

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique

UNIVERSITÉ de BLIDA 1
Faculté de Technologie
Département de Génie des Procédés
Laboratoire de Génie Chimique



Mémoire

En vue de l'obtention du diplôme de
MASTER EN GENIE DES PROCEDES
Spécialité : Génie DE L'Environnement
Intitulé du mémoire

**Etude et optimisation de l'unité de dessalage du centre de
séparation et de compression de Rhourde Nouss**

Présenté par :

- ❖ BELGUEBLI MOAD
- ❖ BELHABCHI OUSSAMA

Encadré par :

Pr KHALAF HUSSIEN

Année universitaire 2017/2018

Remerciement

*On remercie dieu le tout puissant de nos avoir donnée
la force le courage et la patience pour pouvoir accomplir ce
modeste travail.*

*On remercie tous nos enseignants du primaire jusqu' a la
dernière année universitaire.*

*Cette étude a été réalisée au centre de séparation et de compression à
RHOURED NOUSS nous exprimons nos reconnaissances à toute
l'équipe d'exploitation, Gueno, Tahar, Boualague, Yacine, Khalile,
saad, Lotfi, Mokhtar, nacer, Leyla.*

*No plus sincères remerciement s'adressent à tous les agents de SONATRACH et l'équipe
de corrosion, Belani, Yacine, Tarak, Nabile, Noredine, et l'équipe de la phase A
Belkhira, Jalale, Karim et laboratoire et de formation pour leurs accueils.*

*On adresse nos vifs remerciements, pour sa patience et les précieux conseils pour nous
avoir dirigés tout au long de ce travail, notre promoteur PR Khalaf H Dir de LGC
Nous remercîment vivement notre chef département DR CHEKNANE pour son aide
précieux et si conseil judicieux ainsi toute les enseignants de département de Génie
des Procèdes pour leur contribution a notre formation.*

*On tient à remercier le président des jurys et l'ensemble des membres des jurys qu'ont
bien voulu nous honorer par leur évaluation de mémoire.*

On remercie tout nos collègues et amis pour leurs aides.

*Enfin, on remercie tous ce qui a contribue de prés ou loin pour la réalisation de ce
travail.*

MOAD
MOAD

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à :

*La lumière de ma vie, le soleil de mon ciel, celle qui m'éclaire
mère, que dieu la garde et la protège.*

*Le pilier de ma vie, la lune de mes nuits, mon père, que dieu me le garde et
le protège.*

Mon bras droits dans tous les temps mon frère ADLEN

*Les fleurs de mon cœur, mes chères sœurs : Farah, Warda, Siham ,
Fayrouz, Fela.*

A toute la famille Meddour

*Mon soutient dans la vie, mes chères
frères : Amara, Zino, Mehdi, Fayez, Amine.*

Mes amies : Amine, Foudil , Krime, Ishak, Nassima, Youcef, Merieme , Samir

Rafik, Sidahmed, Mehdi, Abdo, Mounir, Ahmed, Soumia, Nihad

Et mes toutes camarades de Génie de l'environnement

A Mon binôme Oussama et toute sa famille

BELGUEBLI
MOAD
BELGUEBLI
MOAD

Dédicaces

Dedicaces

Je dédie ce modeste travail à :

Tout d'abord je remercie mon dieu tout puissant de m'avoir donné le courage et la volonté pour élaborer ce travail.

*La lumière de ma vie, le soleil de mon ciel, celle qui m'éclaire
mère, que dieu la garde et la protège.*

*Le pilier de ma vie, la lune de mes nuits, mon père, que dieu me le garde et
le protège.*

Mes chers frères et ma chère sœur.

Mon Oncle et sa femme que dieux les protège et mes cousins

Tous les membres de la famille Belhabchi et Ouchfoune.

*Mes amies : Abd El-malek, Ghanou, Oussama, Selmane, Ryadh, Salah
Abdelkader, Samir, Mehdi, Ahmed, youcef, Karim, Sid-Ahmed, Ahmed
rafik.*

Toutes camarades de 2^{ème} année Master Génie de l'environnement.

Mon binôme Moad et toute sa famille.

Belhabchi
Oussama

ملخص:

المح في مستحلب النفط الخام مشكلة رئيسية وجهاز نزع الملح الالكتروستاتيكي في وحدات معالجة النفط الخام هو العملية اللازمة التي تسمح لتنقية المنتج من ناحية ومنع التآكل و/أو انسداد المعدات النفطية من جهة اخرى . إلا أن العديد من العوامل تؤثر على هذه العملية، وتشمل (درجة الحرارة، مياه الغسيل، العميل كيميائي ...) و هدفنا في هذا العمل هو التحقق من الحسابات و أبعاد جهاز نزع الملح و دراسة تأثير العوامل الرئيسية لجهاز نزع الملح الالكتروستاتيكي و ذلك لإيجاد حل فعال بغية التوصل إلى الحصول على منتج يفي بمعايير ومتطلبات العمل العالمية.
الكلمات الرئيسية: الملح، معالجة النفط الخام ومستحلب والملح.

Résumé :

L'émulsion de sel dans le brut est un problème majeure et le dessalage électrostatique dans les unités de traitement du pétrole brut est une opération nécessaire, qui permet de purifier le produit d'une part et de prévenir contre la corrosion et/ou le bouchage des équipements pétroliers d'une autre part, néanmoins plusieurs paramètres en jeu lors de cette opération, citons par (la température, desémulsifiants , l'eau de lavage.....). Notre objectif est de vérifier les calculs de dimensionnement de dessaleur et étudier l'influence les paramètres clés de dessalage électrostatique pour trouver une solution efficace afin d'arriver à obtenir un produit que répond aux normes et aux exigences commerciales.

Mots clés : dessalage, pétrole brut, traitement, émulsion, sels.

Abstract:

The salt in the crude emulsion is a major problem and the electrostatic desalting in crude oil treatment is an operation of crude oil is a necessary operation that can purify the product on the one hand and prevent against corrosion and / or clogging of the oil facilities of a further part. However, several parameters involved in this operation included in (temperature, Desémulsifiants, water washing).

Our objective is to verify the calculations for sizing the desalter and study the influence of the key parameters of electrostatic desalting to find an effective solution to reach and get a product that answered standards and business requirements.

Keywords: desalting, crude oil, treatment, emulsion, salts.

Liste des Tableaux

N°	Titre de tableau	page
1	Tableau I -1 : représente le développement de la région de Rhourde Nouss	4
2	Tableau I -2 : représente la capacité globale de la région	7
3	Tableau I -3 : Production d'huile et de gaz de l'usine CSC	11
4	Tableau I -4 : Spécification de l'huile stabilisée du CSC	11
5	Tableau II-1 : Viscosité de quelques pétroles bruts à 20°C	28
6	Tableau II-2 : Teneur en sédiment (BSW) de quelques bruts	29
7	Tableau II -3 : Teneur en sels d'un certain nombre des bruts	30
8	Tableau III-1 : Variation de la température de dessalage en fonction du brut, a critère de décantation constant	45
9	Tableau III -2 : Valeurs limites des paramètres de rejets d'effluents liquides industriels	61
10	Tableau III -3 : Tolérance des valeurs limitent des paramètres de rejets d'effluents liquides industriels pour le raffinage du pétrole (Industrie de l'énergie)	62
11	Tableau III -4 : Analyses des eaux huileuses à la sortie de CPI	66
12	Tableau IV-1 : Caractéristiques générales du pétrole brut et du dessaleur	70
13	Tableau IV-2 : Regroupement des débits du cas design et cas actuel	72
14	Tableau IV-3 : Regroupement des résultats du calcul du diamètre de la gouttelette d'eau	74
15	Tableau IV-4 : Valeur du coefficient (ϕ) en fonction du régime d'écoulement	74
16	Tableau IV-5 : Variation de la viscosité de brut en fonction de la température pour le cas design	75
17	Tableau IV-6 : Variation de la viscosité du brut en fonction de la température pour le cas actuel	76
18	Tableau IV-7 : Résultats du calcul des caractéristiques du brut et l'eau dans le cas design et cas actuel	76
19	Tableau IV-8 : Résultats du calcul de la vitesse de décantation et le nombre de Reynolds	77
20	Tableau IV-9 : Résultats du calcul du temps de décantation	77
21	Tableau IV-10 : Calcul du volume du dessaleur	78
22	Tableau IV-11 : Résultats du calcul du temps de séjour	78
23	Tableau IV-12 : Résultats du calcul de la vitesse de décantation, temps de décantation et de Temps de séjour	78
24	Tableau IV-13 : Résultat de la teneur en sel théorique optimale à la sortie du dessaleur	79
25	Tableau IV-14 : Résultat du calcul de l'efficacité du dessalage	79

LISTE DES TABLEAUX

26	Tableau IV-15 : Résultat du calcul de l'efficacité de dessaleur	80
27	Tableau IV-16 : Efficacité du dessaleur et de dessalage dans les deux cas	80
28	Tableau IV-17 : Variation de A en fonction du taux de lavage	82
29	Tableau IV-18 : Résultat du calcul des champs électriques	82
30	Tableau IV-19 : Salinité du brut et l'efficacité en fonction du taux d'eau de lavage	85
31	Tableau IV-20 : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la température	86
32	Tableau IV-21 : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la quantité de des émulsifiant	86
33	Tableau IV-22 : Variation de BSW en fonction de nombre des gouttes de des émulsifiant	88

Liste des figures

N°	Titre de tableau	page
1	Figure I -1 : situation géographique de la région de rhourde nouss	3
2	Figure I -2 : schéma d'organisation de la direction régionale de rhourde nouss	5
3	Figure I -3 : schéma simplifié réseau collectes puits producteurs phase «a» et «b»	8
4	Figure I -4 : Schéma simplifié dessertes puits injecteurs	8
5	Figure I -5 : shéma simplifié de phase A et B ,csc ,cpf	10
6	Figure I -6 : Schéma représentatif du CSC	15
7	Figure I -7 : Schéma technologique représente le processus du	15
8	Figure I -8 : Vue détaillée du dessaleur Dual Polarity par NATCO Groupe	18
9	Figure I -9 : Distributeur Hi-Flo du dessaleur NATCO	20
10	Figure I -10 : Vue des électrodes, DUAL POLARITY NATCO	21
11	Figure I -11 : Schéma de principe du dessalage	21
12	Figure II -1 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement	22
13	Figure II -2 : Mécanisme de sédimentation	22
14	Figure II -3 : Mécanisme de formation de l'huile et du gaz	23
15	Figure II -4 : Processus de migration	24
16	Figure II -5 : Formation de gisement dans les roches réservoirs	24
17	Figure II -6 : Les coupes de distillation	30
18	Figure III -1 : Chlorure de sodium sous forme cristalline	35
19	Figure III -2 : Effet du des émulsifiants sur l'émulsion Eau / Brut	36
20	Figure III -3 : Attraction et déformation des gouttes d'eau sous l'effet d'un champ électrique	37
21	Figure III -4 : Ecoulement laminaire / turbulent	38
22	Figure III -5 : Phénomène de polarisation et de coalescence des gouttelettes d'eau	39
23	Figure III -6 : Emulsion HUILE dans EAU	40
24	Figure III -7 : Emulsion EAU dans HUILE	40
25	Figure III -8 : Principe de l'émulsion	41
26	Figure III -9 : Principe dessalage	42
27	Figure III -10 : Représentation schématique d'un tensioactif	43
28	Figure III -11 : Schéma représentatif des trois types d'émulsion	44
29	Figure III -12 : Schéma du procédé de distillation atmosphérique	47
30	Figure III -13 : Vue extérieure d'un dessaleur électrostatique	48
31	Figure III -14 : Schéma d'un dessaleur type HOWMAR	48
32	Figure III -15 : Schéma des dessaleurs « bielectric » et « lowvelocity»	49
33	Figure III -16 : Dessaleur BILECTRIC de PETROLITE	50
34	Figure III -17 : Equipements internes d'un dessaleur électrostatiques	51
35	Figure III -18 : Différentes configurations d'unité de dessalage	53

LISTE DES FIGURES

36	Figure III -19 : Principe de la chaîne de déshydratation / dessalage	54
37	Figure III -20 : Transmetteur et contrôleur de niveau	56
38	Figure III -21 : Niveau à glace	56
39	Figure III -22 : Transmetteur de Pression	57
40	Figure III -23 : Manomètre	57
41	Figure III -24 : Thermomètre	58
42	Figure III -25 : Transmetteur de température	58
43	Figure III-26 : Vanne manuelle	58
44	Figure III -27 : le taux de fer avec spectrophotomètre	61
45	Figure III -28 : Bassin tampon-CSC	65
46	Figure III -29 : arriver d'eau a partir d'un CPI au bassin d'évaporation	67
47	Figure III -30 : plan d'installation d'un bassin d'évaporation	67
48	Figure III -31 : sédiment restent au fond de bassin après vaporisation d'eau	68
49	Figure III -32 : formation couche brute a la surface de bassin évaporation	68
50	Figure IV-1 : Schéma simplifié du bilan dans un dessaleur	70
51	Figure IV-2 : Schéma de système du dessaleur a deux étages	71
52	Figure IV-3 : Variation de la viscosité en fonction de la température	75
53	Figure IV-4 : Dimensions du dessaleur	78
54	Figure IV-5 : Représentation de la distance entre les électrodes	80
55	Figure IV-6 : Configuration des électrodes dans le dessaleur	81
56	Figure IV-7 : Variation de A en fonction du taux de lavage	82
57	Figure IV-8 : Echantillon des essais au niveau de laboratoire	85
58	Figure IV-9 : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction du taux d'eau de lavage	85
59	Figure IV-10 : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la température	86
60	Figure IV-11 : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la quantité de des émulsifiants	87
61	Figure IV-12 : Analyse de BSW des échantillons du brut	88
62	Figure IV-13 : Variation de BSW en fonction de nombre des gouttes de des émulsifiant	88

SOMMAIRE

Résumé

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction Générale.....1

CHAPITRE I : Présentation de la Direction Régionale RHOURE NOUSS et du CSC

I.1.PRESENTATION DE LA DIRECTION REGIONALE RHOURE NOUSS.....	3
I.1.1. Situation géographique.....	3
I.1.2.Historique.....	4
I.1.3. Description des champs de Rhourde Nouss.....	4
I.2. ORGANIGRAMMES DE LA REGION DE RHOURE NOUSS.....	5
I.2.1. organigramme général.....	5
I.2.2. organigramme de la division sécurité.....	6
I.3. DESCRIPTION DU COMPLEXE DE RHOURE-NOUSS.....	7
I.3.1 .Charge et produits.....	7
I.3.2. Réseaux collectes.....	7
I.3.3. Puits producteurs phase “A” et “ B”.....	8
I.3.4. Puits re-injecteurs.....	8
I.4. Les DIFFERENTS COMPLEXES DE LA REGION.....	9
I.4.1. La Phase A.....	9
I.4.2. La Phase B.....	9
I.4.3. CSC (centre de compression et de séparation).....	9
I.4.4. CPF(QH).....	10
I.5.PRESENTATION DU CENTRE DE SEPARATION ET DE COMPRESSION (CSC).....	11
I.5.1.Description générale de l’usine CSC	11
I.5.2. Les unités composant le centre de séparation et de compression.....	11
I.5.3. Système 20 et réseau de collecte - Unité 500.....	12
I.6. DESSALEUR ET COLONNE DE STABILISATION DU BRUT - SYSTEME 21.....	12
I.6.1.Le stockage – système 22.....	13
I.6.2.Utilités.....	13
I.7. DESCRIPTION DU SCHEMA TECHNOLOGIQU.....	15
I.8. DESCRIPTION DU PROCESSUS DU DESSALAGE A CSC.....	18
I.8.1.Système du dessaleur a deux étages.....	18
I.8.2.Eau de dilution.....	19
I.8.3.Dispositif d'admission (Distributeur Hi-Flo).....	19
I.8.4.Les électrodes.....	20
I.8.5.Dispositif de sortie d'huile.....	21

Sommaire

Chapitre II : Généralité sur Pétrole Brut

II.1.INTRODUCTION.....	22
II.1.1. Formation des hydrocarbures.....	22
II.1.2. Définition et origine du pétrole brut.....	23
II.1.3 COMPOSITION DE PETROLE BRUT.....	24
II.2. LES PRINCIPALES FAMILLES D’HYDROCARBURES.....	25
II.2.1. Hydrocarbures aliphatiques.....	25
II.2.2.Hydrocarbures cycliques (naphténiques).....	25
II.2.3. Les hydrocarbures mixtes.....	25
II.3. LES DIFFERENTS COMPOSES CONTENUS DANS LE BRUT.....	26
II.3.1. Composés sulfurés.....	26
II.3.2. Les composés oxygénés.....	26
II.3.3. Les composées métalliques.....	26
II.4. CLASSIFICATIONS DES PETROLES.....	26
II.4.1.La teneur en soufre.....	27
II.4.2.Teneur en paraffine.....	27
II.4.3.La teneur potentielle en fractions claires.....	27
II.5. PROPRIETES PHYSICO-CHIMIQUES DES PETROLES BRUTS.....	27
II.5.1.Densité des pétroles bruts.....	27
II.5.2.Viscosité des pétroles bruts.....	28
II.5.3.Tension de vapeur et point d’éclair des pétroles bruts.....	28
II.5.4.nature de sel.....	28
II.5.5.Inconvénients des sels.....	28
II.6. TENEUR EN EAU, SEDIMENTS ET SELS DES PETROLES BRUTS.....	29
II.6.1.Teneur en eau des pétroles bruts.....	29
II.6.2.Teneur en sédiments des pétroles bruts.....	29
II.6.3.Teneur en sels des pétroles bruts.....	30
II.7.TRAITEMENT DU PÉTROLE BRUT.....	30
II.8.APPELLATIONS ASSOCIÉES AUX HYDROCARBURES.....	32
II.8.1.GAZ ET BRUT.....	32
II.8.2.GAZ NATUREL.....	32
II.8.3.PÉTROLE BRUT (CRUDE OIL).....	32
II.8.4.DENSITÉ DU PÉTROLE (LE DEGRÉ API).....	32
II.8.5.GAZ ASSOCIÉ.....	32
II.8.6.LES LÉGERS ET LES LOURDS (HYDROCARBURES).....	33
II.9. LES BRUTS DE REFERENCE.....	33
II.9.1.Le WTI (West Texas Intermediate) (40 °API et 0,3 % S).....	33
II.9.2.Le Brent (38 °API et 0,3 % S).....	33
II.9.3.Le Dubaï light (environ 32 °API et 2 % S).....	33
II.9.4.Saharablend (Le brut algérien).....	33

Sommaire

Chapitre III : Dessalage du pétrole brut

III.1. DESSALAGE DU PETROLE BRUT	34
III.1.1 Introduction.....	34
III.1.2 Définition et Objectifs de dessalage.....	34
III.1.3 Salinité des bruts.....	34
III.1.4 Terminologie de dessalage.....	35
III.1.4.1 La charge d'alimentation.....	35
III.1.4.2 Ségrégation gravitaire	36
III.1.4.3 L'émulsion.....	36
III.1.4.4 Perte de charge.....	36
III.1.4.5 Dés émulsifiant.....	36
III.1.4.6 Tension superficielle.....	37
III.1.4.7. Suspension.....	37
III.1.4.8 .Interface	37
III.1.4.9 .Potentiel Électrique	37
III.1.4.10. Ecoulement laminaire.....	38
III.1.4.11 .Entrainement	38
III.1.5 .Mécanisme de dessalage électrostatique.....	38
III.1.5.1. Diffusion des sels.....	38
III.1.5.2 .Coalescence.....	39
III.1.5.3 .L'Emulsion.....	40
III.1.5.3.1 .Principe des émulsions.....	40
III.1.5.4 .Décantation.....	42
III.1.6. Facteurs de l'émulsion.....	43
III.1.7. Types d'émulsion.....	44
III.2. PARAMETRES DE REGLAGE DU DESSALEUR.....	44
III.2.1. Niveau d'interface eau/brut.....	44
III.2.2 .Température de dessalage.....	44
III.2.3 .Taux d'eau de lavage.....	45
III.2.4 .Point d'injection de l'eau de lavage.....	45
III.2.5 .Nature d'eau de lavage.....	45
III.2.6 .Perte de charge dans la vanne de mélange.....	46
III.2.7 .Nature et taux de des émulsifiant.....	46
III.2.8 .Le temps de séjour.....	46
III.3 .LES DIFFÉRENTS TYPES DE DESSALEURS.....	46
III.3.1 .Dessaleurs type HOWMAR.....	48
III.3.2 .Dessaleur électrostatique.....	48
III.3.3 .Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique.....	49
III.3.3.1 .Avantages et inconvénients.....	50
III.3.a. Avantage.....	50
III.3.b. Inconvénients.....	50
III.3.4 .Performances des dessaleurs.....	51
III.3.5.Le distributeur.....	51
III.3.6.Différents types de mélangeur.....	52
III.3.7.Mélangeurs statiques.....	52
III.3.7.1. Mélangeurs dynamiques.....	52
III.3.7.2 .Vannes de mélange.....	52
III.3.7.3. Champ électrique.....	52
III.3.8.Différents schémas procédé.....	53
III.4. LES DESSALEURS ET LE PROCESS.....	54
III.4.1. localisation dans le process.....	54

