMETRE EXTERIEUR (in et mm)	BWG	EPAISSEUR (mm)	DIAMETRE INTERIEUR (cm)	SECTION (cm ²)	SURFACE (m ² /m)		POIDS (Kg/m)
					extérieur	intérieur	
1/2 m (12,7 mm)	14	2,10	0,848	0,565	0,0399	0,0266	0,600
	16	1,65	0,940	0,694		0,0295	0,490
	18	1,24	1,021	0,819		0,0321	0,384
3/4 m (19,05 mm)	10	3,40	1,224	1,177	0,0598	0,0384	1,436
	12	2,77	1,351	1,434		0,0424	1,216
	14	2,10	1,483	1,727		0,0466	0,963
	16	1,65	1,575	1,948		0,0495	0,774
	18	1,24	1,656	2,154		0,0520	0,597
1 m (25,4 mm)	10	3,40	1,859	2,714	0,0798	0,0584	2,124
	12	2,77	1,986	3,098		0,0624	1,696
	14	2,10	2,118	3,523		0,0665	1,324
	16	1,65	2,210	3,836		0,0694	1,057
	18	1,24	2,291	4,122		0,0720	0,811
1 1/4 m (31,75 mm)	10	3,40	2,494	4,885	0,0997	0,0783	2,604
	12	2,77	2,616	5,375		0,0822	2,158
	14	2,1	2,743	5,909		0,0862	1,682
	16	1,65	2,845	6,357		0,0894	1,340
	18	1,24	2,912	6,701		0,0918	1,024
1 1/2 m (38,1 mm)	10	3,40	3,124	7,665	0,1197	0,0981	3,185
	12	2,77	3,251	8,300		0,1021	2,634
	14	2,10	3,378	8,962		0,1061	2,039
	16	1,65	3,480	9,512		0,1093	1,622
	18	1,24	3,556	9,931		0,1171	1,237

Tableau 02 : COEFFICIENT DE TRANSFERT U_s'

ECHANGEURS		U_s'	
FLUIDE CHAUD	FLUIDE FRID	Kcal/h.m ² °C	Kcal/h.m ² °C
Eau	Eau	1250 - 2500	250 - 500
Solutions aqueuses.....	Solutions aqueuses.....	1250 - 2500	250 - 500
Hydrocarbures légers.....	Hydrocarbures légers.....	200 - 370	40 - 75
Hydrocarbures moyens.....	Hydrocarbures moyens.....	100 - 300	20 - 60
Hydrocarbures lourds.....	Hydrocarbures lourds.....	50 - 200	10 - 40
Hydrocarbures lourds.....	Hydrocarbures lourds.....	150 - 30	30 - 60
Hydrocarbures légers.....	Hydrocarbures légers.....	50 - 200	10 - 40
REFRIGERANTS			
Eau, méthanol, ammoniacque et solutions aqueuses.....	Eau.....	1250 - 2500	250 - 500
Hydrocarbures légers.....	Eau.....	370 - 730	75 - 150
Hydrocarbures moyens.....	Eau.....	250 - 610	50 - 125
Hydrocarbures lourds.....	Eau.....	25 - 730	5 - 75
Gaz.....	Eau.....	10 - 250	2 - 50
Eau.....	Saumure.....	500 - 1000	100 - 200
Hydrocarbures légers.....	Saumure.....	200 - 500	40 - 100
RECHAUFEURS			
Vapeur d'eau.....	Eau, méthanol, ammoniacque.....	1000 - 3400	200 - 700
Vapeur d'eau.....	solutions aqueuses: $\mu < 2$ cPo.....	1000 - 3400	200 - 700
Vapeur d'eau.....	$\mu > 2$ cPo.....	500 - 2500	100 - 500
Vapeur d'eau.....	Hydrocarbures légers.....	500 - 1000	100 - 200
Vapeur d'eau.....	Hydrocarbures moyens.....	250 - 500	50 - 100
Vapeur d'eau.....	Hydrocarbures lourds.....	30 - 300	6 - 60
Dowtherm.....	Gaz.....	25 - 250	5 - 50
Dowtherm.....	Gaz.....	20 - 200	4 - 40
	Hydrocarbures lourds.....	30 - 300	6 - 60

(1) Ces valeurs de U_s' comprennent une résistance globale d'encrassement $R_s = 0,00006 \text{ h.m}^2\text{°C} / \text{Kcal} = 0,03 \text{ hr.ft}^2\text{°F} / \text{BTU}$, et correspondent à : $0,35 \text{ Kg/cm}^2 < \Delta P < 0,7 \text{ Kg/cm}^2$.

- (2) Hydrocarbures légers : $\mu < 0,5 \text{ cPo}$ (ainsi que : benzène, toluène, acétone, éthanol, MEK).
 Hydrocarbures moyens : $0,5 < \mu < 1 \text{ cPo}$ (kérosène, gasoil chaud, huile d'absorption, bruts légers).
 Hydrocarbures lourds : $\mu > 1 \text{ cPo}$ (gasoil froid, fuel-oils, brut réduit, asphalte).