Sommaire

III.4.2.criticite du dessaleur.....	54
III.4.3.process associe.....	55
III.4.4. Echangeur de préchauffage.....	55
III.4.5. Vanne de mélange.....	55
III.4.6. Produit chimique.....	55
III.4.7. Eau de lavage.....	56
III.4.8. By-pass de l'unité.....	56
III.4.9.dispositifs de contrôle de niveau.....	56
III.4.10.dispositifs de contrôle de pression.....	57
III.4.11. dispositifs de contrôle de température.....	57
III.4.12. vannes manuelles.....	57
III.5. Partie Environnement Bassin d'évaporations.....	59
III.5.1 Introduction Générale.....	59
III.5.2.Aspects Réglementaire des rejets liquides.....	59
III.5.2 .1.Introduction.....	59
III.5.2 .2.Décret exécutif n° 06-141.....	60
III.5.2.3. Tableaux des normes des rejets liquides.....	60
III.6. Traitement des eaux huileuses.....	62
III.6.1.Introduction.....	62
III.6.2. Les effets néfastes des hydrocarbures sur l'environnement.....	62
III.6.3.Les procédés de traitement des eaux résiduaires huileuses.....	63
III.6.4. L'Écrémeur déshuileurs.....	63
III.7. Traitement des eaux de production de CSC.....	64
III.7.1 Teneur en hydrocarbures des eaux après traitement.....	65
III.8. Caractéristiques des eaux huileuses (CSC).....	66
III.8.1. Bassin évaporation.....	67
III.8.2. Conclusion.....	68
CHAPITRE IV : Partie calcul et interprétation des résultats	
IV.1 Problématique.....	69
IV. Caractéristiques générales du pétrole brut et du dessaleur avec cas design et cas actuel.....	69
IV.1.Calcul et vérification.....	69
IV.2.Commentaire.....	70
IV.3.Bilan matière.....	70
IV.4 .Commentaire.....	72
IV.5.Taux de lavage.....	72
IV.5.1.Calcul de la vitesse de décantation.....	73
IV.5.2.Calcul du diamètre des gouttelettes d'eau.....	73
IV.5.3.Calcul de coefficient de résistance.....	74
IV.5.4.Détermination de la densité à température de service.....	76
IV.5.5.Calcul du temps de décantation.....	77
IV.5.6.Calcul du temps de séjour.....	77
IV.5.7.Calcul du volume du dessaleur.....	78

Sommaire

IV.6.1. Interprétation des résultats.....	79
IV.6.2. Calculs efficacités du dessaleur et de dessalage.....	79
IV.6.3. calculs efficacités du dessalage.....	79
IV.6.4. calculs efficacités du dessaleur.....	79
IV.6.5. comparaison entre le désigne et actuel.....	80
IV.6.6. Commentaire.....	80
IV.7.1. Calcule des caractéristiques de dessaleur.....	80
IV.7.1.1. Calcul du champ électrique entre deux électrodes.....	80
IV.7.2.1. Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inferieur.....	81
IV.7.3.1. calcul de champ critique.....	81
IV.7.4.1. Interprétation.....	82
IV.8. Optimisation.....	82
IV.8.1. Étude expérimentale des paramètres de dessalage.....	83
IV.8.2. Remarque.....	83
IV.8.3. Dimensionnement.....	83
IV.8.4. Calcul teneur en eau de lavage.....	83
IV.8.4.1. Méthode de calcul.....	83
IV.8.4.2. Méthode de calcul de l'eau de lavage.....	84
IV.9. Résultats de laboratoire.....	84
IV.9.1. Influence du taux de l'eau de lavage.....	84
IV.9.2. Influence de la température.....	85
IV.9.3. Influence de la quantité de dés émulsifiant.....	86
IV.10. Discussion des résultats.....	87
IV.10.1. Calcul du gain apporté par l'optimisation de la quantité de des émulsifiant.....	87
IV.10.1.1. Quantité de des émulsifiants consommés cas desig.....	87
IV.10.1.2. Quantité de des émulsifiants consommés cas optimum.....	87
IV.10.1.3. Quantité de des émulsifiant a économisé ou perdu.....	89
IV.10.1.4. Côté financier.....	89
IV.11. Étude économique.....	89
IV.11.1. Le prix d'un fut.....	89
IV.11.2. Conclusion.....	89
I. Conclusion GENERALE.....	90

La liste des symboles et les abréviations

Partie bibliographique

Annexe

INTRODUCTION

La part du pétrole au sein de la demande mondiale de combustibles est très largement majoritaire devant les autres sources d'après l'Agence Internationale de l'Energie, puisque la principale utilisation des combustibles est destinée aux moyens de transport. Cette forte demande en pétrole tend à persister puisqu'une croissance de 1,3% par an a été prédite entre 2005 et 2030.

Comme l'économie de l'Algérie est basée essentiellement sur les hydrocarbures ; on doit satisfaire les spécifications de production, techniques et économiques afin de permettre la livraison aux clients de produits conformes à des normes définies tel que la teneur en soufre, la TVR, le BSW, la teneur en sel, etc....

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels inorganiques, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau. La première étape de traitement consiste à éliminer ces contaminants par dessalage/déshydratation pour réduire la corrosion, le colmatage, l'encrassement des installations et empêcher l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production. Le dessalage électrostatique est une méthode typique pour éliminer les sels du pétrole brut qui comporte deux étapes essentielles :

- Le dessalage chimique : on ajoute de l'eau et des agents tensio-actifs (des émulsifiants) au brut pour casser le film d'émulsion eau/brut, on chauffe pour dissoudre ou fixer à l'eau les sels et les autres impuretés, puis on conserve ce mélange dans un bac pour que la phase aqueuse décante.

- Le dessalage électrostatique : on applique des charges électrostatiques de tension élevée pour concentrer les gouttelettes en suspension dans la partie inférieure du bac de décantation.

La séparation brut dessalé / eau s'effectue dans un gros ballon décanteur horizontal qui s'appelle le dessaleur.

Notre travail a été réalisé dans le centre de séparation et de compression (CSC) au niveau de la région de RHOURE NOUSS.

-Notre objectif est de faire un calcul de vérification des paramètres de fonctionnement du dessaleur électrostatique (P10-VA-21-01/02) à deux étages.

Une étude de l'influence de plusieurs paramètres sur le dessalage du brut de la région de RHOURE NOUSS a été réalisée au laboratoire.

Notre mémoire comprend les chapitres suivants :

- Présentation de la direction régionale de RHOURE NOUSS et du CSC ;
- Généralités sur le pétrole brut ;
- Dessalage du pétrole brut et Partie environnement bassin des évaporations ;
- Partie calcul et interprétation des résultats et dimensionnement

Du dessaleur (P10-VA-21-01/02).

Chapitre I

PRESENTATION DE LA DIRECTION REGIONALE ET DE CSC

I.1.PRESENTATION DE LA DIRECTION REGIONALE RHOURDE NOUSS :

I.1.1.Situation géographique :

La région de Rhourde-Nouss fait partie de la Willaya d'ILLIZI.

- Elle est située à 350 km au Sud/Sud-est de OUARGLA, à 1200 km au Sud/Sud-est d'ALGER et à 270 km au Sud/Sud-est de HASSI MESSAOUD. Elle est reliée à la route nationale N3 (OUARGLA-ILLIZI) par une bretelle de 30 km goudronnée.

La Direction Régionale de RHOURDE NOUSS se trouve à la lisière de l'ERG Oriental avec une alternance de HAMADA (ou GASSI) et d'ERG (ou SIOUF) de direction généralement Nord/Sud, elle est caractérisée par [1] :

- L'altitude moyenne est de 275 m par rapport au niveau de la mer ;
- Son climat est désertique (Sec avec un très faible taux d'humidité) ;
- Écart important de température entre l'hiver et l'été (-5°C à 55°C) ;
- Elle enregistre une pluviométrie très faible (2 à 4 mm/an) ;
- Terrain accidenté vu la position de la région (Limite de l'erg oriental) ;
- Fréquence importante des vents de sable.

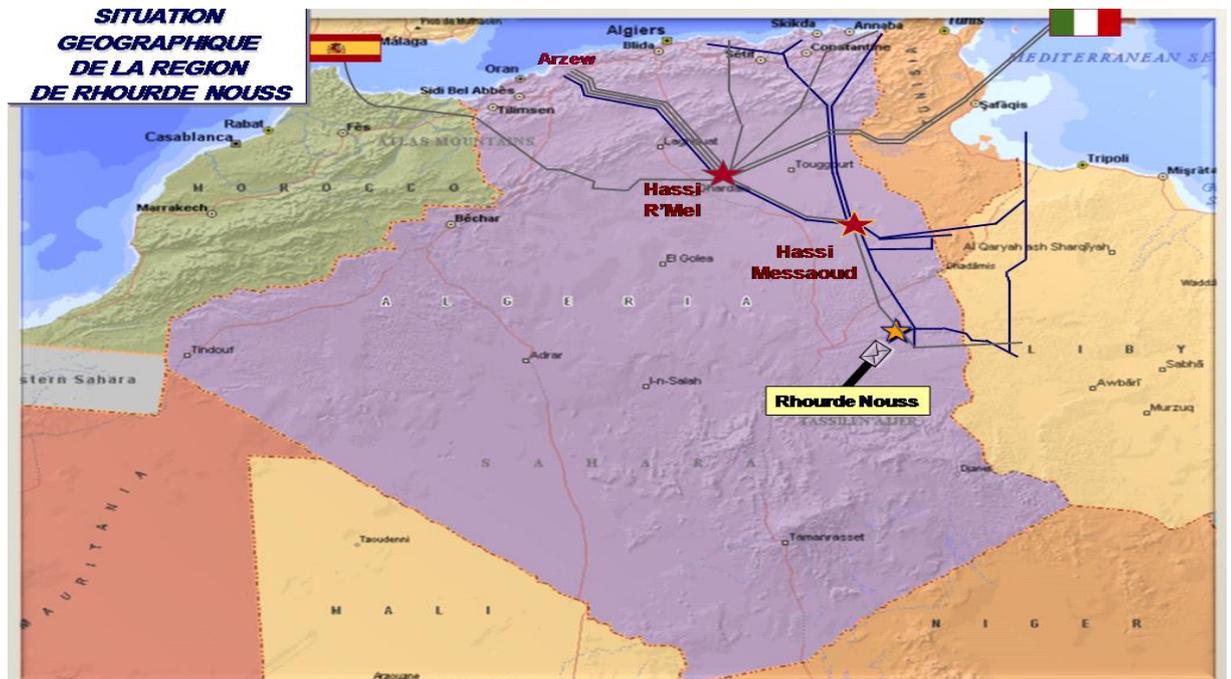


Figure I -1 : situation géographique de la région de Rhourde Nouss

I.1.2. Historique :

La première découverte du gaz à RHOURE NOUSS a été en 1956. Le premier puits RN1, foré en 1962, a mis en évidence la présence du gaz riche en condensât au niveau de plusieurs réservoirs. Après la découverte de l'huile sur le puits RN4 un centre de traitement d'huile a été construit et mis en exploitation l'année 1966. Les grandes étapes qui ont ponctué le développement de la région de RHOURE NOUSS sont :

Tableau I -1 : représente le développement de la région de Rhourde Nous [1]

Date	Les étapes de développement du champ de Rhourde Nous
1956	La première découverte d'un puits de gaz a Rhoud Nous
1966	La première découverte d'un puits de l'huile a Rhourde Nous
1988	Démarrage de l'usine phase « a ». (quatre trains chacun a une capacité de 10 millions Standard m ³ /j de gaz brute.
1989	Mise en service de Rhourde adra
1992	Mise en service de Rhourde Choufe et de Rhourde Hamra
1995	Démarrage de l'usine de Hamra.
1996	Première expédition de GPL (Hamra).
2000	Démarrage de l'usine GPL « phase b » d'une capacité de traitement 48 millions m ³ /j
2005/2010	Préparation plans de développement CTH et KHA
2012	La mise en marche de centre de séparation et de comprissions CSC d'une capacité de traitement d'une charge de 1000 m ³ /j du brute
2014	La mise en service de l'usine de projet CPF (soit le 6 ^{ème} train de traitement de gaz)

I.1.3 .DESCRIPTION DES CHAMPS DE RHOURE-NOUSS :

La région de Rhourde Nous est composée de plusieurs champs sur un rayon de 100 km par rapport au siège de la Direction Régionale qui est située sur le champ de Rhourde Nous Centre.

Les principaux champs mis en exploitation sont :

-RHOURE-NOUSS centre.

- RHOURE-NOUSS Nord-est.
- RHOURE-NOUSS sud-est.
- RHOURE-NOUSS sud-ouest.
- RHOURE-CHOUFF.
- RHOURE-ADRA.
- RHOURE-HAMRA.
- HAMRA.

D'autres champs, de moindre importance, ont été découverts et seront développés dans le futur, il s'agit de :

- Champ de Rhourde-Hamra Sud-est
- Champ de Rhourde-Nouss 3
- Champ de Mouilah
- Champ de Meksem
- Champ de Draa Allal
- Champ d 'Elketaia
- Champ de Rhourde Adra Sud-est

I.2. ORGANIGRAMMES DE LA REGION DE RHOURE NOUSS :

I.2.1. organigramme général :

La région RHOURE NOUSS est subdivisée en neuf (09) divisions assurant deux types de fonctions : Opérationnelle & Soutien

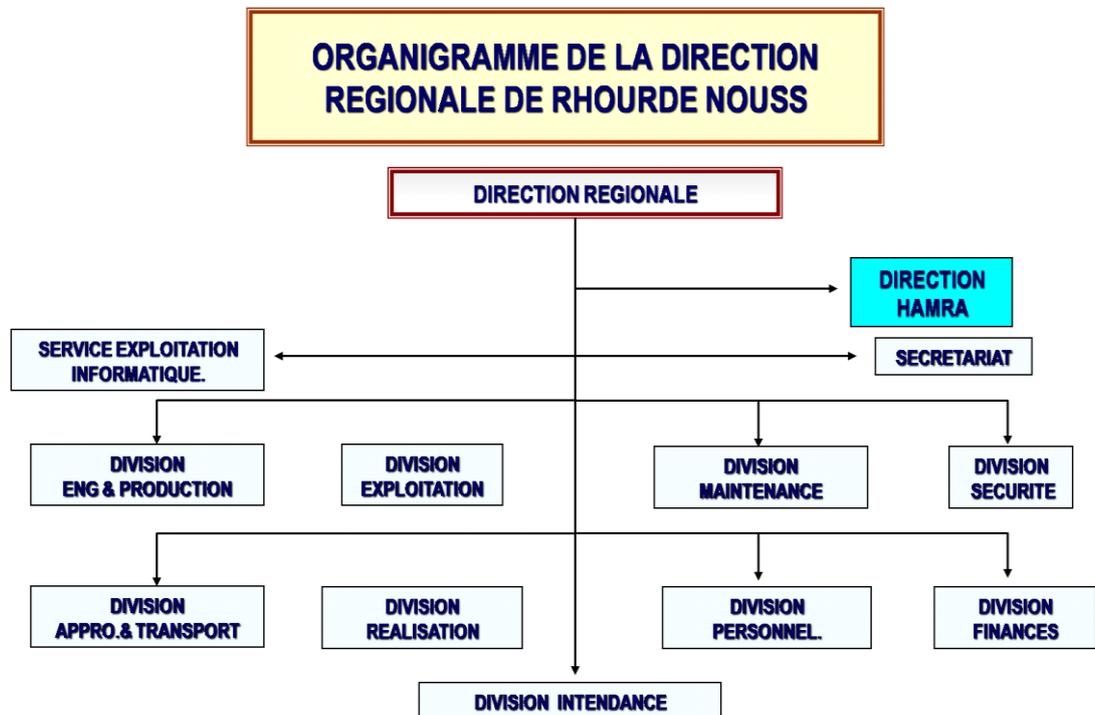


Figure I -2 : schéma d'organisation de la direction régionale de Rhourde Nouss

I.2.2. organigramme de la division sécurité :

Cette division est structurée comme suit :

Le rôle de cette division est primordial vu le risque permanent d'incendie et d'explosion présent dans les sites pétrochimiques.

- **Service prévention**

Ce service contient deux (02) sections :

- Section Prévention CTH & Champ ;
- Section Prévention Complexe Industriel.

Les missions principales de ce service sont :

- Etablir les statistiques des accidents de travail ;
- Contribuer aux enquêtes après accident, étudier les causes et émettre des recommandations ;
- Effectuer des inspections sur les unités de production et préconiser des mesures d'amélioration
- Veiller au respect de la réglementation en matière d'hygiène et de sécurité ;
- Participer à l'élaboration des cahiers des charges ;
- Contribuer à la sensibilisation de l'ensemble du personnel ;
- Etudier et instruire les autorisations de travail pour les travaux potentiellement dangereux ;
- Connaissance des procédures de travail de l'entreprise ;
- Connaissance et application de la législation et réglementation en matière d'hygiène et de sécurité.

- **Service Intervention**

Il contient trois (03) sections :

- Section Intervention Usine ;
- Section Intervention Champ ;
- Section Intervention GPL.

Le rôle de ce service est de :

- Veiller à la sécurité du patrimoine humain et matériel de la région ;
- S'assurer de la fiabilité et de la disponibilité permanente des moyens d'intervention (mobiles et fixes);
- Surveiller et réglementer l'accès aux sites industriels et base de vie ;
- Assurer la surveillance des travaux dangereux (à feu);
- Veiller à l'optimisation du système de lutte anti-incendie pour la protection des installations ;
- Veiller à la sécurité dans l'aéroport (scannage, vérification de la piste d'atterrissage avant le décollage et avant l'atterrissage et intervention en cas d'incident).

- **Cellule Environnement**

Le rôle de cette cellule est de veiller au respect des directives en matière d'environnement, de signaler toutes les anomalies et sensibiliser l'ensemble du personnel sur l'importance de préserver l'environnement.

I.3. DESCRIPTION DU COMPLEXE DE RHOURE-NOUSS :

I.3.1 .Charge et produits :

La capacité globale de RHOURE NOUSS est portée à :

Tableau I -2:représente la capacité globale de la région [1]

Gaz brut	51 millions Standard m³/j
Réinjection	75% environ, soit 32 millions Standard m ³ /j gaz sec.
Commercialisation	20 millions Standard m ³ /j.
GPL	3986 tonne/j.
Condensât	5000 tonne/j.
Pétrole brut	500 tonne /j.

I.3.2. Réseaux collectes :

Cette production est assurée par un certain nombre de puits producteurs et injecteurs de gaz, un ensemble de collectes et manifolds.

- Puits producteurs de gaz : 76.
- Puits injecteurs de gaz : 36.
- Puits d'huile : 16.
- Collectes : 780 km (diamètre de 8 à 20 “), (1 pouce est égal à 2,54 cm).
- Manifolds : 37.