Tableau 03 : DISPOSITION DES TUBES EN CARRE

D _c calandre		Tubes:3/4"p=1"				Tubes:1"p=1 1/4"				Tubes:1 1/4 p=1 9/16"			
(in)	(cm)	Nombre de passes : n _t				Nombre de passes : n _t				Nombre de passes : n _t			
		2	4	6	8	2	4	6	8	2	4	6	8
8	20,3	26	20	20		16	14						
10	25,4	52	40	36		32	26	24		12	10		
12	30,5	76	68	68	60	45	40	38	36	24	22	16	16
13 1/4	33,7	90	82	76	70	56	52	48	44	30	30	22	22
15 1/4	38,7	124	116	108	108	76	68	68	64	40	37	35	31
17 1/4	43,9	166	158	150	142	112	96	90	82	53	51	48	44
19 1/4	48,9	220	204	192	188	132	128	122	116	73	71	64	56
21 1/4	54,0	270	246	240	234	166	158	152	148	90	86	82	78
23 1/4	59,1	324	308	302	292	208	192	184	184	112	106	102	96
26	63,5	394	370	356	346	262	238	226	222	136	127	123	115
27	68,6	460	432	420	408	288	278	268	260	160	151	146	14
29	73,7	526	480	468	456	326	300	294	286	188	178	174	166
31	78,8	640	600	580	500	398	380	368	358	220	209	202	193
33	83,8	718	688	676	648	460	432	420	414	252	244	238	226
35	88,9	824	780	768	748	518	488	484	472	287	275	268	258
37	94,0	914	886	866	838	574	562	544	532	322	311	304	293
39	99,0	1024	982	968	948	644	624	612	600	362	348	342	336

Tableau 04 : DISPOSITION DES TUBES EN TRIANGLE

D _c calandre		Tubes : 3/4" p = 15/16"				Tubes : 3/4" p = 1"				Tubes : 1" p = 1 1/4"			
(in)	(cm)	Nombre de passes : n _t				Nombre de passes : n _t				Nombre de passes : n _t			
		2	4	6	8	2	4	6	8	2	4	6	8
8	20,3	32	26	24	18	30	24	24		16	16	14	
10	25,4	56	47	42	36	52	40	36		32	26	24	
12	30,5	98	86	82	78	82	76	74	70	52	48	46	44
13	33,7	114	96	90	86	106	86	82	74	66	58	54	50
15	38,7	160	140	136	128	138	122	118	110	86	80	74	72
17	34,9	224	194	188	178	196	178	172	166	118	106	104	94
19	48,9	282	252	244	234	250	226	216	210	152	140	136	128
21	54,0	342	314	306	290	302	278	272	260	188	170	164	160
23	59,1	420	386	378	364	376	352	342	328	232	212	212	202
25	63,5	506	468	446	434	452	422	394	382	282	256	252	242
27	68,6	602	550	536	524	534	488	474	464	334	302	296	286
29	73,7	692	640	620	594	64	556	538	508	376	338	334	316
31	78,8	822	766	722	720	728	678	666	640	454	430	424	400
33	83,8	938	878	852	826	830	774	760	732	522	486	470	454
35	88,9	1068	1004	988	958	938	882	864	848	592	562	546	532
37	94,0	1200	1144	1104	1072	1044	1012	986	870	664	632	614	598
39	99,0	1330	1258	1248	1212	1176	1126	1100	1078	730	700	688	672

Tableau 05 : RESISTANCES D'ENCRASSEMENT : $10^4 R_e$ (R_e en $h.m^2 . ^\circ C/ Kcal$)

PETROL BRUT													
Température (°c)..	0-100			100-150			150-200			200			
Vitesse (m/s).....	<0.6	0.6à102	>1.2	<0.6	0.6à102	>1.2	<0.6	0.6à102	>1.2	<0.6	0.6à102	>1.2	
Sec.....	6	4	4	6	4	4	8	6	4	10	8	6	
Humide.....	6	4	4	10	8	8	12	10	8	14	12	10	
EAUX													
TEMPERATURE DU FLUIDE CHAUD		Inférieur à 120 °C					120 – 200 °C						
TEMPERATURE DE L'EAU		inférieur à 50°C					supérieur à 50°C						
VITESSE DE L'EAU		<1 m/s			>1 m/s			<1 m/s			>1 m/s		
Eau de mer.....		1			1			2			2		
Eau douce de ville ou puits.....		2			2			4			4		
Eaux de rivière propre.....		4			2			6			4		
Eaux de rivière très sale.....		15			10			20			15		
Eau traitée pour chaudière		10			1			2			2		
PRODUITS PETROLIERS													
DISTILLATIONS ATMOSPHERIQUES ET SOUS VIDE						TRAITEMENT DES HUILES							
Essences et kérosène.....						Huile+solvant.....						4	
Gasoil léger.....						Raffinat.....						2	
Gasoil lourd.....						Extrait.....						5	
Résidu atmosphérique.....						Solvants (furturol, MEK, propane).....						2	
Résidu sous vide.....						Huile raffinée.....						2	
Asphalte.....													
UNITE DE CRACAGE						FRACTIONNEMENT DES GAZ							
Vapeurs de tête.....						Alimentation et produits de tête.....						2	
Distillat léger.....						Résidus au rebouilleur.....						4	
Distillat lourd.....													

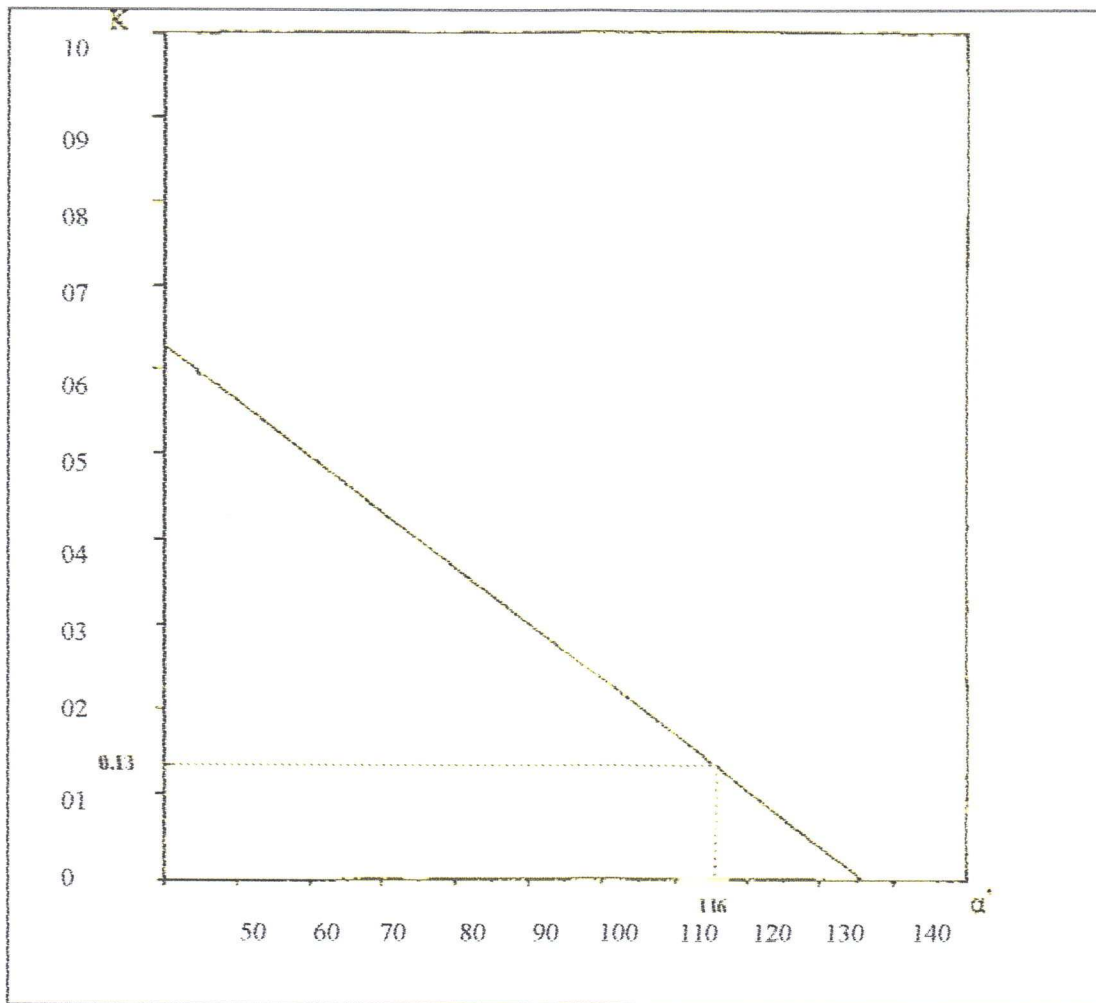


Figure (01): $\alpha = f(K)$

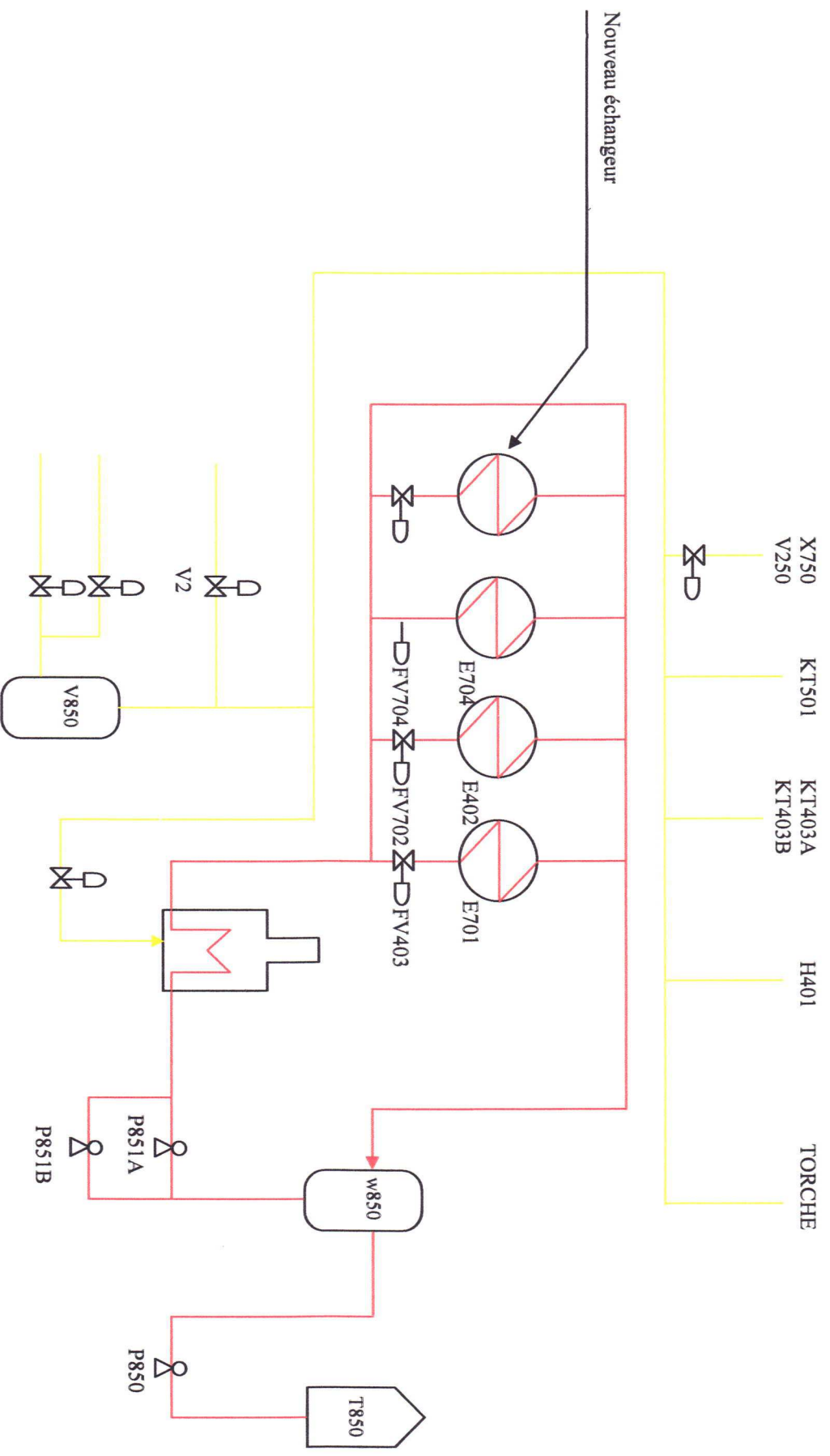


Figure 02: schéma de section 800