I.3.3. Puits producteurs phase "A" et "B" :

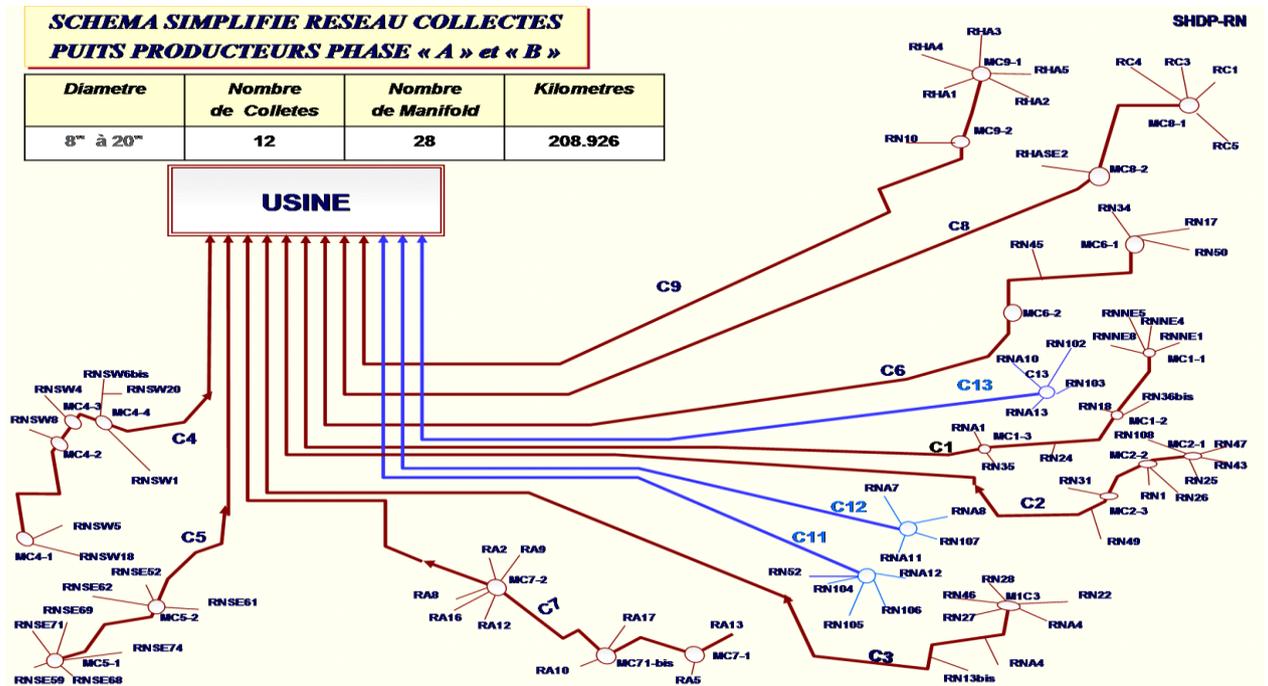


Figure I -3 : schéma simplifié réseau collectes puits producteurs phase « a »et « b »

I.3.4. Puits ré injecteurs:

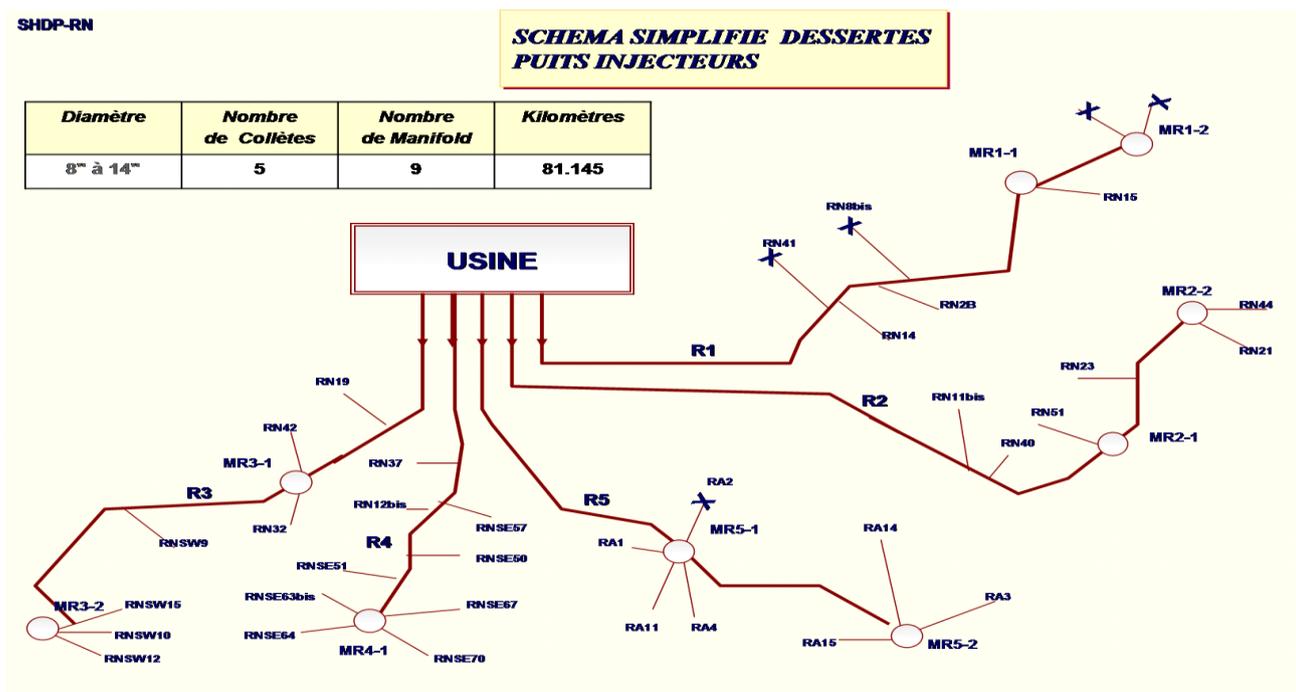


Figure I -4 : Schéma simplifié dessertes puits injecteurs.

I.4. Les différents complexes de la région :

La région de RHOUDÉ NOUSS est à vocation principalement gazière.

Elle est dotée de [2]:

-Deux usines de traitement du gaz humide :

· La phase A : Traitement de 51 million Standard m³/j pour récupérer le condensât.

· La phase B : Traitement de 48.3 million Standard m³/j pour récupérer le GPL, et les traces du condensât.

-Un centre de compression et de séparation pour la production d'huile.

-Une centrale électrique produit 21 MW de l'énergie propre pour la région.

I.4.1. La Phase A :

Cette usine est traitée le gaz brut au niveau du 4 train identique chacun comporté un ensemble des équipements pour but de : réaliser une bonne séparation afin de récupérer le maximum du condensât (C5+), assurer la compression du gaz (partie HP) vers la phase B et le recyclage du gaz sec traité (C1 et C2) vers la réinjection et l'expédition. Le cinquième train (U-70) fait seulement le traitement de la partie haut pression «HP» du gaz brut.

L'usine existante traite actuellement une charge de 46 million Standard m³/j de gaz brut avec une production de 2690 tonne/j du condensât.

I.4.2. La Phase B :

Les installations de cette usine sont conçues pour récupérer le GPL contenus dans le gaz de vente produit par l'usine (phase A).

Le GPL produit est envoyé dans un pipeline vers HAOUDH ELHAMRA (HEH), le condensat résultant du fractionnement est renvoyé vers stockage dans la phase A, et le gaz résiduaire est aussi renvoyé aux installations de la phase A pour être dirigé vers la vente ou la réinjection.

Actuellement l'usine (phase B) est en by passe après l'incident de décembre 2009 (éclatement d'un train).

I.4.3. CSC (centre de compression et de séparation) :

Elle produit sa propre énergie électrique au moyen d'une centrale électrique de 21MW et un apport à partir de HAMERA (ligne de 60 km).

Le Centre de Séparation et de Compression (CSC) a pour but de séparer l'huile, l'eau et le gaz provenant des 33 puits dans l'unité 500. Ils sont regroupés suivant leur niveau de pression et sont connectés à trois séparateurs pour séparer le gaz et le condensat. Les gaz provenant de la ligne de tête des trois séparateurs de différentes pressions (MP, BP, TBP) sont comprimés dans le système de compression pour obtenir la pression de batterie à l'usine de gaz Rhourde Nouss, qui est de 83 bars eff. Les condensats récupérés au séparateur TBP sont expédiés au dessaleur de brut, et puis sont envoyés vers la colonne de stabilisation ; après le traitement, le brut dessalé et stabilisé provenant de la colonne est

stocké dans le bac de stockage de brut dans le système 22 avant expédition. L'objectif prioritaire de cette installation est la production d'huile.

I.4.4.CPF(QH) :

La nouvelle installation de traitement de Quartzite de Hamra (QH) est conçue pour traiter 11 millions Standard m³/jour de gaz (base sèche) provenant de 33 puits de production dans quatre (4) champs, dans la région de RHOURE NOUSS. L'usine a une production nominale de 10 millions Standard m³/jour et produit du gaz résiduaire sec ayant un Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) entre 9 800 et 9 900 kcal/sm³ et un contenu de CO₂ inférieur à 2,0 % molaire.

Le gaz d'exportation est envoyé vers le gazoduc GR4 du réseau de transport TRC.

- Comprimer le CO₂ à 207 barg et le réinjecter dans un puits déplété.
- Condensat non stabilisé à diriger vers la phase A.
- Gaz (associé) lourd à diriger vers la phase A.

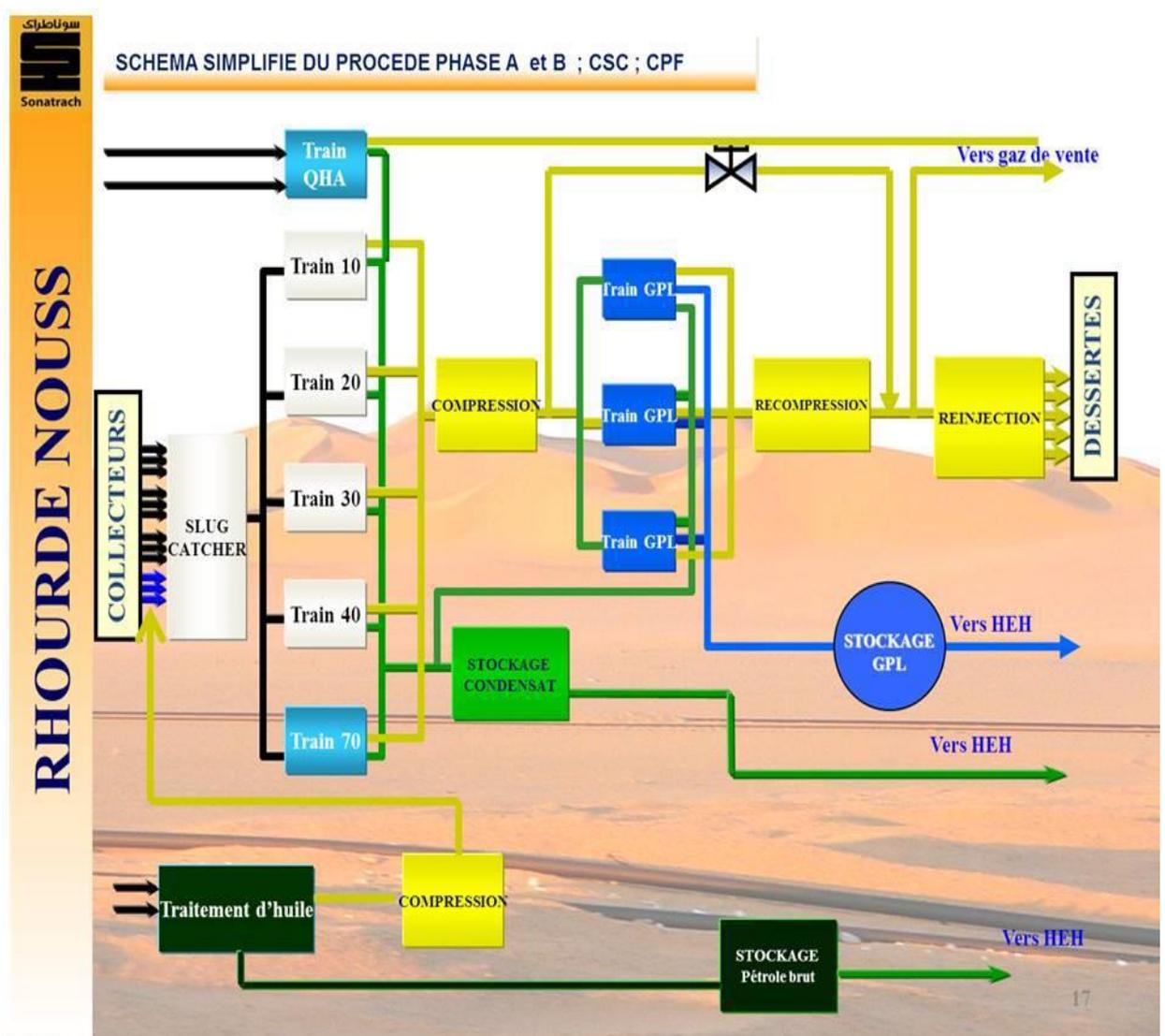


Figure I -5 :shéma simplifié de phase A et B ,csc ,cpf

I.5. Présentation du Centre de Séparation et de Compression (CSC) :

I.5.1. Description générale de l'usine CSC :

Le Centre de Séparation et de Compression (CSC) a pour but de séparer l'huile, l'eau et le gaz provenant des 39 puits dans l'unité 500. Ils sont regroupés suivant leur niveau de pression et sont connectés à trois séparateurs pour séparer le gaz et le condensat.

Les gaz provenant de la ligne de tête des trois séparateurs de différentes pressions (MP=40 bar, BP=20 bar, TBP=6 bar) sont comprimés dans le système de compression pour obtenir la pression de batterie à l'usine de gaz de RHOURDE NOUSS (phase A), qui est de 83 Bar [2].

Les condensats récupérés au séparateur TBP sont expédiés au dessaleur du brut, puis ils sont envoyés vers la colonne de stabilisation ; après le traitement, le brut dessalé et stabilisé provenant de la colonne est stocké dans le bac de stockage du brut dans le système 22 avant expédition.

L'objectif prioritaire de cette installation est la production d'huile.

Tableau I -3 : Production d'huile et de gaz de l'usine CSC [2]

Produits	Capacité	Productions	Expédition
Gaz	7.8 millions m ³ /j	7.4.10 ⁶ Standard m ³ /j	7.3. 10 ⁶ Standard m ³ /j
Pétrole (huiles)	750/850 tonnes/j (été /hivers)	582 tonnes /j	568 tonnes /j

Tableau I -4 : Spécification de l'huile stabilisée du CSC

Spécification	max	Min
T.V Reid @ 37.8°C en PS	0.69	0.48
B.S.W % en volume	0.5	-
Sel % en poids	0.004	-
Teneur en soufre % en poids	0.2	-

I.5.2. Les unités composant le centre de séparation et de compression :

- Système 20 : Manifolds CSC, Séparateurs huile/gaz.
- Système 21 : Dessaleur et colonne de stabilisation.
- Système 22 : Stockage/ Pomperiez.
- Système 23 : Compresseurs TBP et BP/MP.
- Système 42 : Système d'injection des produits chimiques CSC.
- Système 43 : Torche et fosse de brûlage.
- Système 44 : Traitement d'eau de production.
- Système 45 : Gaz combustible.
- Système 50 : Eau brute / Eau de service.
- Système 56 : Réseau de drainage ouvert.

- Système 57 : Réseau de drainage fermé.
- Système 62 : Système Diesel.
- Système 63 : Air instrument et air service.
- Système 64 : Azote.
- Système 69 : Traitement huile machines.
- Système 71 : Système anti-incendie.

L'ensemble des têtes de puits, pipelines, manifolds et collectes constitue l'unité 500.

I.5.3 Système 20 et réseau de collecte - Unité 500 :

Le système 20 a pour fonction :

- La séparation en trois phases des effluents des puits.
- La stabilisation partielle par détentes successives de l'huile brute.

Trois séparateurs sont prévus, chacun correspondant aux pressions de différents gisements exploités. Les gaz en tête des différents étages de séparation sont envoyés vers le compresseur dans le système 23, puis les condensats récupérés du séparateur TBP sont envoyés vers le dessaleur et la colonne de stabilisation du brut dans le système 21. L'eau de production de chaque séparateur est envoyée vers le traitement de l'eau de production dans le système 44.

Les séparateurs G02-VA-20-02 sont protégés contre les déviations des conditions opératoires normales suivantes : niveau huile très haut 20LSHH0014 ; niveau huile très bas 20LSLL0023 ; niveau eau très bas 20LDSLL0012 ; pression très haute 20PSHH0006.

□ Les opérations de collecte sont les suivantes :

- La production des collectes SW-1, SE-1, NE-2, et RC est regroupée au niveau du manifold MP avec une pression de service de 40 bar.
 - La production des collectes N-3 est envoyée vers le manifold BP avec une pression de service de 20 bar.
 - La production des collectes RNSE et RNSW-19 est regroupée au niveau du manifold TBP avec une pression de service de 6 bar.
 - L'inhibiteur de corrosion est injecté de façon continue en aval de la vanne Duse pour tous les puits.
 - Le méthanol est injecté de façon intermittente en hiver en aval de la vanne Duse pour le puits RNSW-19, les manifolds MC-8-1 et RNSE.
 - L'eau de lavage est injectée de façon continue dans les puits RNZ 1, 41 et RN 16, 20.
- Chaque collecte est protégée de la surpression par des soupapes placées sur chaque puits (unité 500).

I.6. Dessaleur et colonne de stabilisation du brut - système 21 :

Cette unité a pour but de traitement et de stabilisation du brut provenant du séparateur TBP.

Ce système se compose de :

- Deux pompes d'alimentation de la colonne de stabilisation (P10-PA-21-01A/B, 100% de charge).
- Un préchauffeur du brut (P10-GA-21-01)

- Un dessaleur à deux étages (P10-VA-21-01/02)
- Des pompes de recyclage du dessaleur (P10-PA-21-04A/B)
- Un préchauffeur de la stabilisation (P10-GA-21-02)
- Une colonne de stabilisation (P10-CB-21-01)
- Deux pompes de rebouilleur de la stabilisation (P10-PA-21-02A/B)
- Un four de la colonne de stabilisation (P10-FA-21-01)
- Un séparateur d'eau (P10-VA-21-03)
- Un aéroréfrigérant du brut stabilisé (P10-GC-21-01)
- Des pompes d'eau de dessalage (P10-PA-21-03A/B)

Les dessaleurs P10-VA-21-01 et P10-VA-21-02 sont protégés contre plusieurs déviations des conditions opératoires : niveau interface huile/eau très haut ; niveau huile très bas ; température /pression très basse à la sortie du dessaleur.

I.6.1.Le stockage – système 22 :

Le système 22 a pour fonction de stockage et d'expédition du brut stabilisé, ainsi que le stockage du brut hors spécification et son transfert pour retraitement, cette unité comprend :

- Deux bacs de stockage atmosphérique à toit flottant permettent le stockage du brut stabilisé provenant du système 21 avec une capacité de 2500 m³ [2].
- Un bac off-spec à toit fixe avec une capacité de 1220 m³ qui est destiné à recueillir l'huile venant du système 21 tant que les spécifications ne sont pas respectées et d'une manière générale, tous les flux contenant des hydrocarbures récupérables n'ayant pas été en contact avec l'air. Le bac off-spec est utilisé pour permettre la circulation des liquides lors des opérations de démarrage ; le stockage du brut est protégé contre : niveau liquide très haut ou très bas des bacs.

I.6.2.Utilités :

Les utilités assurent les besoins du processus de ce complexe.

□Injection des produits chimiques :

Des systèmes d'injection d'inhibiteur de corrosion, de méthanol et de des émulsifiants seront fournis. L'inhibiteur de corrosion est injecté de façon continue à tous les points d'injection, sauf sur les manifolds d'entrée du CSC ; Le des émulsifiants sera injecté en amont des robinets mélangeurs des dessaleurs dans le but d'éliminer les émulsions contenues dans le flux d'alimentation. Le taux réel d'injection sera ajusté en fonction des données d'échantillonnage

□Traitement des eaux de production :

Cette unité a pour objet de flasher les eaux de production avant leur envoi vers le séparateur CPI. Le ballon de flash d'eau de production a pour fonction de permettre la désorption du gaz contenu dans l'eau de production à haute pression, et l'élimination des hydrocarbures liquides par simple décantation. Ce ballon est prévu avec deux compartiments.

Le gaz produit est envoyé à la torche BP, et l'huile séparée est dirigée vers le ballon de drainage fermé, tandis que l'eau séparée est envoyée vers le séparateur CPI pour diminuer la teneur en hydrocarbure jusqu'à 10 ppm avant son envoi vers les bassins d'évaporation.

□ Gaz combustible :

Le gaz combustible provient du séparateur tri-phasique MP. Pour démarrer l'unité de production de gaz combustible, on dispose aussi du gaz provenant de l'usine existante de Traitement de Gaz, via le gazoduc.

Il alimente deux réseaux de distribution, un réseau HP qui sont les turbines à gaz et les garnitures mécaniques des compresseurs et un réseau BP qui sont le four de la stabilisation, certaines capacités, les réservoirs (balayage) et les torches.

□ Eau brute / eau de service :

Le système d'eau brute permet d'alimenter en continu le réseau d'eau de service des unités du CSC et les pompes d'eau pour les dessaleurs du système 21.

On a deux puits d'eaux qui sont utilisés pour alimenter le réservoir d'eau incendie et le bac d'eau brute.

□ Air instrument / air service :

Pour garantir la disponibilité la plus élevée possible de l'air instrument, trois compresseurs sont prévus, deux en fonctionnement, un en secours pour atteindre une pression de 9.5 bar. Une fois comprimé, l'air est envoyé vers le ballon tampon d'air comprimé pour être ensuite dirigé vers les sècheurs d'air (doublés de la même façon que les compresseurs) et vers le réseau de distribution de l'air service. L'air comprimé filtré, séché, est envoyé vers le réservoir d'air instrument. Une grande partie de l'air séché est utilisée pour la production d'azote [3].

□ Azote :

Cette unité produit, stocke et distribue de l'azote gazeux nécessaire aux types d'utilisations suivantes :

- En marche normale continue, l'azote assure l'étanchéité des garnitures des compresseurs du système 23 ainsi que le contrôle de la pression dans le bac d'eau brute.
- Il est aussi utilisé pour pressuriser les circuits et capacités lors des phases d'arrêts et de démarrage des divers systèmes du CSC, aussi utilisé pour éteindre le four de la stabilisation pour l'arrêt d'urgence.

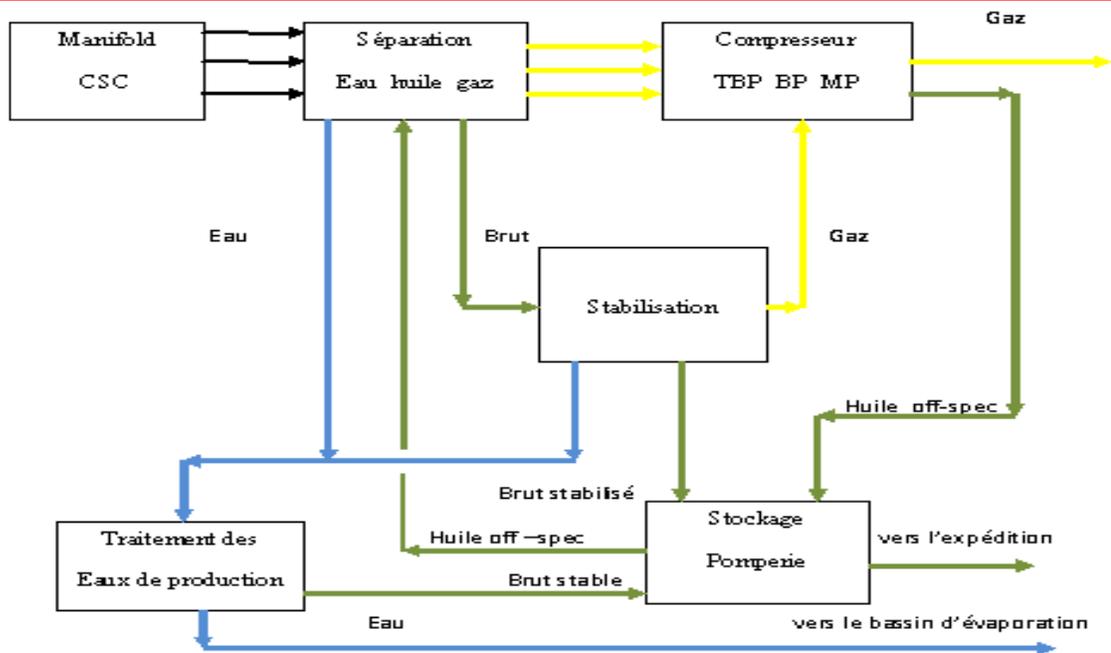


Figure I- 6 : Schéma représentatif du CSC

I.7. Description du schéma technologique :

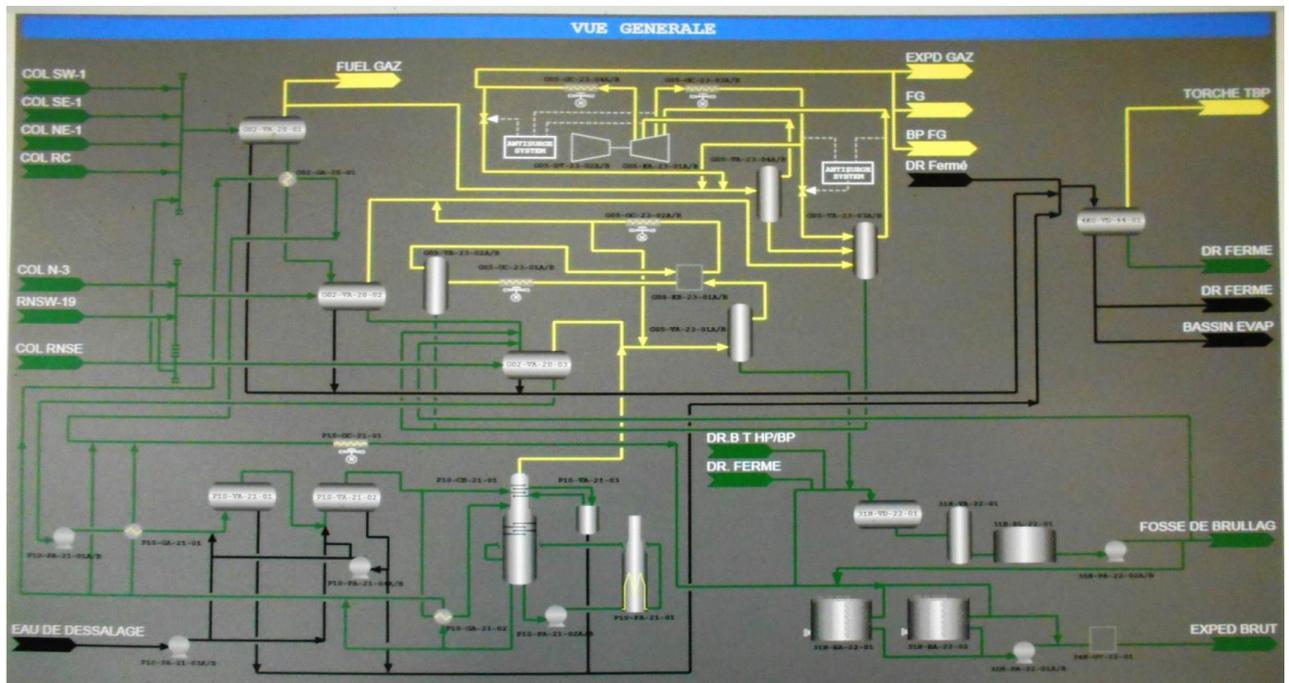


Figure I- 7 : Schéma technologique représente le processus du CSC [4]

L'effluent provient des puits est devisé sur trois manifolds selon les pressions des puits.

Les opérations de collecte sont les suivantes :

- La production au niveau du manifold MP avec une pression de service de 40 bar.
- La production au niveau du manifold BP avec une pression de service de 20 bar.
- La production au niveau du manifold TBP avec une pression de service de 6 bar.

Cette charge va être ensuite envoyée vers le système de séparation qui comporte trois séparateurs en cascade pour une séparation tri-phasique : l'huile, l'eau et le gaz.

Ces derniers sont prévus, chacun correspondant aux pressions des différents gisements exploités. Les gaz en tête des différents étages de séparation sont envoyés vers l'unité de compression, l'huile récupérée du séparateur TBP est envoyée vers le dessaleur et la colonne de stabilisation du brut, en fin ; l'eau de production de chaque séparateur est envoyée vers l'unité de traitement des eaux de production.

Tous d'abord on commence par le premier séparateur de moyen pression ($P \approx 40$ bar) où la charge provient du manifold MP va subir a une détente pour séparer.

- Les gaz : qui vont subir a une compression dans le deuxième étage de turbocompresseur ; après leur passage dans le ballon d'aspiration de compresseur ; pour atteindre les 80 Bar ; c'est la pression nécessaire pour l'expédition du gaz vers la phase "A".

- l'eau : c'est la phase aqueuse qui est collectée dans le système de traitement des eaux usées.

- L'huile : est envoyée vers le deuxième séparateur après le passage dans les tubes de l'échangeur de chaleur jusqu'à l'obtention d'une pression de 20 bar, elle est réchauffée par le brut stabilisé provenant du fond de la colonne de stabilisation et qui circule dans la calandre de l'échangeur (G02-GA-20-01).

Dans le deuxième séparateur BP ($P \approx 20$ bar), la charge qui vient du manifold BP va se mélanger avec l'huile sortant du séparateur MP ; la même opération de séparation sera faite :

- les gaz : vont subir une compression dans le premier étage du turbocompresseur, la pression augmentera de 20 à 40 bar ; ensuite ils passeront dans le deuxième étage avec les gaz sortant du séparateur MP pour atteindre les 80 Bar, a la fin de l'expédition.

- L'huile : après sa détente de 20 Bar à 06 Bar, se dirige vers le troisième séparateur.

Le troisième séparateur TBP permet la séparation de l'huile, de l'eau et du gaz provenant du manifold TBP et du séparateur BP. Il reçoit aussi l'huile recyclée depuis le stockage off-spec et l'huile recyclée depuis la pompe d'alimentation de la stabilisation lors du débit minimal, le ballon d'aspiration du compresseur BP, et le ballon d'aspiration du compresseur TBP 2^{ème} étage.

Le gaz produit est expédié vers le ballon d'aspiration du compresseur TBP pour y être comprimé dans le premier étage du moto-compresseur où la pression augmente de 06 à 10 bar puis dans le deuxième étage pour atteindre 20 bar ; ensuite il rentre dans le turbocompresseur dans le but d'une compression jusqu'au pression d'expédition.

Les eaux produites dans les trois séparateurs (MP, BP et TBP) sont dirigées vers le ballon de flash d'eau de production dans l'unité de traitement des eaux.

L'huile séparée est expédiée au dessaleur.

Avant que l'huile venue de séparation passerait dans l'unité de dessalage, elle doit subir une augmentation de pression pour pouvoir arriver au dessaleur ; pour cela une pompe est installée directement après le séparateur TBP afin d'accroître la pression de 06 à 20 bar pour éviter le Dégazage dans le dessaleur, ensuite elle pousse cette huile vers le premier étage du dessaleur après qu'elle soit préchauffée dans les tubes de l'échangeur (P10-GA-21-01) par le brut stabilisé sortant du fond de la colonne et circulant dans la coté calandre de l'échangeur ; Ce préchauffage a pour but de faciliter la séparation en diminuant la viscosité de l'huile. Le brut va rentrer dans la vanne de mélange avec l'eau de lavage ; 3% par rapport au débit du brut et l'eau de recyclage ; 5% par rapport au débit du brut en injectant une quantité de des émulsifiants de 0.6 l/h qui permet de casser l'émulsion eau –brut.

Le mélange quittant la vanne va traverser le fond du premier étage du dessaleur (P = 16 bar et T = 65°C) dont l'opération de dessalage commencera. Le mélange brut-eau-sels ce déplace vers le haut de la cuve sous forme d'une émulsion où il est mis en contact avec les électrodes plats. Les gouttelettes d'eau sont ionisées par la charge électrique et fusionnent pour former des grosses gouttes d'eau qui tombent ensuite par gravité vers le bas de la cuve.

Une deuxième vanne de mélanger installée avant le deuxième étage du dessaleur fusionnera le brut provenant du premier étage avec l'eau de lavage ; 7% par rapport au débit du brut et l'eau de recyclage ; 10% par rapport au débit du brut. Le mélange formé s'injecte dans le deuxième étage pour compléter l'opération de dessalage (P= 14.9 bar et T= 65°C). Selon le chemin préférentiel la quantité de des émulsifiants ne peut pas introduire dans le deuxième étage (P1>P2). L'eau qui décante au fond du dessaleur est réinjectée avec les pourcentages mentionné précédemment, la quantité restante ; en excès ; est collectée avec les eaux usées.

Ensuite l'huile dessalée est stabilisée par la colonne de stabilisation. La plus grande partie 75% de l'huile dessalée est d'abord préchauffée par l'échangeur (P10-GA-21-02) à l'aide de l'huile provenant du fond de la colonne de stabilisation avant qu'elle alimente celle-ci par le milieu et le reste de l'huile dessalée sert de reflux. La colonne permet de régler la tension de vapeur du brut par dégazage, c'est la stabilisation du brut ; selon les normes la TVR doit égale à 10 psi en hiver et 7 psi en été.

Le gaz produit au niveau de la tête de colonne (P= 5 bar et T=35°C) est expédié vers le ballon d'aspiration du compresseur TBP pour y être comprimé. Ce gaz peut aussi être envoyé à la torche BP en cas d'indisponibilité du système de compression afin de maintenir une production d'huile stabilisée. Le liquide du plateau de tête est soutiré puis envoyé dans le séparateur d'eau (P10-VA-21-03) où l'eau est séparée des hydrocarbures et dirigée vers le ballon de flash d'eau de production tandis que les hydrocarbures sont renvoyés vers la colonne par gravité.

L'huile stabilisée au fond de la colonne est soutirée par une pompe et alimente le four qui joue le rôle d'un rebouilleur extérieur dont la température interne peut atteindre 400°C.

Les hydrocarbures bi-phasiques liquide/vapeur en sortie du rebouilleur sont retournés au fond de la colonne.

Le brut stabilisé récupéré au fond de la colonne est envoyé dans le train de préchauffe du brut constitué des trois échangeurs (P10-GA-21-01), (P10-GA-21-02) et (G00-GA-20-01).

Le four permet d'atteindre la température requise pour ajuster la tension de vapeur du brut dans la colonne.

Après leur passage dans la batterie des échangeurs ; coté calandre ; le brut dessalé et stabilisé va être stocké dans les bacs de stockage on-spec s'il est dans les normes avant son expédition vers HAOUUD EL-HAMRA, sinon il va être stocké dans les bacs de stockage off-spec afin de le retraiter.

I.8. Description du processus du dessalage à CSC :

Le processus du dessalage à CSC est à deux étapes, il consiste en deux étapes consécutives : la dilution et la déshydratation.

L'utilisation d'une conception unique de double polarité, qui se révèle plus efficace que d'autres systèmes conventionnels. Le dessaleur est de type DUAL POLARITY développée par NATCO Group.

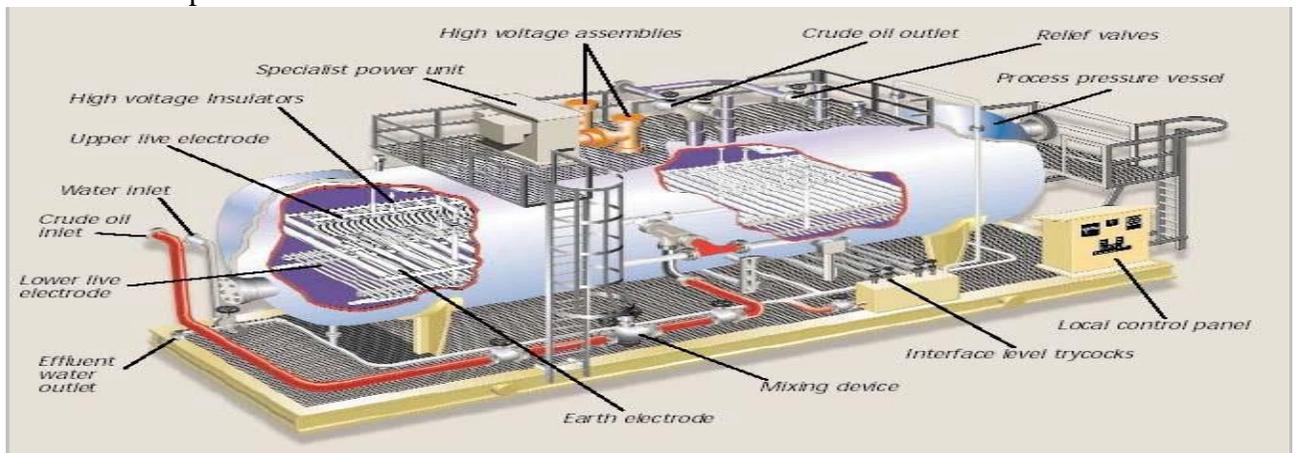


Figure I -8 : Vue détaillée du dessaleur Dual Polarity par NATCO Groupe

I.8.1. Système du dessaleur a deux étages :

Le pétrole brut du réchauffeur circule jusqu'à la conduite d'admission du dessaleur du premier étage où il est associé à l'eau douce de dilution et la saumure recyclée du dessaleur du deuxième étage. Le taux d'injection d'eau de dilution est mesuré et contrôlé par un régulateur de débit. L'eau résiduaire du dessaleur du deuxième étage est pompée à travers la boucle de recirculation par des pompes de recyclage puis est injectée dans le brut arrivant avant la vanne de mélange du dessaleur du premier étage. L'eau résiduaire du dessaleur du deuxième étage (recyclage intermédiaire) est mesurée et contrôlée par un régulateur de débit. De l'eau douce est également injectée avant la vanne de mélange. La vanne de mélange sert à apporter la dilution douce moins saline et à recycler l'eau en contact avec l'eau salée fortement concentrée finement dispersée dans le pétrole brut.

Le flux du brut entre dans le dessaleur du premier étage sur le côté de la cuve (504 mm en dessous de l'axe de la cuve). Le flux est guidé par des distributeurs de type conduite / défecteur (Distributeur Hi-Flo) qui s'étendent sur toute la longueur du dessaleur pour une distribution uniforme du brut dans la zone de coalescence. Le défecteur remplit deux rôles :

- Le premier est celui d'un adsorbant à quantités de mouvements qui réduit la vitesse du fluide

Avant sa libération dans le corps du fluide dans la cuve.

- Le deuxième, le déflecteur laisse pénétrer le fluide entrant jusqu'à dans la zone de traitement souhaitée de la cuve et permet une distribution plus égale.

L'alimentation en huile remontant du distributeur d'huile passe à travers un champ électrique CA de bas niveau où un grand pourcentage de l'eau est coalescé électriquement, ce qui augmente la taille des gouttelettes. L'eau coalescée tombe au fond du dessaleur où elle est déchargée en tant qu'eau résiduaire. L'huile remonte dans le champ électrique CC où l'eau restante est coalescée électriquement à partir de l'huile. L'huile déshydratée sort en haut de la cuve à travers un collecteur de sortie unique.

L'huile du dessaleur du premier étage est alimentée jusqu'à la vanne de mélange du dessaleur du deuxième étage (P10-21-PDV-0011) où elle est associée à de l'eau douce et à son eau résiduaire ou elle va subir la même procédure décrite pour le 1^{er} étage.

I.8.2.Eau de dilution :

De l'eau de lavage et de l'eau de recyclage sont ajoutées à la conduite d'admission du dessaleur afin de réduire la concentration saline dans la saumure, un simple remplissage par transvasement d'eau dans une émulsion eau dans huile produit peu de contact entre la saumure et l'eau de dilution. Si une énergie en mesure de cisailer les gouttelettes d'eau ajoutée en gouttes d'émulsion est prévue pour le mélange, les conditions pour la coalescence de l'eau ajoutée avec l'eau salée fortement concentrée finement dispersée dans le pétrole brut est alors améliorée [4].

La méthode la plus communément utilisée consiste à créer une chute de pression, ce qui convertit l'énergie hydraulique en énergie nécessaire au cisaillement des petites gouttes.

La chute de pression est réalisée en faisant passer le flux d'admission par les vannes de mélange (P10-21-PDV-10/11). Le degré d'émulsion est contrôlé en variant la chute de pression de la vanne, en ouvrant et en fermant la vanne suivant les besoins. Si la chute de pression créée est trop grande, les gouttes d'eau produites seront trop fines, ce qui rendra difficile le processus de coalescence et l'élimination des émulsions.

I.8.3.Dispositif d'admission (Distributeur Hi-Flo) :

Après l'injection de l'eau de dilution, le fluide s'écoule jusqu'à la tuyère d'admission du dessaleur située sur le côté de la cuve et alimente un jeu de conduites longitudinales et horizontales du distributeur (Distributeur Hi-Flo).

Les deux bras du distributeur ou des séparateurs de conduites sont installés légèrement au-dessus de l'interface.