Figure (03): Une passe coté calandre, deux passe (ou plus) coté tubes.

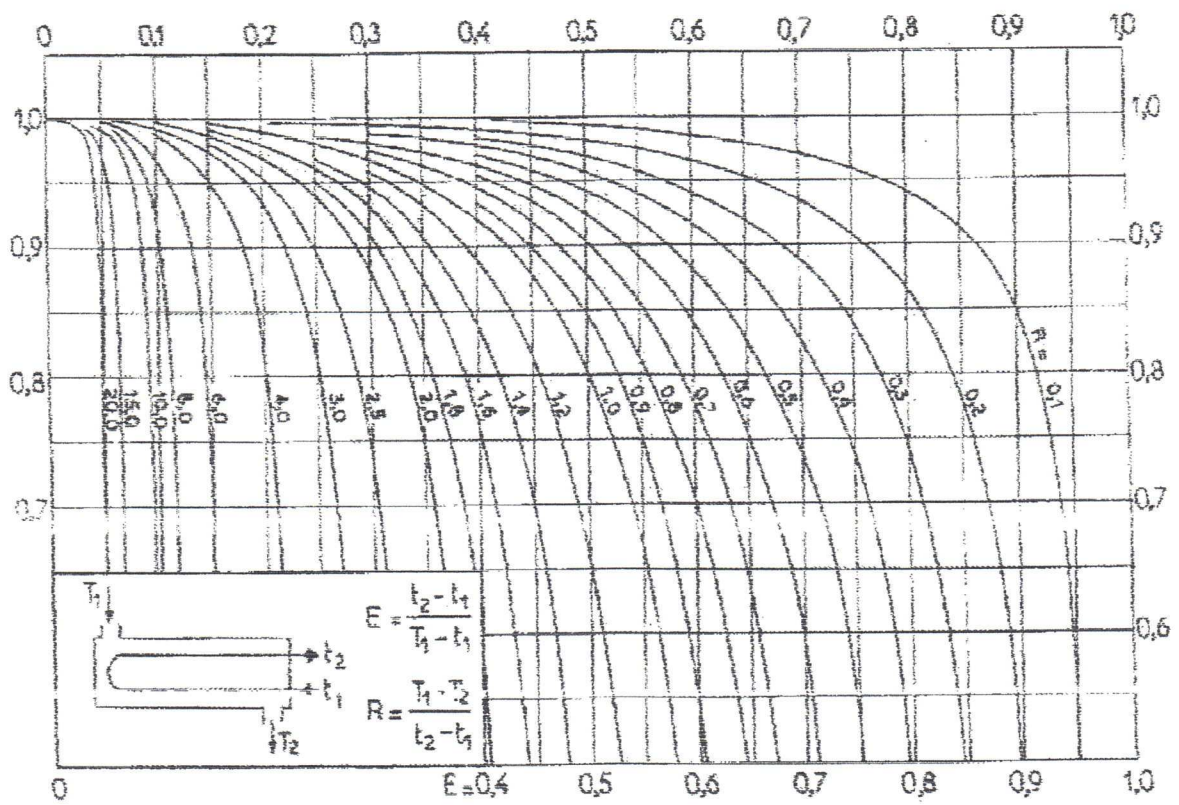


Figure (03) :

Détermination des températures caloriques

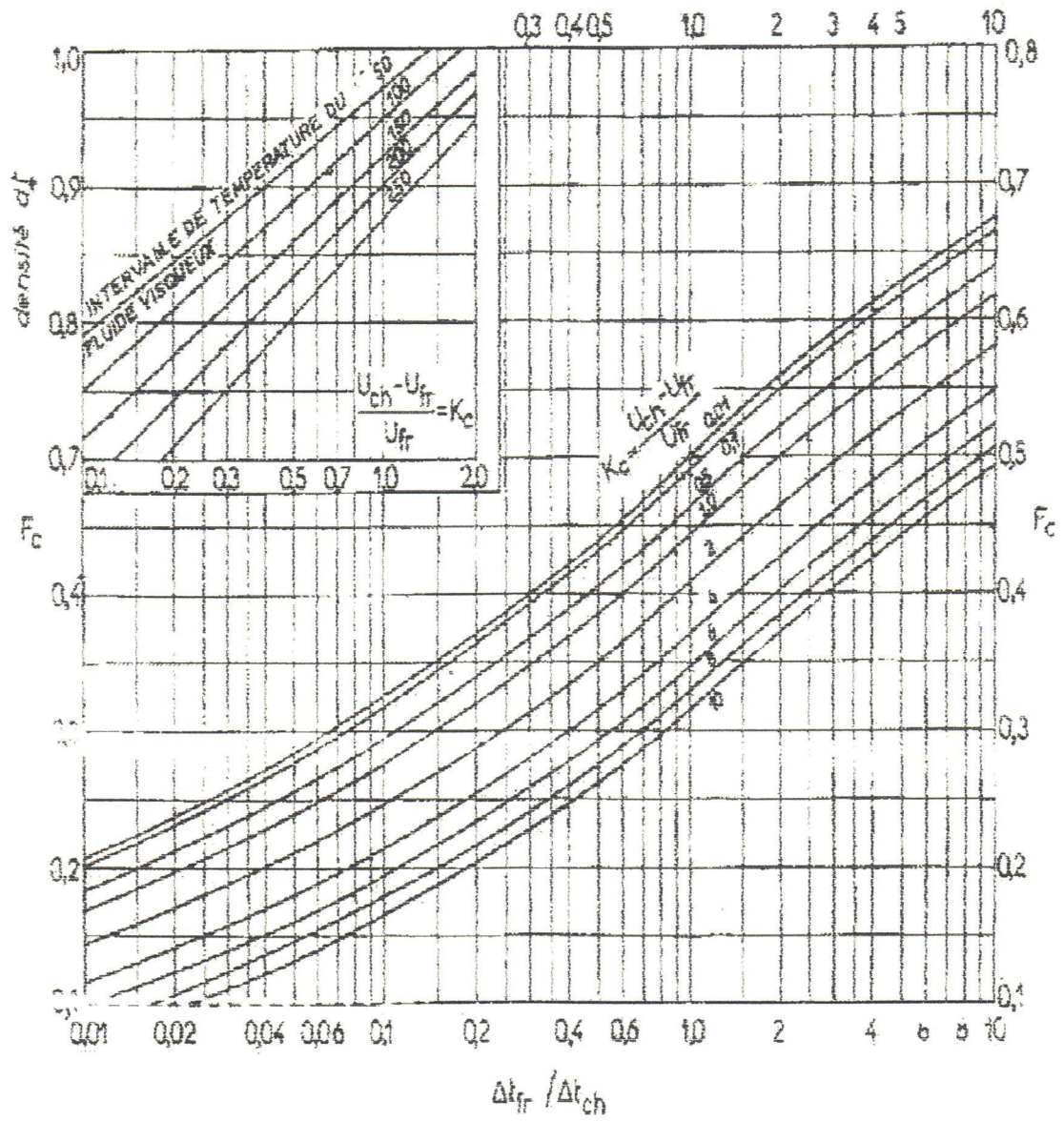


Figure (04) :