Les séparateurs sont perforés sur leur longueur, et ces orifices permettent d'introduire un mélange huile / eau dans la cuve. Le flux sort par ces orifices et il est par ailleurs distribué par une flasque concentrique de 120° (en tant que déflecteur), ce qui élimine la recirculation interne, minimise la dérivation des plaques de support et permet ainsi une bonne distribution et un débit moyen du fluide. Les autres caractéristiques offertes par le dispositif d'admission sont notamment l'élimination d'eau libre et de sable. L'eau libre est l'eau présente sous forme de phase continue ou l'eau présente sous forme des gouttes dispersées relativement larges, qui

dans les deux cas se sépare rapidement de la phase huileuse.



Figure I -9 : Distributeur Hi-Flo du dessaleur NATCO

I.8.4. Les électrodes :

Le dessaleur à polarité double utilise des composants électriques CA et CC pour offrir des performances de déshydratation maximales (électrode anode et cathodes).

Les électrodes alimentées par un transformateur monophasé de 400 volts au primaire et 25kV au secondaire établissent un champ électrostatique à l'intérieur de la cuve et permettent le contact entre le système électrique et les liquides de procédé.

La rangée d'électrodes est composée de plaques composites suspendues verticalement à une distance de 5 pouces les unes des autres. Elles sont suspendues juste au-dessus de l'axe de la cuve.

L'aménagement électrique CA/CC crée un champ de plaque-à-plaque CC et un champ de plaque-à-terre CA. Ainsi, les avantages de mouvement des gouttes et de charge des gouttes dans un champ CC sont associés à la capacité de rupture de film et de résistance à la corrosion d'un champ CA.

Le champ CA est le plus efficace pour éliminer les grosses gouttes qui sont regroupées ensemble. Les très petites gouttes ne sont pas considérablement affectées par le champ. Par conséquent, le champ CA est le plus efficace pour les émulsions à forte teneur d'eau au niveau du distributeur d'admission et pour les grosses gouttes qui s'accumulent à l'interface.

Le champ CC est alors disponible pour coalescer les très petites gouttes résiduelles, Ces gouttes s'approchent de la plaque la plus proche, se chargent, et sont soit coalescées avec le film sur la plaque soit repoussées vers la plaque opposée sur une trajectoire de collision avec des gouttes de charge opposée de cette plaque.

Le système de composants électrique tout entier est submergé dans la phase huileuse si bien que le brut à forte teneur en eau circule entre les plaques chargées. Là, le champ électrostatique provoque une coalescence considérable de gouttes d'eau dispersées.

Alors que les gouttes d'eau dispersées dans le mélange coalescent en gouttes plus grosses, elles se stabilisent contre le débit montant d'huile. L'huile est déshydratée alors que l'eau entraînée est d'abord coalescée par le champ électrostatique puis séparée par gravitation [3].

La coalescence électrostatique passe généralement par un mécanisme de polarisation des

Gouttes, un alignement des gouttes polarisées, et un "chaînage" de ces gouttes le long des lignes de force des champs électrostatiques. Ces chaînes conductrices provoquent des décharges électriques ou des formations fréquences d'arc entre les électrodes. Ces arcs font partie du processus normal, et parce qu'ils sont submergés dans l'huile, ils ne causent aucun dommage.



Figure I -10 : Vue des électrodes, DUAL POLARITY NATCO

I.8.5. Dispositif de sortie d'huile :

Le fluide circule verticalement vers le haut par les traversées vers le collecteur d'huile situé dans la partie supérieure de la cuve. Le collecteur d'huile suspendu est composé d'une conduite unique aménagée longitudinalement le long de la partie supérieure de la cuve. Des orifices sont placés sur le dessus de la conduite du collecteur et aménagés afin de permettre une collecte uniforme de l'huile remontante. Le pétrole brut traité du collecteur d'huile sort de la buse de distribution au fond de la cuve par la tuyauterie

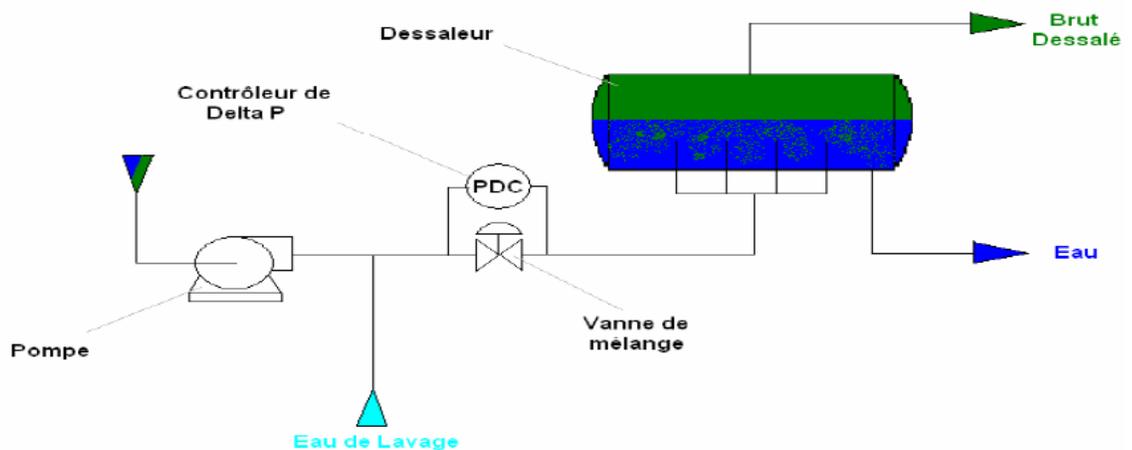


Figure I- 11 : Schéma de principe du dessalage

CHAPITRE II

Généralité sur Pétrole Brut

II.1. Introduction :

Le pétrole est un liquide plus ou moins visqueux d'origine naturelle, mélange complexe d'hydrocarbures, principalement utilisé comme source d'énergie. Il contient des hydrocarbures saturés, à chaînes linéaires, ramifiés ou cycliques, ainsi que des traces de soufre, d'azote, d'oxygène, d'eau salée et de métaux (Fer, Nickel). On le trouve en grandes quantités dans des gisements enfouis sous la surface des continents ou au fond des mers. L'exploitation de cette source d'énergie fossile est l'un des piliers de l'économie industrielle car le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides.

II.1.1. Formation des hydrocarbures :

La formation des hydrocarbures (pétrole brut et gaz naturel) qui font partie des combustibles fossiles est l'aboutissement d'un long processus (plusieurs millions d'années) de sédimentation de la matière organique [5].

Sur notre planète des organismes vivants meurent en permanence. Ces organismes sont composés pour l'essentiel de carbone, hydrogène, oxygène et azote sous forme de molécules complexes.

À la mort de ces organismes, les molécules complexes se décomposent en molécules plus simples qui sont pour la plus grande partie recyclées rapidement par la biosphère. Toutefois, une faible partie (moins de 1 %) de la matière organique se dépose et est entraînée vers le fond des mers et océans

- Soit par processus alluvionnaire provenant de l'érosion des continents : charge terrigène.
- Soit par dépôt de la matière organique provenant des océans eux-mêmes (plancton) : charge allo chimique.

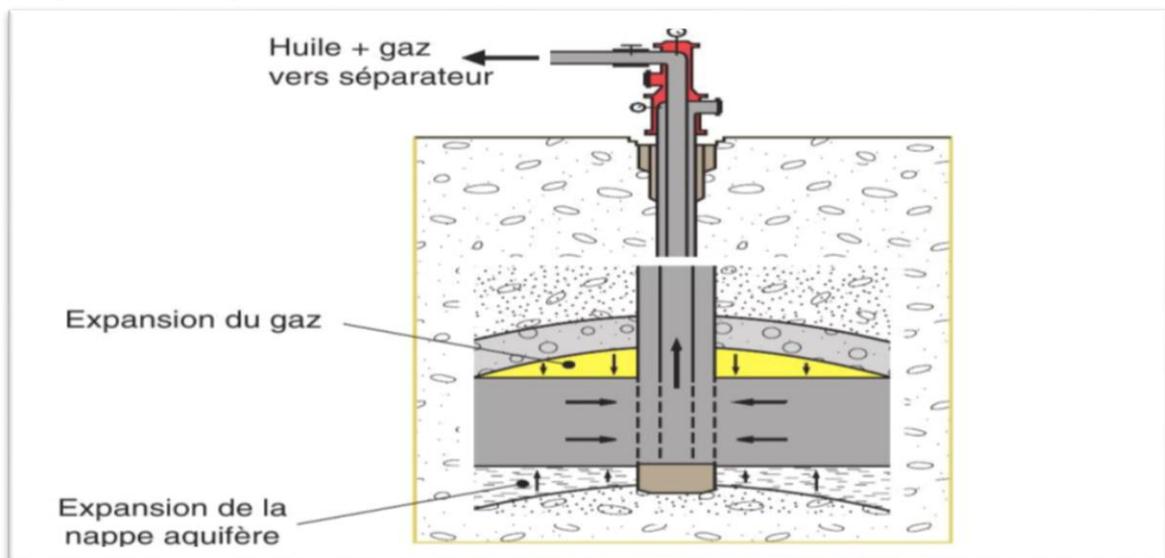


Figure II -1 : Drainage naturel résultant de la pression du gaz et de l'eau du gisement

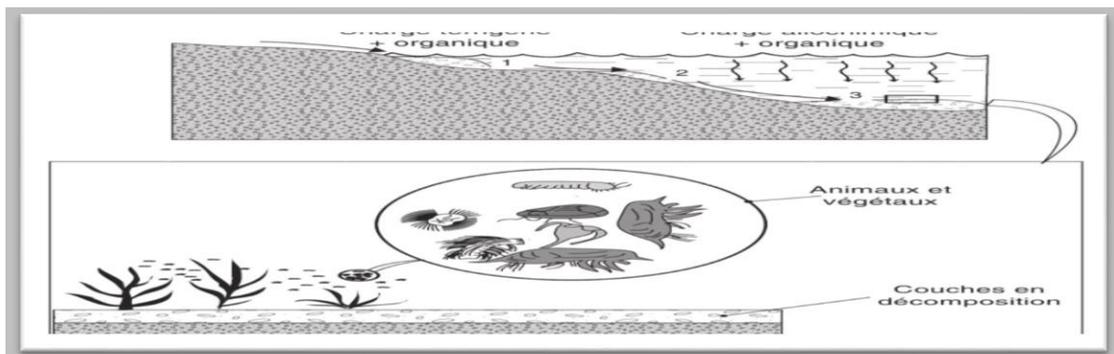


Figure II-2 : Mécanisme de sédimentation [5]

Par suite des mouvements très lents de la croûte terrestre, les sédiments s'enfoncent et la température ainsi que la pression ambiante augmentent. Le kérogène va alors subir une dégradation thermique – phénomène de pyrolyse – conduisant à l'apparition de molécules d'hydrocarbures de plus en plus complexes.

Les phénomènes conduisant à la transformation du kérogène vont dépendre des conditions de température et de pression et donc de la profondeur d'enfouissement.

Ce phénomène provoque également une expulsion d'eau et de CO_2 plus ou moins importante selon la quantité initiale d'oxygène.

La roche-mère doit être suffisamment imperméable afin que le temps de séjour du kérogène soit suffisamment long pour que le phénomène de pyrolyse ait lieu.

La formation d'huile (pétrole brut) s'accompagne pratiquement toujours de formation de gaz en plus ou moins grande quantité selon les conditions de la transformation thermique qui s'est produite.

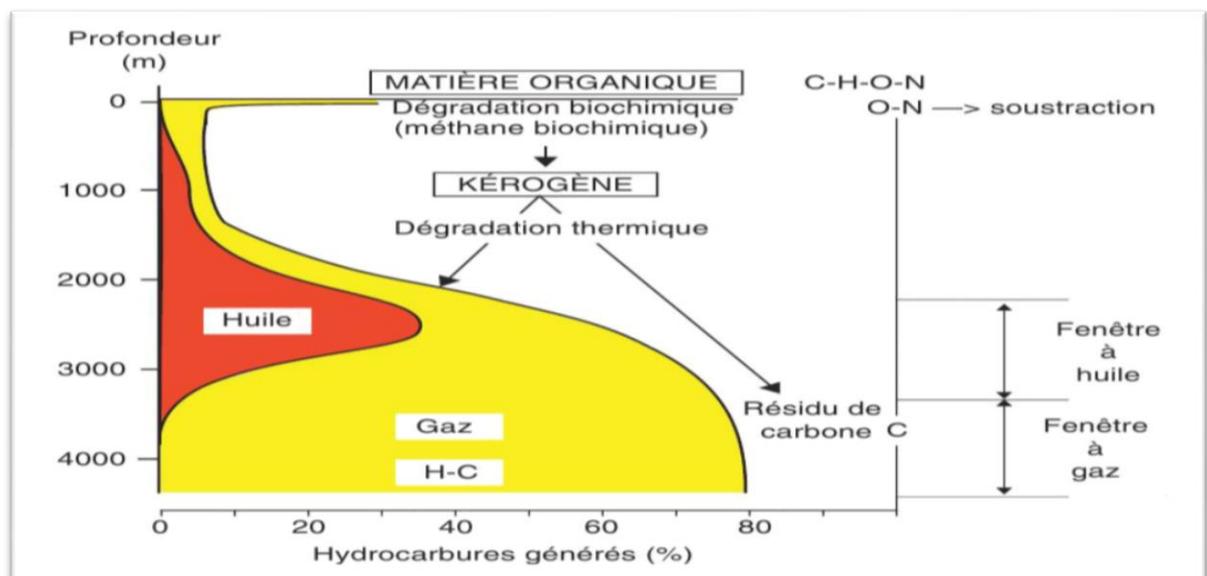


Figure II -3 : Mécanisme de formation de l'huile et du gaz [5]

À partir de 1000 m la dégradation thermique prend le pas sur la dégradation biochimique.

□ Entre 1000 et 2000 m le kérogène se transforme en huile (pétrole brut) pour l'essentiel, avec une petite partie de gaz.

□ Entre 2000 et 3000 m, le kérogène produit un maximum d'huile. C'est la "fenêtre à huile".

□ Au-delà de 3000 m, la fraction de gaz devient plus forte car le phénomène de pyrolyse est plus important et conduit à une dégradation de l'huile produite. C'est la «fenêtre à gaz»
 Dans la zone de la «fenêtre à huile», il peut également y avoir formation d'hydrogène sulfuré lors de la dégradation thermique du kérogène. Ce composé peut aussi être obtenu par un phénomène de réduction des sulfates par les hydrocarbures.

II.1.2. Définition et Origine du pétrole brut :

Le pétrole est un mélange de liquide plus ou moins visqueux d'origine naturelle généralement un liquide noir de densité entre 0,7 et 0,9 proviennent de la décomposition de matière organique accumulée il y a plus de 500 millions d'années en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées « roche-réservoir » constituant les gisements pétrolifères exploités de nos jours [5].

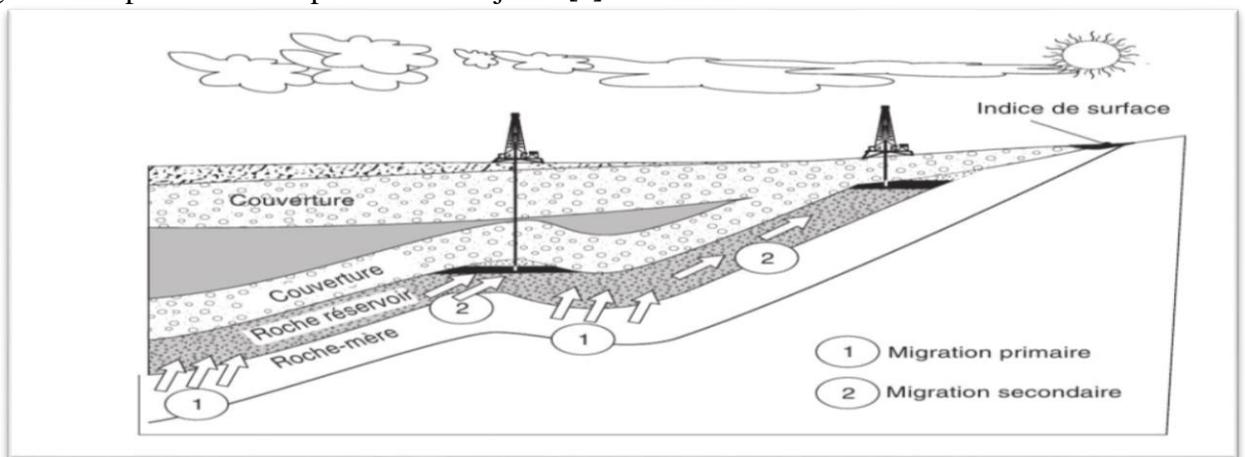


Figure II-4 : Processus de migration

La première, celle de l'origine minérale défendue autrefois par de notables savants tels que MOISSAN et SABATIER.

Quant à la deuxième, la vraisemblable aujourd'hui, défendue autrefois par ENGLER et HOFER. En effet, ces deux savants ont réussi à obtenir au laboratoire des hydrocarbures à partir des végétaux et des poissons, ce qui a permis d'expliquer l'élaboration des immenses nappes de pétrole.

II.1.3. Composition de pétrole brut :

Les hydrocarbures fossiles sont les constituants des pétroles composée uniquement de carbone et hydrogène leurs teneurs massiques sont (83%-87%) pour le carbone et (11%-14%) pour l'hydrogène [5].

Ces deux éléments forment les trois grandes familles des hydrocarbures qui sont :

- Aliphatiques
- Cycliques
- Les hydrocarbures mixtes

Toutefois en peut avoir d'autre élément souvent indésirable comme azote, oxygéné, soufre...

on a pu détecter par l'analyse des cendres du pétrole la présence d'autres composés tels Cl, I, P, As, Si, Na, Fer...etc.

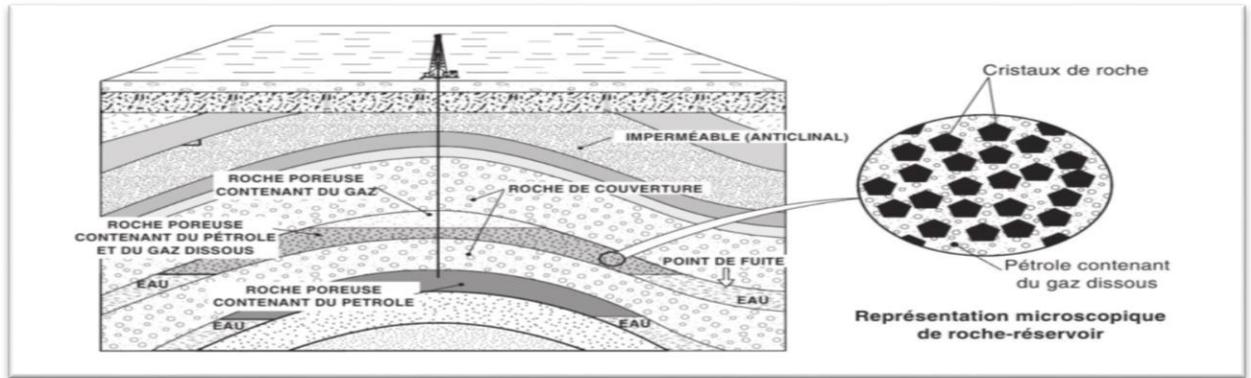


Figure II-5 : Formation de gisement dans les roches réservoirs

II.2. Les principales familles d'hydrocarbures :

II.2.1. Hydrocarbures aliphatiques :

Une molécule (saturée ou non) est dite aliphatique lorsque sa chaîne de carbone est ouverte et qu'elle ne possède pas de cycle fermé de carbones, sont les hydrocarbures paraffiniques, les oléfines, et les acétyléniques, On distingue :

- **Saturés :**

Ce sont les alcanes C_nH_{2n+2} qui sont soit à structure normale, soit ramifiée (isométrie). Les pétroles paraffiniques contiennent environ 50% de paraffine.

- **Non saturés :**

Ils n'existent pas dans le brut, ils sont formés pendant le traitement du pétrole par les procédés de craquage thermique ou thermo catalytique. Ces non saturés sont appelés les oléfines dont la formule générale est C_nH_{2n} pour les alcènes et C_nH_{2n-2} pour les alcynes.

II.2.2. Hydrocarbures cycliques (naphténiques) :

Généralement le cycle comprend 05 ou 06 atomes de carbone. On distingue [5]:

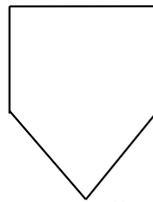
- **Saturés :**

Ce sont les hydrocarbures ayant la formule C_nH_{2n}

Ex : C_6H_{12} ou C_5H_{10}



Cyclohexane



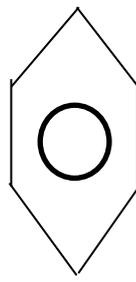
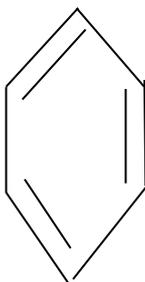
Cyclopentane

Ils sont divisés en naphténiques monocyclique, bicyclique et polycyclique.