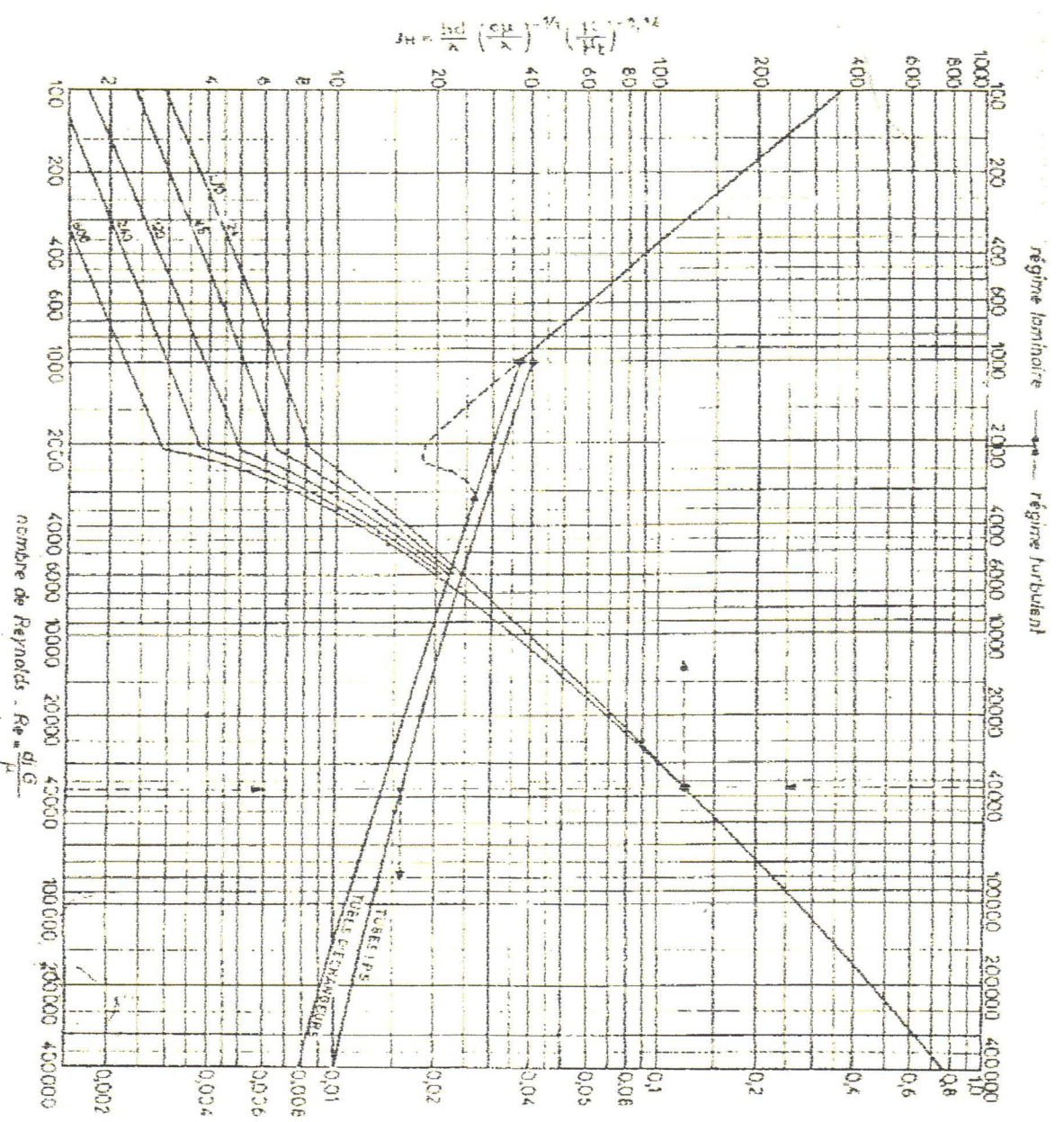


Figure (05) : coefficient de transfert et coefficient de friction en fonction du nombre de Reynolds, à l'intérieur des tubes

$$j_h = \frac{h D_e}{\lambda} \left(\frac{c \mu}{\lambda} \right)^{-1/3} \left(\frac{\mu}{\mu_s} \right)^{-0.14}$$

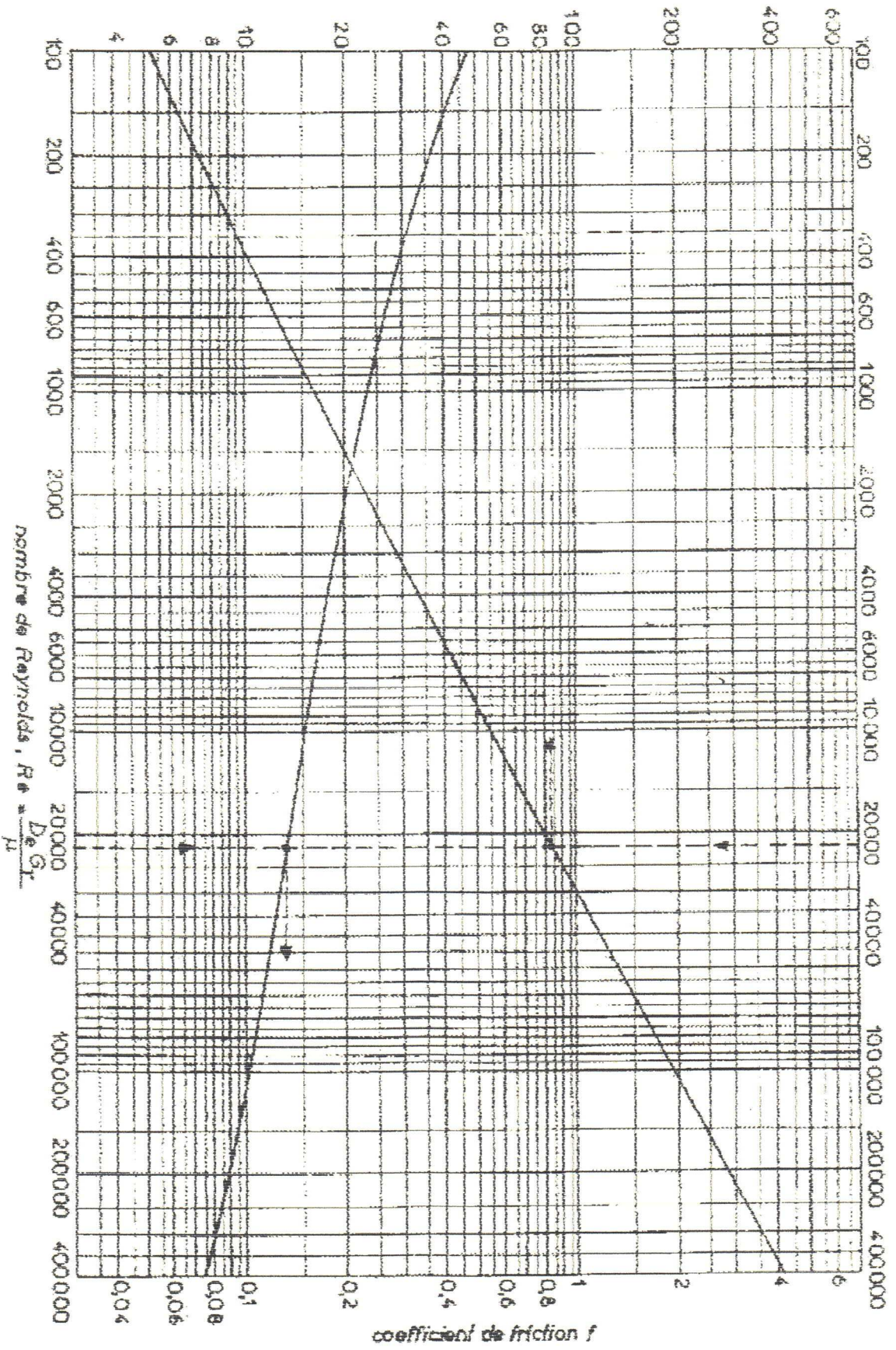


Figure (06) : coefficient de transfert en fonction du nombre de Reynolds à l'extérieur des tubes