- **Non saturés :**

Ce sont les aromatiques dont la formule chimique est C_nH_n

Ex : le benzène C_6H_6

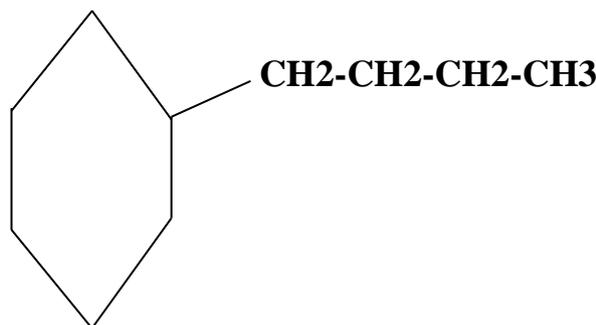


Les aromatiques se présentent dans le pétrole sous forme de BTX (Benzène, Toluène, Xylène), naphthalène, anthracène, pyrène,... etc

II.2.3. Les hydrocarbures mixtes :

L'union des hydrocarbures cycliques et aliphatiques donne des molécules mixtes (cycle+chaîne). Les propriétés de ces molécules mixtes sont en fonction de l'importance du cycle ou des chaînes dans la structure.

Ex: butylcyclohexane



La composition chimique du pétrole brut est donnée par la teneur en paraffine, oléfine, naphène et en aromatique dite le PONA de la fraction pétrolière.

II.3. Les différents composés contenus dans le brut :

II.3.1. Composés sulfurés :

Pratiquement tous les pétroles contiennent du soufre. La teneur de ce dernier augmente avec l'augmentation de la température d'ébullition de la fraction pétrolière.

II.3.2. Les composés oxygénés :

Dans le pétrole se trouve une petite quantité d'oxygène, dans les acides naphéniques, les phénols et les gommes.

II.3.3. Les composées métalliques :

Ils existent sous forme des sels dissous dans l'eau mélangée avec le pétrole brut. Les métaux sont des poisons permanents pour les catalyseurs industriels. Pour ces composés on trouve le plomb, As, P, V, Hg,... etc [6].

II.4. Classifications des pétroles :

Après la découverte d'un gisement du pétrole et avant leur traitement en appliquant les divers procédés du raffinage, le pétrole doit subir au niveau du laboratoire, certaines analyses afin de le classer, On distingue trois sortes de Classifications :

- Classification chimique.
- Classification industrielle.
- Classification technologique (marchande).

II.4.1. Classification chimique :

Cette méthode est basée sur la prédominance d'hydrocarbures qui constitue le pétrole, on distingue :

- Le pétrole paraffiniques (Etats unies).

- Le pétrole naphténique ou cyclique (république d'Azerbaïdjan).
- Le pétrole aromatique (Indonésie).
- Les pétroles mixtes sont [6]:
 - Paraffino - Aromatiques.
 - Paraffino– Naphténiques (Algérie).
 - Naphteno– Aromatiques (la Californie).
 - Paraffino – Naphteno - Aromatiques.

La classification chimique ne reflète pas la vraie nature du pétrole, car la répartition des hydrocarbures dans les fractions est différente. Ainsi les fractions lourdes contiennent des hydrocarbures mixtes, donc cette classification ne peut pas nous renseigner complètement sur la quantité et la qualité des produits à obtenir.

II.4.2. Classification industrielle :

Le pétrole est classé selon la densité en :

- Pétrole léger avec $d_{15}^{15} < 0,828$. (c'est la température de l'eau à 15 °C
Et aussi la température de brut à 15 °C)
- Pétrole moyen avec $0,828 < d_{15}^{15} < 0,884$.
- Pétrole lourd avec $d_{15}^{15} > 0,884$.

II.4.3. Classification technologique (marchande) :

Cette méthode est basée sur la connaissance de la [6] :

- Teneur en soufre.
- Teneur en paraffine.
- Teneur potentielle en produits clairs.

II.4.3.1. La teneur en soufre :

Le pétrole se divise en trois classes :

- A faible teneur, lorsque le pétrole ne contient pas plus de 0,5 %.
- A moyenne teneur, lorsque le pétrole contient entre 0,5 à 2%.
- Sulfureux lorsque sa teneur est supérieure à 2%.

La teneur en H₂S est aussi importante pour des raisons de sécurité.

II.4.3.2. Teneur en paraffine :

En trois groupes d'après leur teneur en paraffine.

- peu paraffiniques lorsque la teneur en paraffine est 1,5%.
- paraffiniques lorsque la teneur en paraffine varie entre 1,5 et 6%.
- très paraffiniques lorsque la teneur en paraffines est de plus 6% de paraffines.

II.4.3.3. La teneur potentielle en fractions claires :

Il se divise en trois classes :

- Teneur élevée > 45% (pétrole léger).
- Teneur moyenne entre 30 et 45% (pétrole moyen).
- Teneur faible < 30% (pétrole lourd).

La méthode technologique est la plus complète et permet de choisir le schéma adéquat de traitement. Cependant, l'impression de cette classification augmente au fur et à mesure que le poids moléculaire augmente.

II.5. Propriétés physico-chimiques des pétroles bruts :

II.5.1. Densité des pétroles bruts :

La connaissance de la densité a une importante valeur commerciale car la cotation des pétroles bruts dépend en partie de cette propriété. La densité est exprimée le plus souvent en degrés °API.

II.5.2. Viscosité des pétroles bruts :

La mesure de la viscosité des pétroles à différentes températures est particulièrement importante pour le calcul des pertes de charge dans les pipelines, les tuyauteries et les conduites des raffineries, ainsi que pour la spécification des pompes et des échangeurs. L'évolution de la viscosité en fonction de la température n'est pas la même pour tous les bruts. La viscosité d'un brut paraffiniques augmentera rapidement si la température baisse; par contre, pour les bruts naphthéniques ou mixtes, l'accroissement de la viscosité sera plus progressif. La viscosité est déterminée par la mesure du temps d'écoulement du pétrole dans un tube capillaire de longueur donnée, à une température bien déterminée: c'est la viscosité cinématique (mm²/s). Elle peut être aussi déterminée en mesurant le temps d'écoulement à travers un orifice Calibre.

Tableau II-1: Viscosité de quelques pétroles bruts à 20°C [6].

Brut	Pays d'origine	Viscosité (mm ² /s)
ZARZAITINE	Algérie	5
Negeria	Nigéria	9
Dahra	Libye	6
Safaniyah	Arabie s'audite	48
Bachaquero	Venezuela	5500
Tia juana	Venezuela	70

II.5.3. Tension de vapeur et point d'éclair des pétroles bruts :

La mesure de la tension de vapeur et point d'éclair des pétroles bruts permet d'estimer la teneur en hydrocarbures légers.

Des normes de sécurité réglementent la manipulation et le stockage des pétroles bruts et des produits pétroliers en fonction de leur point d'éclair qui est directement lié à la tension de vapeur.

II.5.4. Nature de sel :

Dans les bruts salés, les sels pris en considération sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement :

- MgCl₂ (chlorure de magnésium) = 20%,
- CaCl₂ (chlorure de calcium) = 10%,
- NaCl (chlorure de sodium) = 70%.

Ces sels se présentent soit sous forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut.

Les sont présents soit :

- Sous forme de cristaux.
- Ionisés dans l'eau présente dans le brut.

II.5.5. Inconvénients des sels :

Le sel dans l'eau cristallise et reste en suspension dans l'huile, ou peut déposer dans les équipements d'échange de chaleur.

En outre, les cristaux de sel sont généralement entraînés désactiver et boucher les lits de catalyseur et des équipements de traitement en aval. En raison de ces problèmes, les raffineries exigent généralement la teneur en sel de pétrole brut réduit à très faibles niveaux avant le traitement.

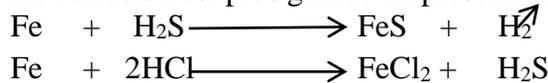
Les sels présentent des inconvénients au niveau des unités de traitement du brut.

(Stabilisation, topping), qui sont :

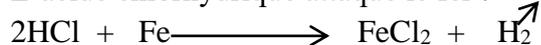
- La diminution de la capacité de production suite à la réduction de la section de passage (l'encrassement).
- La diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les échangeurs causée par la mauvaise conductivité des dépôts de sels.
- La perforation et la rupture des tubes des fours et des échangeurs (corrosion).
- Formation des hydroxydes et des acides par l'hydrolyse des sels.

Pendant la distillation du brut les chlorures se décomposent pour former l'acide chlorhydrique (HCl) qui attaque les parties métalliques comme le montre sur les réactions suivant :

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



- L'acide chlorhydrique attaque le fer :



- Les sels d'hydrolysent sous l'effet de la température donnant de l'acide chlorhydrique :



II.6. Teneur en eau, sédiments et sels des pétroles bruts :

Les pétroles bruts contiennent, en très faibles quantités, de l'eau, des sédiments et des sels minéraux dont la majeure partie est dissoute dans l'eau, le reste se trouvant sous forme des cristaux très fins.

Ces produits peuvent détériorer les équipements (corrosion, érosion, dépôts, bouchage, empoisonnement de catalyseur,... etc.).

II.6.1. Teneur en eau des pétroles bruts :

Dans le brut, l'eau se trouve en partie dissoute et en partie sous forme d'émulsion plus ou moins stable, cette stabilité est due à la présence d'asphaltées ou de certains agents tensioactifs comme les mercaptans ou les acides naphthéniques.

II.6.2. Teneur en sédiments des pétroles bruts :

Des produits solides non solubles dans les hydrocarbures ou dans l'eau peuvent être entraînés avec le brut. Ces produits, appelés sédiments, sont de fines particules de sable, de boues de forage, de débris de roche ou de métaux sous forme de minerais, ou l'état libre comme le fer, le cuivre, le plomb, le nickel, le vanadium,...etc.) ; provenant de l'érosion de pipelines, des bacs de stockage, des vannes ou de toute tuyauterie que traverse le brut.

Tableau II-2 : Teneur en sédiment (BSW) de quelques bruts [6].

Brute	Teneur en eau et sédiment (BSW) % poids
Nigérien	0,1
Arabian light	0,1
Dahra	0,6
Mandgi	1,8
Bachaquero	2,0

II.6.3. Teneur en sels des pétroles bruts :

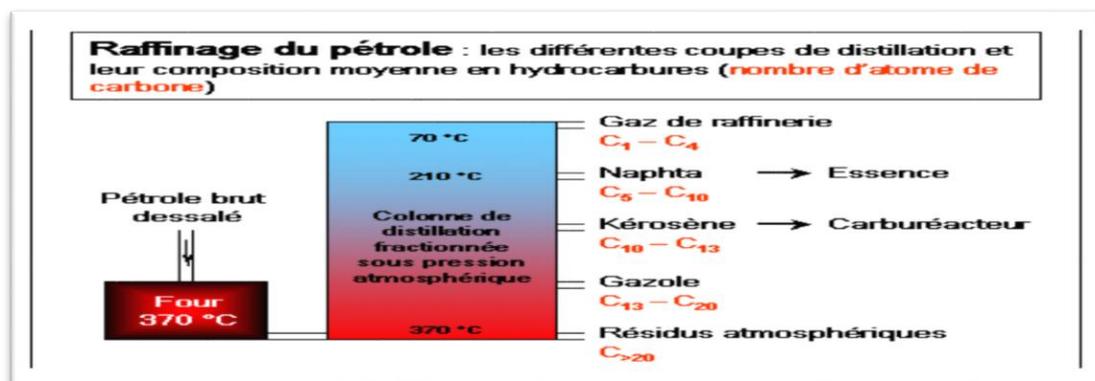
Bien qu'ils soient relativement en faibles quantités, de l'ordre de quelques dizaines de ppm. La présence des sels minéraux pose de sérieux problèmes lors du traitement des pétroles bruts. Les chlorures de sodium, magnésium et calcium sont presque toujours dominants, à côté du gypse et du carbonate de calcium.

Tableau II -3 : Teneur en sels d'un certain nombre des bruts [6]

Brute	Pays d'origine	MgNaCl/KG (ppm)
Arabian Light	Arabie saoudite	25
Hassi massoud	Algérie	30
Boscan	Venezuela	60
Bonny	Nigeria	135
Brega	Libye	155
Sarir	Libye	345

II.7. TRAITEMENT DU PÉTROLE BRUT :

Le pétrole brut est un mélange d'une grande variété de molécules d'hydrocarbures, où Les alcanes, notamment linéaires, prédominent, cette variation et proportionnel d'un Réservoir à l'autre et pour un réservoir donné peuvent même varier dans le temps. Les produits commerciaux doivent répondre à des caractéristiques précises, pour obtenir des produits finis précis pour cela il faut utiliser la distillation Pour le raffineur le pétrole les plus désirer sont Les pétroles les plus légers car ils donnent directement beaucoup de coupes légères de grande valeur. A l'inverse, les pétroles lourds donnent plus de produits, tels que des asphaltes et du fioul résiduel, qu'il faut soit vendre tels quels à bas prix, soit convertir en coupes plus légères, notamment par hydrocraquage (ajout d'hydrogène).

**Figure II-6 :** Les coupes de distillation [7]

Le principe de la distillation est simplement basé sur le fait que les températures d'ébullition des différents alcanes sont bien séparées d'un groupe d'alcane à l'autre, on parle d'un fractionnement par coupe (se n'est pas que les alcalins uniquement).

Le fait que tous les hydrocarbures ne passent pas tous à l'état vapeur et gazeux à la même température est lié à la masse molaire de la molécule considérée, un hydrocarbure est d'autant plus volatil que sa masse molaire est faible (nombre d'atomes de carbone petit).

Industriellement, cette distillation se fait dans une tour de 40 à 60 mètres de hauteur, comportant jusqu'à 50 plateaux. On chauffe dans le four le brut à 370°C et on l'envoie dans la tour où règne une pression égale à la pression atmosphérique: c'est la distillation atmosphérique.

Les produits récoltés aux différents étages (le moins volatil en bas et le plus volatil en haut) sont des mélanges de propriétés voisines, ce sont les coupes [7] :

- En tête de colonne, on récupère les produits les plus volatils à l'état gazeux (C1-C4).
- La température d'ébullition du mélange décroît avec sa hauteur dans la colonne et on sépare les gazoles (C13-C20), le kérosène (C10-C13), matière première du carburacteur, puis le naphta (C5-C10), qui permettra de produire les essences ordinaire et super.
- En fond de colonne : les hydrocarbures les plus lourds (C>20, à plus de 20 atomes de carbone par molécule), appelés « résidus atmosphériques ». Ce sont ceux dont le point d'ébullition est le plus élevé. Pour subir une séparation plus poussée, ils doivent être distillés sous vide.

Les coupes plus précises peuvent souvent être obtenues avec des fourchettes de températures différentes, qui correspondent à des hauteurs particulières de récupération dans la colonne de distillation.

- Les coupes C1-C4 : les mélanges d'alcane avec des molécules de CH₄ à C₄H₁₀ (ce sont les plus les plus légères), sont gazeux à température et pression ordinaires, ils sont le plus généralement utilisés comme gaz combustibles (usages domestique et industriel) et comme matières premières pour la pétrochimie.
- Les coupes C5-C6: ébullition 20-60 °C Donnent des éthers de pétrole et des solvants
- Les coupes C6-C7: (ébullition 60-100 °C) Donnent du naphta léger ou du white-spirit, sont essentiellement utilisées comme solvants.
- La coupe C6-C11 (ébullition 60-200 °C) Donne l'essence, base de la fabrication des carburants, et également, pour la partie appelée naphta (C6-C10), la matière première soumise au vapocraquage pour la pétrochimie.
- La fraction C11-C16 (ébullition 180-280 °C), Donne le kérosène, principalement utilisée comme carburant dans les turboréacteurs et les moteurs diesel et comme combustible (fioul léger) pour le chauffage domestique.
- La fraction supérieure à C18 (ébullition >350 °C) Constitue le résidu atmosphérique et est utilisée comme combustible (fioul lourd) pour le chauffage industriel (centrales thermiques). Soumise à une distillation sous pression réduite, elle fournit des huiles lubrifiantes légères (C18-C25, ébullition 300-400 °C) et lourdes (C26-C36, ébullition 400-500 °C). Les résidus de cette distillation sous vide sont des asphaltes.

Il existe d'autre traitements complémentaires pour valoriser le brut de façon à produire le plus possible de molécules à haute valeur, mais le principe est le même, utilisation de la différence entre les caractéristiques des molécules pour obtenir le produit voulu.

II.8. APPELLATIONS ASSOCIÉES AUX HYDROCARBURES :

II.8.1. GAZ ET BRUT :

Le gaz naturel et le pétrole brut sont souvent associés et extraits simultanément des mêmes gisements ou encore des mêmes zones de production.

Les hydrocarbures liquides proviennent du pétrole brut pour une proportion moyenne de l'ordre de 80 % ; les 20 % restants, parmi les fractions les plus légères, le propane et le butane sont presque toujours liquéfiés pour en faciliter le transport.

II.8.2. GAZ NATUREL :

C'est le mélange d'hydrocarbures à l'état gazeux aux conditions du réservoir.

C'est un gaz riche en méthane (de 70% à 100%) et principalement composé d'hydrocarbure gazeux (de C1 à C5). Il contient aussi en quantité moindre, des molécules plus lourdes sous forme gazeuse (azote, dioxyde de carbone, sulfure d'hydrogène.)

La production de ce gaz produit généralement des hydrocarbures liquides, cette liquéfaction se produit lors de la détente dans les installations de production. C'est pourquoi on caractérise souvent un gaz naturel par la quantité de condensat associé

II.8.3. PÉTROLE BRUT (CRUDE OIL) :

Mélange, en proportions variables, d'hydrocarbures se présentant liquides à l'état naturel, sous pression et température plus ou moins élevées dans les gisements. Il peut comprendre de petites quantités d'autres matières que des hydrocarbures.

Les pétroles bruts sont classés selon leur masse volumique ou leur densité API en :

- extra-lourd : supérieur à 1 000 kg/m³ (inférieur à 10 °API),
- lourd : 1 000-920 kg/m³ (10-22,3 °API),
- moyen : 920-870 kg/m³ (22,3-31,1 °API).

II.8.4. DENSITÉ DU PÉTROLE : LE DEGRÉ API :

Le pétrole brut est classifié léger, moyen ou lourd, selon sa gravité ou densité, telle que mesurée sur l'échelle de l'American Petroleum Institute (API).

Le « degré API » est utilisé dans le système anglo-saxon pour mesurer la densité d'un pétrole, on précise toujours la température

- Degré API (temp) = $(141.5 / \text{Densité à temp}) - 131.5$. (la température par rapport de gisement des puits).
- Densité (temp) = $141.5 / (131.5 + \text{°API à temp})$

La densité API est exprimée en degrés API

La limite inférieure du pétrole conventionnel est généralement placée à 15°API.

Le brut léger a une densité API supérieure à 31.1°, le brut moyen a une densité d'entre 22.3° et 31.1° et le pétrole lourd a une densité de moins de 22.3°.

II.8.5. GAZ ASSOCIÉ :

Lors de la mise en production de pétrole brut, les produits issus du réservoir sont stabilisés en surface (pour évacuer les gaz qui sont dissous dans le liquide), le gaz ainsi libéré est appelé gaz associé. Le potentiel qu'un brut a de produire du gaz associé est par définition, appelé GOR (gaz oil ratio)

GOR = total gaz produit (SCF or m³) / huile produite (bbl or m³)

II.8.6.LES LÉGERS ET LES LOURDS (HYDROCARBURES) :

Les légers sont des hydrocarbures principalement constitués de molécules légères (qui ont peu d'atomes de carbone) donc principalement de :

- Méthane (CH₄)
- Éthane (C₂H₆)
- Propane (C₃H₈)
- Butane (C₄H₁₀)

En fait c'est tout ce qui est en dessous de C₅. (Voir degré API pour plus de détail)

II.9. Les bruts de référence :

Plus de 130 types des pétroles bruts sont commercialisés à travers le monde, sur un total de 400 types des bruts connus. Leur prix est établi par différentiel à partir des bruts de référence dont la qualité standard est connue. Ces bruts de référence sont :

II.9.1.Le WTI (West Texas Intermediate) (40 °API et 0,3 % S):

Ce type de brut est utilisé comme référence en Amérique du Nord. C'est un brut léger, non sulfuré. C'est le prix du WTI qui est habituellement cité dans les articles de journaux.

II.9.2.Le Brent (38 °API et 0,3 % S) :

Le Brent est un type du pétrole brut léger et non sulfuré issu de champs de la Mer du Nord. D'après l'International Petroleum Exchange où le prix du Brent est coté, ce prix est utilisé pour fixer le prix des deux tiers des pétroles bruts vendus mondialement.

II.9.3.Le Dubaï light (environ 32 °API et 2 % S) :

Un brut (léger sulfuré) dans le golfe Persique, le Dubaï light est utilisé comme référence pour fixer le prix de vente d'autres bruts de la région à destination de l'Asie, le Moyen-Orient et l'Asie.

II.9.4.Saharablend (Le brut algérien) :

C'est un mélange des bruts issus de plusieurs champs de la région de HASSI MESSAOUD, il a :

- Densité entre 43 et 47°API, un brut léger.
- Teneur en soufre 0,1% « faible teneur en soufre ».

CHAPTRE III

Dessalage du pétrole brut

III.1. Dessalage du pétrole brut :

III.1.1. Introduction :

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels inorganiques, des solides en suspension et des traces des métaux solubles dans l'eau.

La plupart des puits fournissent, depuis leur mise en production, une huile variablement chargée en sels : le chlorure de sodium est majoritaire, mais il est

Toujours associé à des quantités des sels alcalino-terreux. Cette salinité est apportée par l'eau de réservoir ou par des eaux d'infiltration; elle est en fonction de la position structurale du puits et des caractéristiques physiques de la roche de réservoirs. De plus elle évolue au cours de la vie du puits.

La découverte de dessalage d'un pétrole brut en présence d'un champ électrique remonte à 1908 et du à COTTRELL, bien connu pour ces travaux sur la précipitation électrique des aérosols. Les premières applications industrielles de ce procédé en raffinage datent de 1935 aux Etats-Unis. Par contre en France ; les dessaleurs électrostatiques ne sont apparus dans les raffineries qu'à partir des années 60. Mais aujourd'hui pratiquement toutes les raffineries sont équipées des dessaleurs électrostatiques.

III.1.2. Définition et Objectifs de dessalage :

Le dessalage est une opération essentielle de prétraitement du brut pour éliminer par lavage à l'eau les sels minéraux présents dans l'effluent.

En théorie, le problème de dessalage est simple. Puisque le sel est de loin plus soluble dans l'eau que dans l'huile, l'essentiel de dessalage est résolu par les opérations de déshydratation.

Le dessalage consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux des sels dans une eau de lavage puis à séparer cette eau ; Donc l'objectif sera de :

- Eliminer l'eau (déshydratation) et les sels (dessalage).
- Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion).
- Permettre aussi de récupérer les sédiments encore présents dans le brut.

III.1.3. Salinité des bruts :

La plupart des puits fournissent, depuis leur mise en production, un brut variablement chargé en sels ; le chlorure de sodium est majoritaire mais il est toujours associé à des quantités variables des sels alcalino-terreux [8].

Cette salinité est apportée par l'eau du réservoir ou par des eaux d'infiltrations, elle est fonction de la position structurale du puits et des caractéristiques physiques de la roche réservoir, de plus, elle évolue au cours de la vie du puits.

Ces sels se présentent soit sous forme des cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut.



Figure III -1: Chlorure de sodium sous forme cristalline [8]

Les sels présentent des inconvénients au niveau des unités de traitement du brut qui sont :

- La diminution de la capacité de production suite à la réduction de la section de passage (l'encrassement).
- La diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les échangeurs causée par la mauvaise conductivité des dépôts des sels.
- La perforation et la rupture des tubes des fours et des échangeurs (corrosion).
- Formation des hydroxydes et des acides par l'hydrolyse des sels.

Dans les bruts salés, les sels pris en considération sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement [8] :

- $MgCl_2$ (chlorure de magnésium) = 20%,
- $CaCl_2$ (chlorure de calcium) = 10%,
- $NaCl$ (chlorure de sodium) = 70%.

La salinité dépend de :

1. La salinité de l'eau de production : [ppm]
2. La teneur en eau du brut à l'entrée () : [%]
3. Le taux de lavage : [%]
4. Le rendement de lavage () : [%]
5. La salinité de l'eau de lavage : [ppm]
6. La teneur en eau du brut à la sortie du dessaleur : [%]

III .1.4 .Terminologie de dessalage :

Comme on parlera dans ce chapitre sur le dessalage, on va définir certains mots particuliers utilisés pour le dessalage électrostatique.

III.1.4.1. La charge d'alimentation :

La charge d'alimentation est le mélange d'hydrocarbures envoyés à une raffinerie pour le traitement. La raffinerie acceptera seulement la charge qui respectera certaines spécifications. Une de ces spécifications est la quantité de sel que le mélange contient.

III.1.4.2. Ségrégation gravitaire :

Phénomène naturel, l'eau se sépare à l'aide des seules forces gravitaires. Le moteur de cette opération est la différence de densité existant entre les deux fluides.

□ **Effet de la gravité**

□ **Effet taille de gouttelettes**

La vitesse de décantation croît comme le carré du diamètre des gouttes. Ceci confirme l'importance de la coalescence.

□ **Effet de la densité**

L'injection de fluent permet d'abaisser la densité pour augmenter le delta densité avec l'eau et favoriser la décantation.

□ **Effet sur la viscosité**

III.1.4.3. L'émulsion :

Une émulsion est une suspension des petites gouttelettes d'un liquide dans un second liquide. Les liquides, dans une émulsion stable, peuvent seulement être séparés par un procédé de traitement. Cela signifie que l'émulsion stable ne peut pas être séparée par décantation dans quelques ballons que ce soit [8].

III.1.4.4. Perte de charge :

Quand un fluide (un liquide ou un gaz) s'écoule à travers quelque chose, la pression du fluide diminue. Imaginons un pipeline avec une vanne. La pression du fluide à l'entrée à la vanne sera plus importante que la pression du fluide quand il quitte la vanne. La différence entre les deux pressions est appelée la chute de pression.

III.1.4.5. Dés émulsifiant :

On connaît aussi les dés émulsifiants comme le casseur d'émulsion. C'est un produit chimique qui aide à séparer les liquides dans une émulsion.

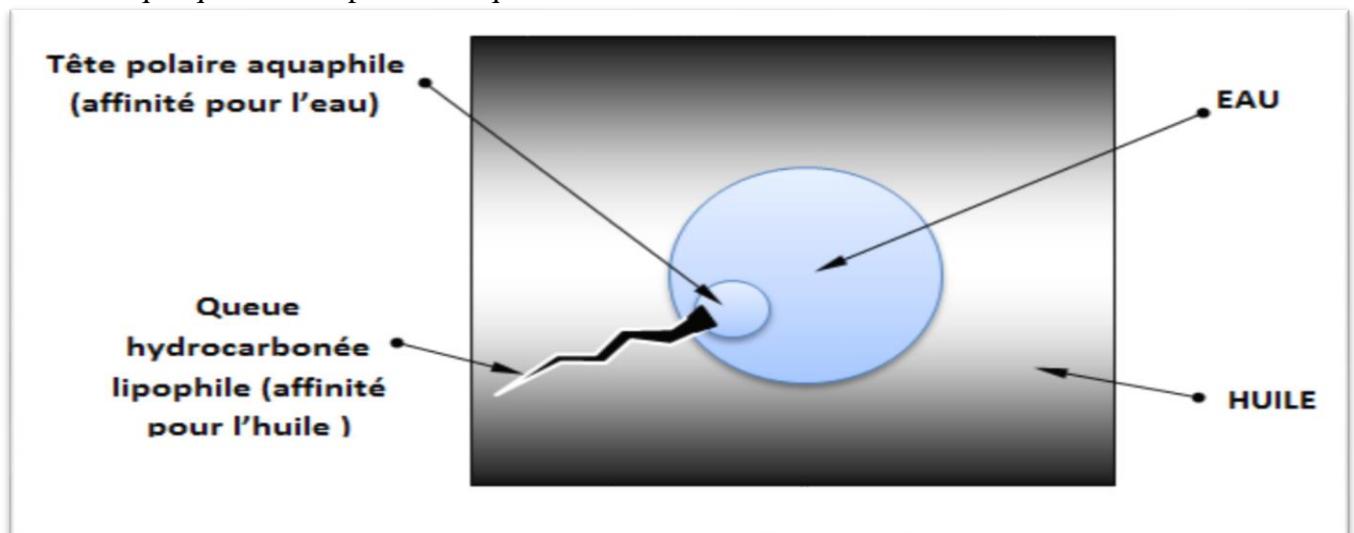


Figure III-2 Effet des désémulsifiants sur l'émulsion Eau / Brut [8]

III.1.4.6. Tension superficielle :

La tension superficielle est comme 'une peau invisible ' qui maintient un liquide dans des gouttelettes.

Dans une émulsion c'est la tension superficielle qui maintient l'eau dans des gouttelettes. Quand la tension superficielle diminue en utilisant les dés émulsifiant, il est plus facile pour les gouttelettes d'eau de s'unir.

III.1.4.7 .Suspension :

Le pétrole brut contient des petites quantités des matières solides telles que des grains de sable. Ces matières solides et les gouttelettes d'eau sont en suspension dans l'huile.

III.1.4.8 .Interface :

L'interface est l'endroit, dans un ballon, où deux liquides se rencontrent. Dans un dessaleur il y a trois liquides et ainsi il y a deux interfaces. Au fond du navire il y a de l'eau. En plus de l'eau il y a l'émulsion et en plus de l'émulsion il y a de l'huile.

Ces deux interfaces sont appelées « interface huile/émulsion » et « interface émulsion/eau ». L'interface « émulsion/eau » est utilisée pour détecter le niveau d'eau dans le dessaleur.

III.1.4.9 .Potentiel Électrique :

Le potentiel électrique est la force électrique qu'il peut y avoir entre deux points dans un circuit électrique. Il est mesuré en volts.

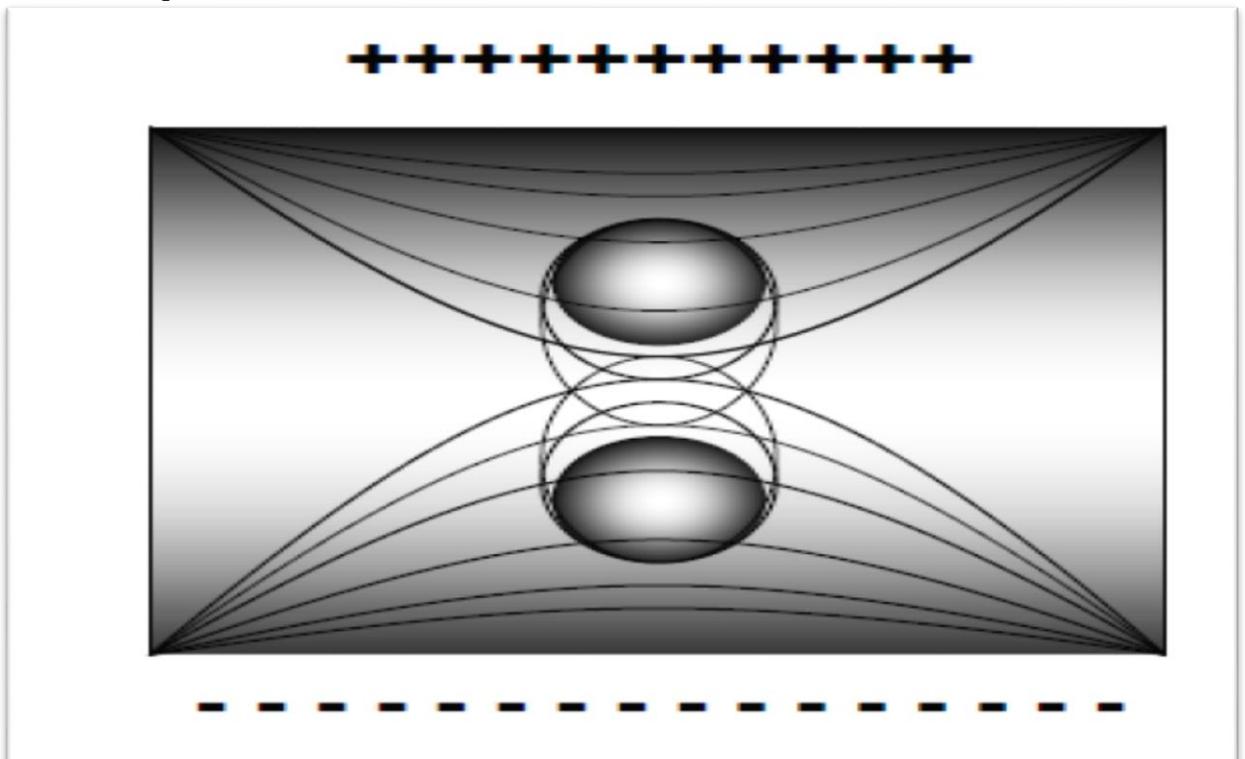


Figure III -3 : Attraction et déformation des gouttes d'eau sous l'effet d'un champ électrique

III.1.4.10. Ecoulement laminaire :

Si dans une conduite, un liquide coule sans à-coup et en une ligne droite il a un écoulement laminaire. L'opposé du flux de laminaire est l'écoulement turbulent.

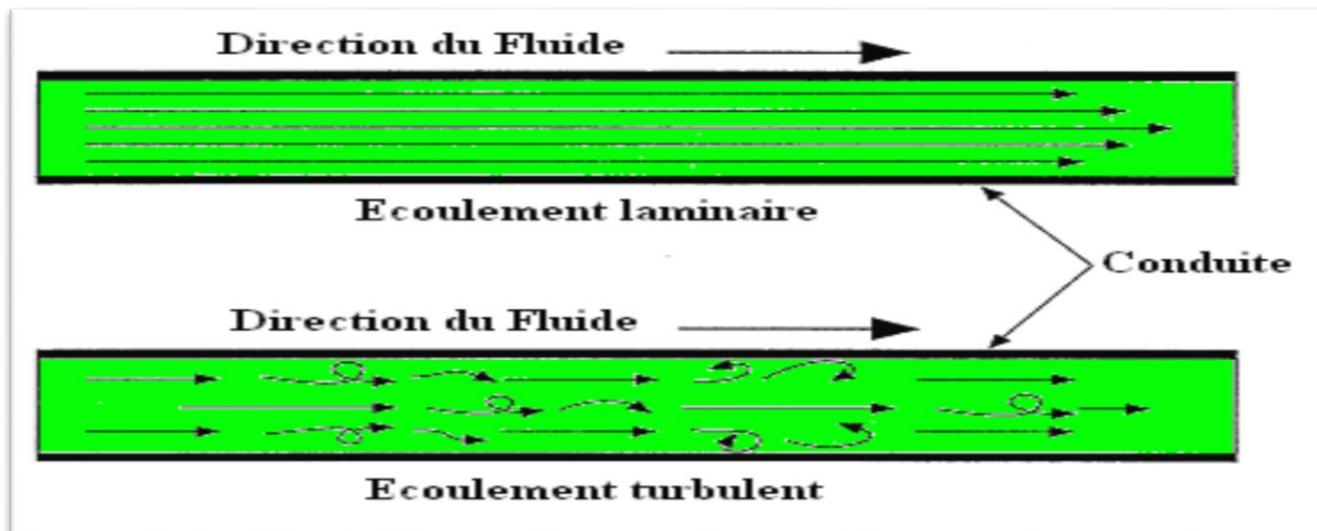


Figure III -4: Ecoulement laminaire / turbulent

III.1.4.11 .Entraînement :

Dans un dessaleur électrostatique, il y a trois fluides différents :

- De l'eau au fond ;
- De l'émulsion au milieu ;
- De l'huile en haut.

Si le niveau de l'émulsion augmente trop, l'émulsion peut passer dans l'huile et sortir du dessaleur ; Si cela arrive il y a entraînement de l'émulsion.

III.1.5. Mécanisme de dessalage électrostatique :

Pour éliminer toutes les impuretés, on lave le brut à l'eau et on sépare l'eau de lavage par dessalage électrostatique.

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :

1. La diffusion des sels du brut dans l'eau (lavage).
2. La coalescence des gouttelettes d'eau (par électro-coalescence) [8].
3. La décantation (par gravité).

III.1.5.1. Diffusion des sels :

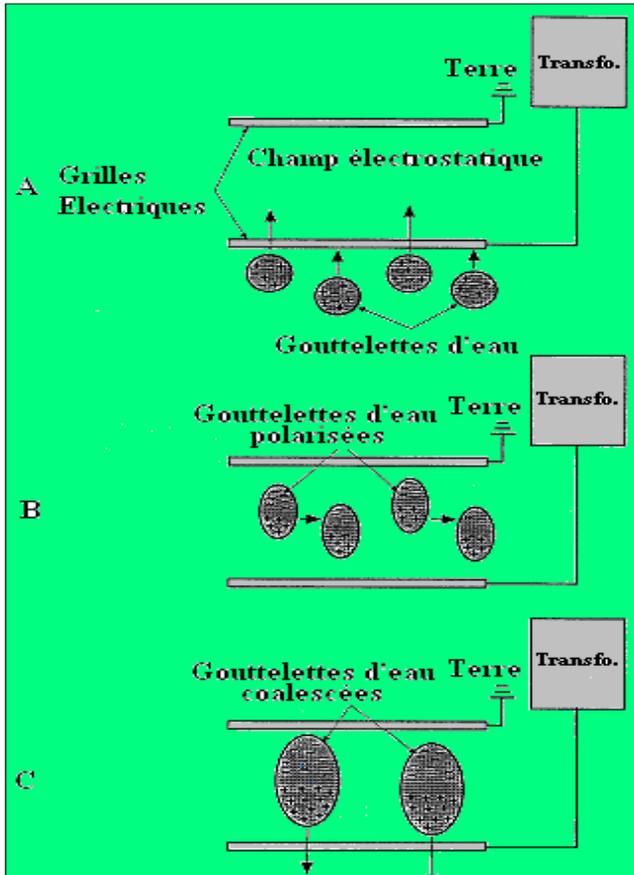
Il s'agit de faire passer dans l'eau les cristaux des sels contenus dans le brut.

L'objectif étant d'atteindre tous les cristaux des sels ; il faut que l'émulsion eau-brut soit assez fine. Le mélange eau-brut s'effectue normalement à travers une vanne de mélange placée à l'entrée du dessaleur.

Pour améliorer la diffusion des cristaux des sels dans l'eau, on injecte souvent l'eau pour partie à la vanne de mélange, pour partie au refoulement de la pompe de charge.

III.1.5.2. Coalescence :

L'émulsion eau-brut est constituée par une phase continue (le brut) et une phase dispersée (l'eau sous forme des gouttelettes), asphaltènes et solides finement divisés comme le sulfure de fer qui sont adsorbés à l'interface eau/huile, formant un film visible au microscope. Ces agents stabilisent l'émulsion. La difficulté de la coalescence est donc liée étroitement à la teneur en asphaltènes des bruts traités d'une part, et à la présence de salissures ou de sédiments d'autre part.



La coalescence est provoquée par un champ électrostatique. Elle s'effectue par le biais des forces d'attraction des gouttelettes entre elles, dues à la polarité des molécules d'eau (qui tendent à s'orienter) et de l'agitation créée par le champ électrique dont les agents des émulsifiants sont utilisés pour compléter son action. La force d'attraction F des gouttelettes alignées est égale à : [9]

$$F = KE r^2 (r/d)^2$$

Avec :

r : Rayon de la gouttelette (m).

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

E : Gradient de tension.

K : Constante.

Figure III -5: Phénomène de polarisation et de coalescence des gouttelettes d'eau

Le haut de ces doigts d'émulsions arrive alors entre les électrodes qui cassent l'émulsion en gouttelettes d'eau et en

huile. Ces gouttelettes se polarisent puis Coalescent.

L'huile continue son chemin vers le haut et quitte les dessaleurs par la sortie. Souvent ceux sont deux sorties jumelles situées sur le sommet du séparateur.

La sortie huile est connectée à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du Dessaleur.

L'eau quitte le dessaleur par des sorties jumelles au fond du dessaleur.

Les 2 sorties eau sont connectées à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur Du dessaleur.