Conductivité thermique des hydrocarbures liquides

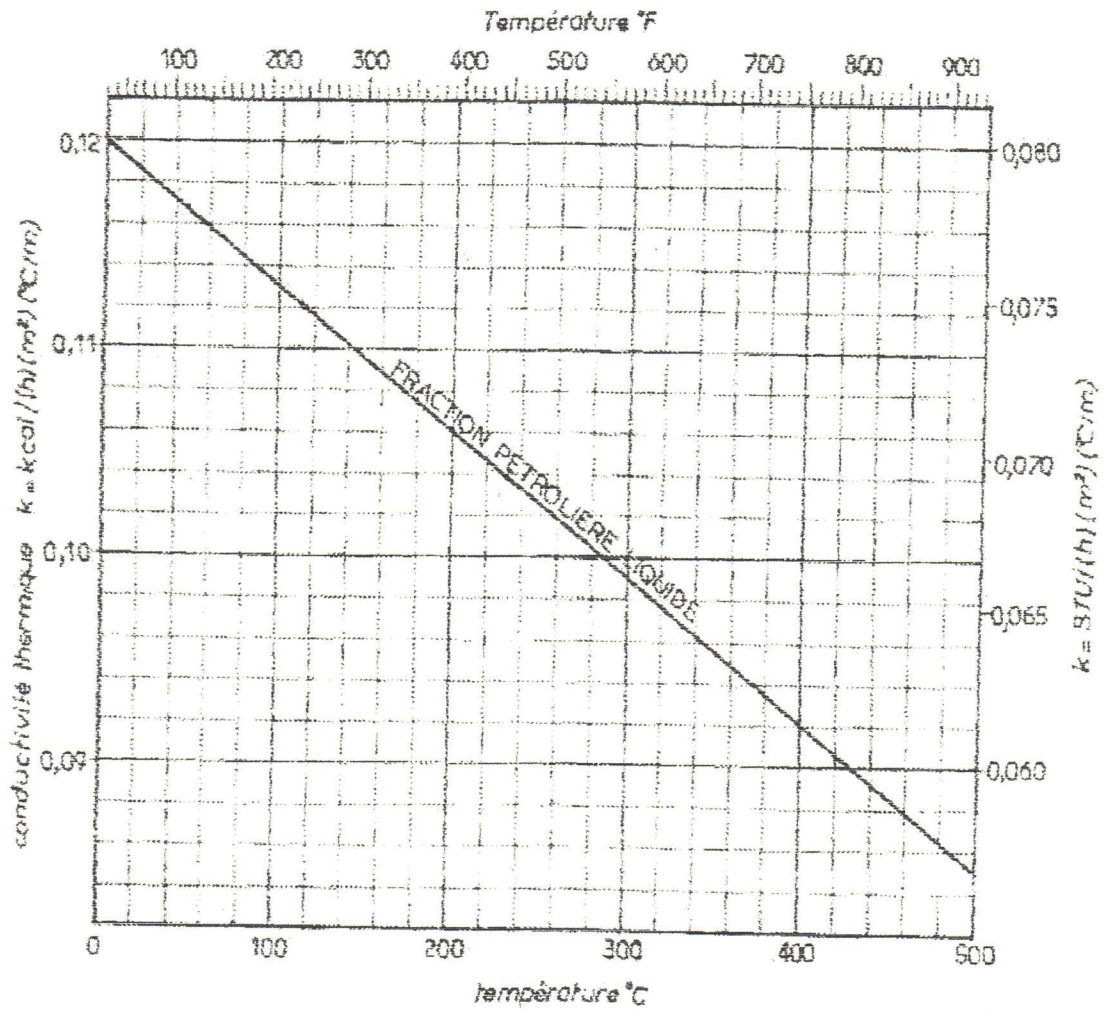
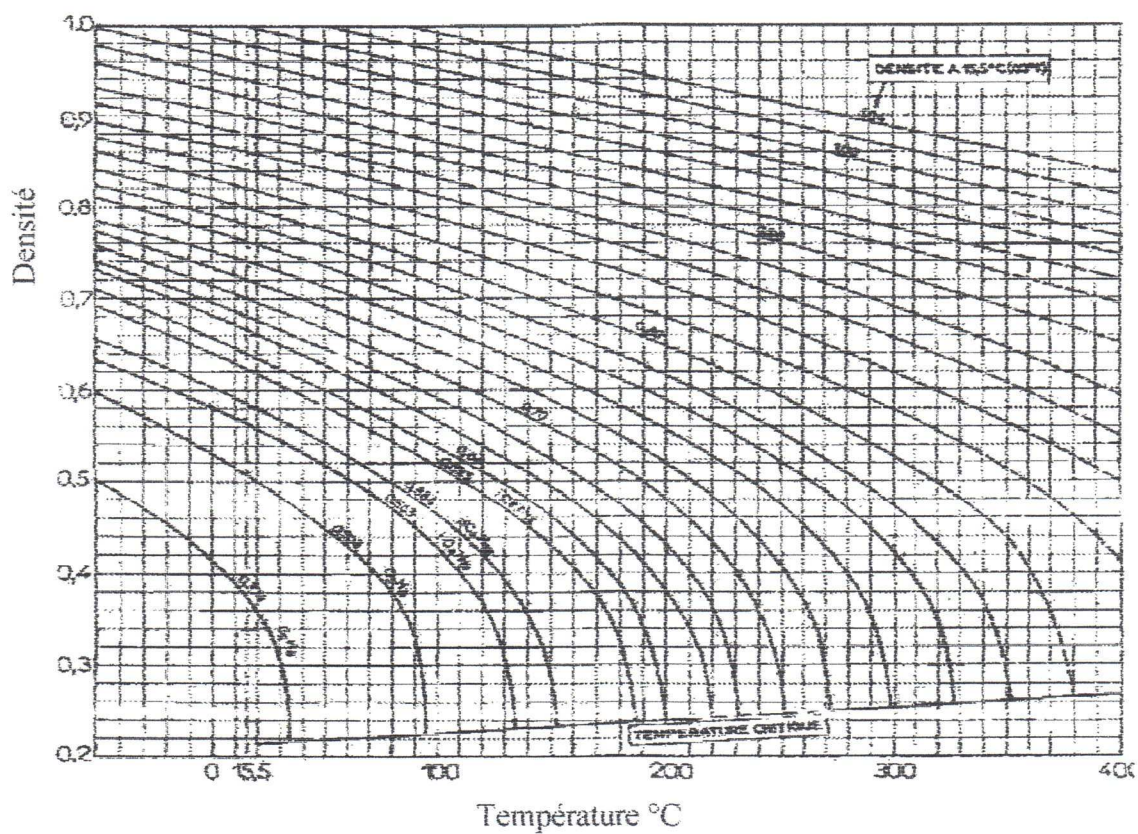


Figure (07) :

Figure 08 : variation de la densité des hydrocarbures ou fractions paraffiniques à l'état liquide en fonction de la température



RESUME

Les équipements dans un champ pétrolier englobent tous les matériels d'exploitation. Ces installations sont conçues dans le but de séparer, de dessaler et de stocker la production.

Des raisons diverses et suite à notre stage effectué dans l'unité de Guellala, nous imposent que le traitement soit opéré sur le lieu même de production, car la producteur, sur le plan commercial, est tenu de fournir un produit de composition définie, répondant aux normes de qualité internationales dans la commercialisation du pétrole.

Comme l'objectif de notre étude est la mise en place d'une unité de dessalage d'une capacité de 150 m³, pouvant assurer sa fonction au fil des années sans jamais défaillir : économie et fiabilité devront être ses qualités maîtresses ; sans pour autant omettre celles liées aux impératifs de sécurité.

ملخص:

ان كل الوسائل و الأجهزة التي يمكن ايجادها في حقل بترولي مثل حقل قلالة لا بد أن يكون لكل واحد منها هدف كالفصل و نزع الملح من البترول الخام و التخزين

و لهذا كان الهدف من بحثنا هو تسليط الضوء على الأجهزة التي تختص في نزع الأملاح من البترول الخام.

و بعد فترة التربص في حقل قلالة ارتأينا أن نقوم بهيكله مجمع لنزع الأملاح و هذا بتدفق للبترول الخام يصل إلى 150م³ ساعة.
يتكون هذا المجمع من مضخة و مسخن للبترول و نازع ملح بالحقل الكهربائي.