Chaque sortie d'eau située sur le collecteur est couverte par une plaque anti-vortex pour limiter les remous et les entrainements d'émulsion avec l'eau. empêcher toute émulsion sur la sortie eau.

L'interface eau/émulsion est maintenue par un régulateur de niveau .Il n'existe pas d'interface huile/eau.

La pression d'exploitation du dessaleur est contrôlée par la pression située en aval de l'équipement.

III.1.5.3 .L'Emulsion :

Lorsque l'huile et l'eau se séparent en couches. L'huile flotte sur le dessus et l'eau se dépose au fond. L'espace où les deux couches se touchent est appelé « niveau d'interface ». Ici, l'huile et l'eau peuvent former une « couche d'émulsion » où les fines molécules d'eau et d'huile sont intimement liées et difficilement séparables.

L'épaisseur de la couche d'émulsion peut varier de quelques centimètres à près d'un mètre. Une épaisse couche d'émulsion peut provoquer un mauvais fonctionnement dans le procédé de dessalage électrostatique, comme une surcharge de la charge électrique, des données erratiques de courant et une eau d'effluent huileuse. Cette couche doit être minimisée ou contrôlée.

Un agent dés émulsifiant 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.

L'émulsion est un mélange de deux liquides non miscibles l'un est dispersé sous forme des gouttelettes dans l'autre et stabilisé par un agent émulsifiant. Les gouttelettes constituent la phase interne. Le liquide entourant les gouttelettes est appelé phase externe ou continue. L'émulsion se crée lorsqu'il y a une agitation suffisante pour disperser un liquide dans l'autre. Une goutte d'eau dans l'huile va prendre la forme pour laquelle la surface est minimale c'est à dire la sphère [9].

III.1.5.3.1.Principe des émulsions :

L'émulsion (huile/eau) peut-être de deux types :

- ✚ Emulsion HUILE dans EAU (Traitement des eaux de rejet)

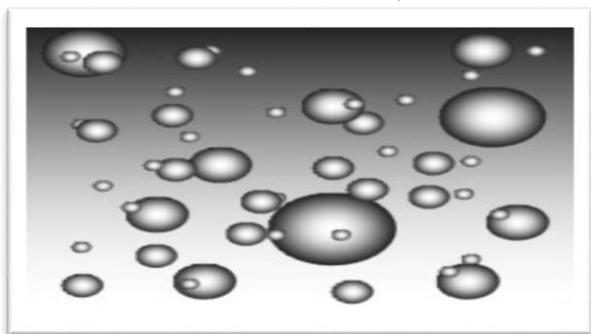


Figure III-6 : Emulsion HUILE dans EAU

- ✚ Emulsion EAU dans HUILE (Dessalage du brut)

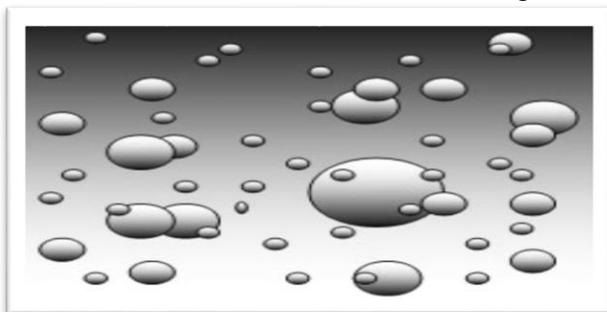


Figure III-7 : Emulsion EAU dans HUILE

Le principe de l'émulsion est le suivant :

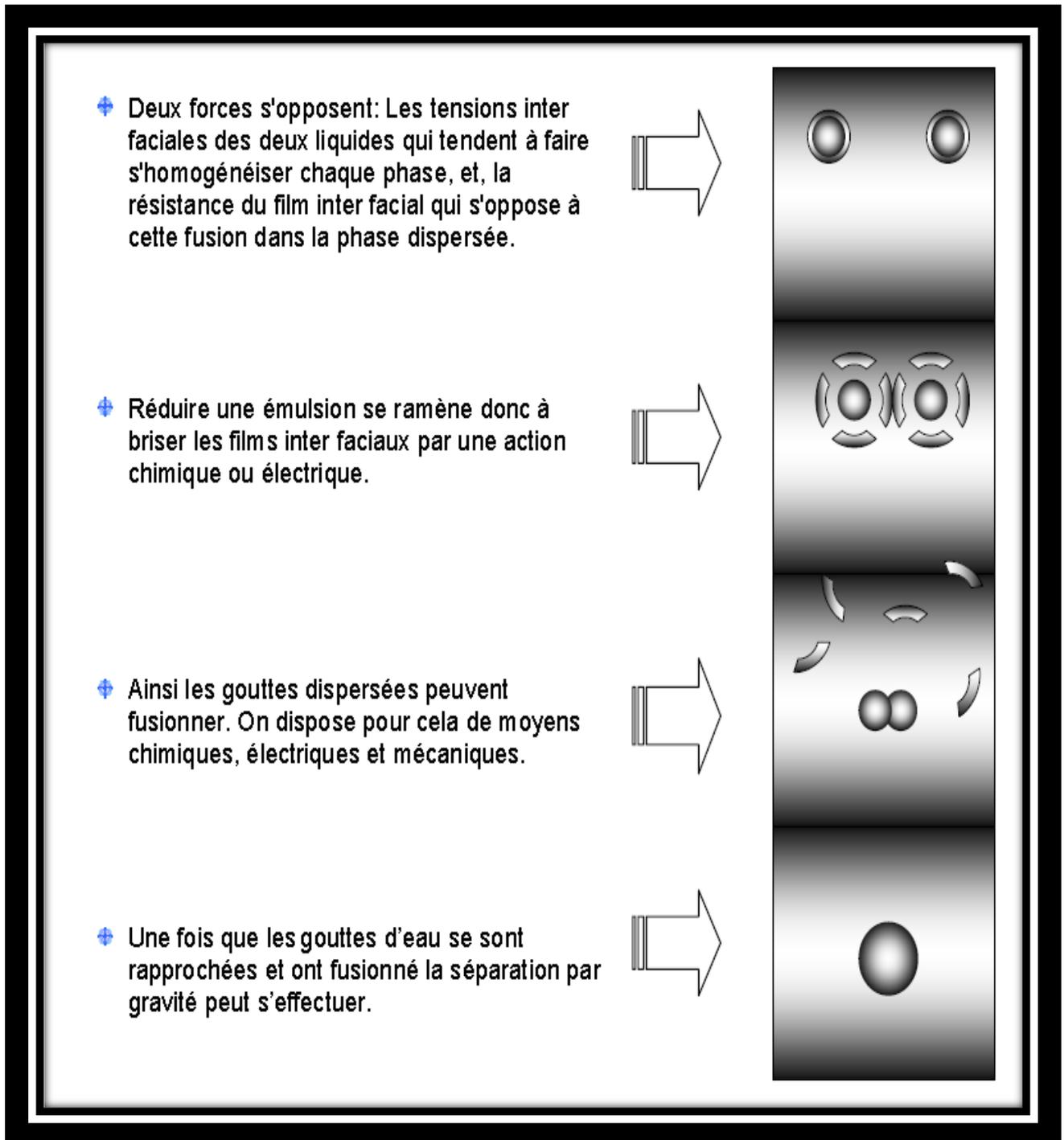


Figure III -8: Principe de l'émulsion [9]

Nous pouvons donc résumer l'opération de dessalage par les schémas suivant :

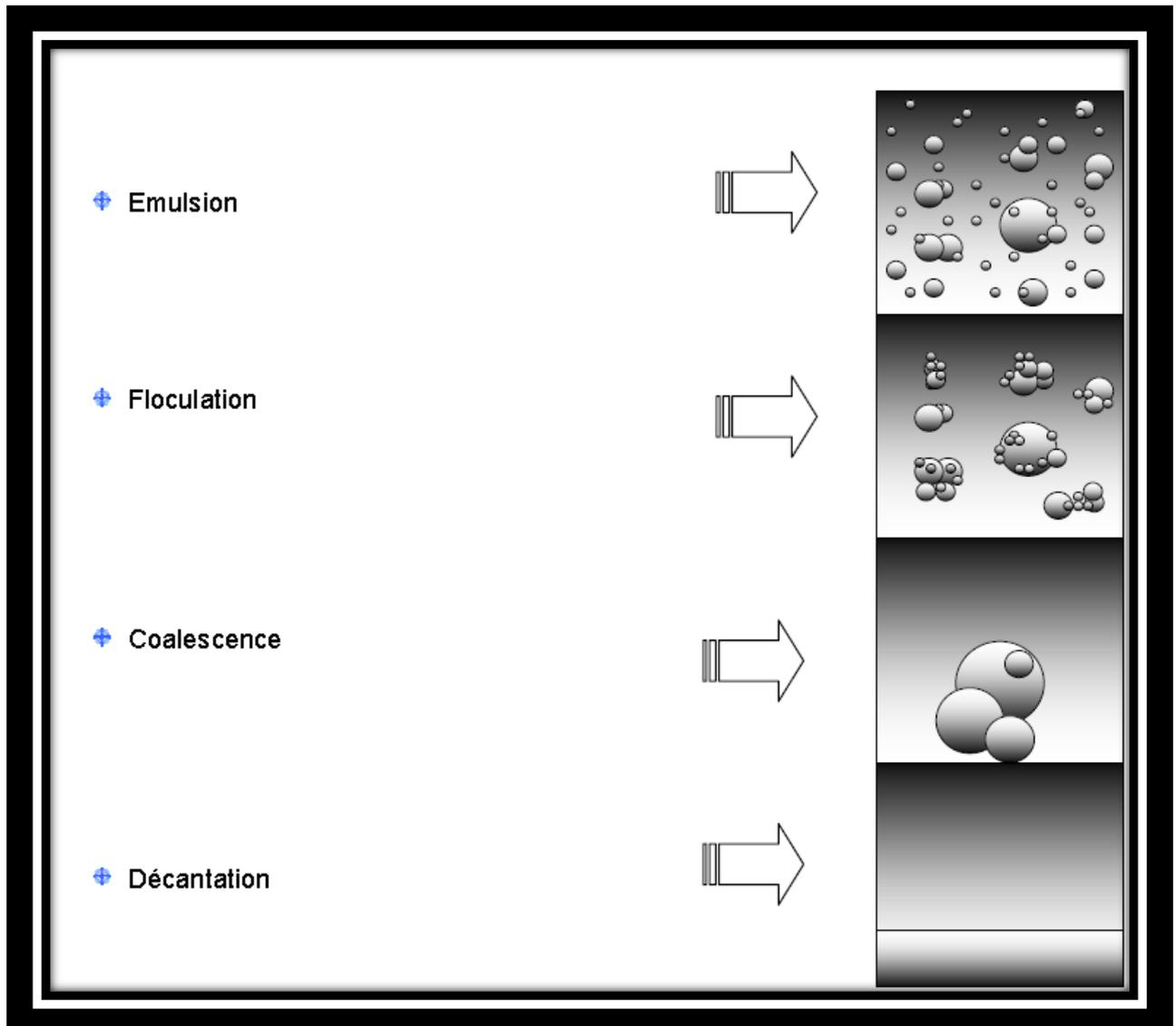


Figure III -9: Principe dessalage

III.1.5.4 .Décantation :

Les gouttelettes d'eau rassemblées en grosses gouttes, se décantent au fond du dessaleur, sous l'effet de la gravité et la densité qui est supérieure à celle du brut.

La décantation est régie par la loi de STOKES:

$$V_d = \left[\frac{1}{18} g \frac{(\rho_e - \rho_b)}{\rho_b} \cdot \frac{D^2}{V_c} \right]$$

Avec :

V_d : Vitesse de décantation (m/s).

D : Diamètre de la goutte d'eau (m).

ρ_e : Masse volumique de la phase dispersée (eau).

ρ_b ; Masse volumique de la phase continue (brut).

V_c : Viscosité cinématique de la phase continue (Pa .s).

g : Accélération de la pesanteur.

III.1.6. Facteurs de l'émulsion :

La stabilité de l'émulsion dépend principalement de la :

A) Tension superficielle :

La stabilité augmente si on diminue la tension superficielle. La formation et la stabilisation des émulsions sont en grande partie contrôlées par les propriétés de l'interface séparant les deux phases immiscibles. A l'interface, les molécules des deux phases s'agencent de façon à minimiser l'énergie libre inter faciale. La grandeur physique qui donne une mesure de cette énergie par unité d'aire est la tension inter faciale, Plus la tension inter faciale entre les deux phases n'est faible, plus leur affinité l'une pour l'autre est forte, et plus il est aisé d'augmenter la surface les séparant et donc de former une émulsion.

B) Viscosité de l'huile :

La viscosité joue un rôle double. Si l'huile à une viscosité importante, pour une agitation donnée on ne pourra pas briser l'eau en gouttes aussi plus nombreuses ou fines qu'avec une huile de basse viscosité. D'un autre coté la viscosité peut maintenir des bulles plus grosses en suspension et les petites gouttes vont avoir plus de difficulté à décanter. Les bruts à hautes viscosité retardent l'effet des émulsifiants. En général la haute viscosité induit une émulsion plus stable.

C) Solubilité de l'agent émulsifiant :

L'activité de l'agent émulsifiant est liée, d'une part, à la vitesse de migration vers l'interface et à sa performance une fois qu'il a atteint sa place d'autre part. Plus l'émulsifiant est soluble dans la phase continue moins l'émulsion est stable. La présence de produits chimiques, appelés tensioactifs, facilite la formation d'une émulsion, en abaissant la tension inter faciale entre les deux phases en présence.

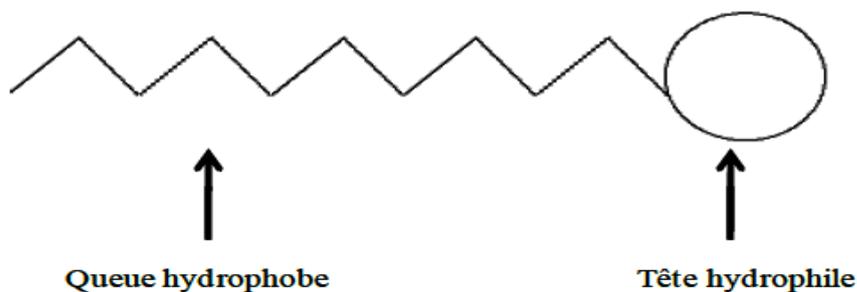


Figure III -10: Représentation schématique d'un tensioactif

Suivant la nature de la tête polaire, un tensioactif peut être :

- anionique; il s'ionise négativement en phase aqueuse (par exemple R-COO-),
- cationique; il s'ionise positivement en phase aqueuse (par exemple R-NH3+),
- amphotère (zwitterionique); il possède alors les deux types de charges (par exemple un groupement carboxylate et un ammonium quaternaire NH3+-R-R'-COO)
- ou non ionique; il ne se dissocie pas en phase aqueuse (par exemple R-OH, R étant un groupe alkyle).

D) Quantité d'eau :

La quantité d'eau est directement liée à la stabilité. La quantité d'eau nécessaire dépend de l'émulsifiant, la viscosité de l'huile et du sel contenu dans l'eau. Chaque brut est différent et il est difficile de dégager des tendances.

E) Age de l'émulsion : Au tout début du mélange eau/huile l'émulsion est relativement instable. Au cours du temps, l'agent émulsifiant migre vers la surface huile/eau. Ceci produit de plus en plus épais et plus dur à casser qu'un film fraîchement produit.

F) Taille des particules de la phase dispersée :

La taille des gouttes d'eau est une mesure de stabilité. Le type et la sévérité de l'agitation définit la taille des gouttes. Plus l'effet de cisaillement est important, plus les gouttes vont être divisées en gouttes de petite taille et plus l'émulsion devient stable. Les émulsions stables contiennent des gouttes de taille différentes mais le pourcentage de grosses gouttes est très faible.

III.1.7. Types d'émulsion :

L'émulsion (huile/eau) peut-être de trois types :

1. Emulsion huile dans eau : lorsque l'huile est la phase dispersée et l'eau c'est la phase continue. (Traitement des eaux de rejet).
2. Emulsion eau dans huile : lorsque l'eau est la phase dispersée et l'huile c'est la phase continue. (Dessalage du brut).
3. Emulsion eau dans huile dans l'eau : c'est une émulsion très difficile à être séparée. Elle peut se former s'il y a une quantité élevée des agents émulsifiants et un âge d'émulsion plus long.

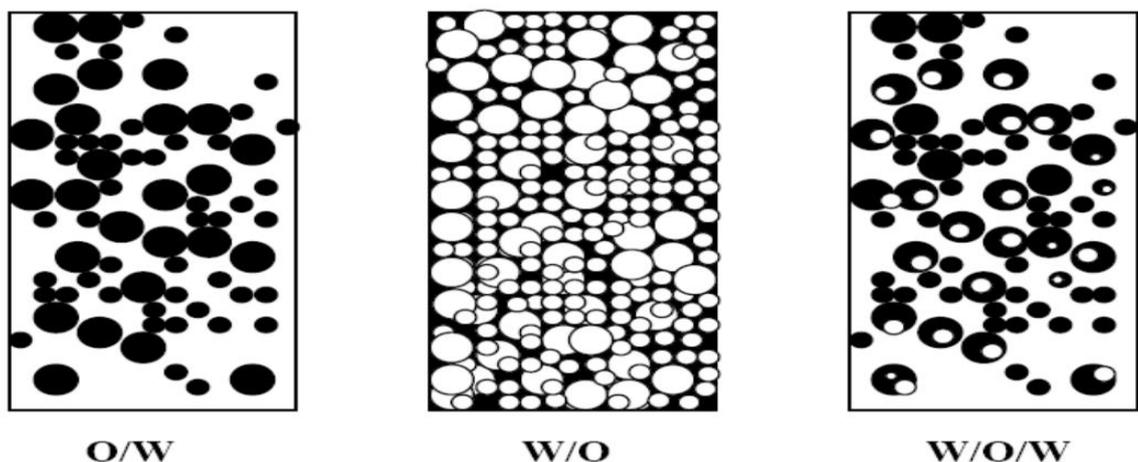


Figure III -11: Schéma représentatif des trois types d'émulsion

III.2. Paramètres de réglage du dessaleur :

Pour étudier le dessalage, on doit connaître les paramètres qui influent sur le fonctionnement du dessaleur

III.2.1. Niveau d'interface eau/brut :

Le niveau d'eau décanter présente en fait une électrode au potentiel zéro du champ primaire défini avec l'électrode la plus basse de l'installation. Toute variation significative du niveau d'eau modifie le champ primaire et perturbe la coalescence électrique. Il y a donc intérêt à maintenir ce niveau constant, selon les recommandations du constructeur.

III.2.2. Température de dessalage :

Le critère de décantation :

$$\frac{\rho_1 - \rho_2}{\mu} = \text{constante}$$

Avec :

ρ_1 : Masse volumique de la phase dispersée (eau).

ρ_2 : Masse volumique de la phase continue (brut).

μ : Viscosité dynamique de la phase continue (Pa .s).

L'augmentation de la température au sein du dessaleur a entraîné une diminution de la viscosité de l'huile et par conséquent a facilité la décantation de l'eau. En augmentant davantage la température, on risque de voir la masse volumique de l'eau présente dans le mélange baisser et se rapprocher de celle de l'huile. Les gouttes d'eau seraient alors plus facilement entraînées par l'huile et le ratio eau/huile en sortie du dessaleur s'en trouverait augmenté.

Tableau III-1 : Variation de la température de dessalage en fonction du brut, a critère de décantation [8]

Brut	Constant	
	Densité (° API)	Température de dessalage (C°)
Sahara Algérie	45	50
Qatar	41.3	70-80
UmmShaif (Abu-Dhabi)	37	100
Irak Kirkuk	36	120
Iran léger	33.7	140-150

III.2.3 .Taux d'eau de lavage :

La force de la coalescence électrique est en fonction du taux d'eau de lavage. Pour les bruts lourds de densité °API inférieure à 30, on cherchera à compenser la faible variation des masses volumiques apparentes lors de la décantation par gravite en augmentant la coalescence électrique, c'est-à-dire en augmentant l'eau de lavage.

III.2.4 .Point d'injection de l'eau de lavage :

Si l'eau de lavage est peu agressive, on intérêt à injecter tout ou partie de cette eau au refoulement de la pompe de charge et avant les échangeurs de préchauffe. Cette possibilité devient impérative si le dessalage se fait à température élevée. Signalons que certains raffineurs pratiquent avec succès l'injection à l'aspiration des pompes de brut froid.

Précisons enfin qu'une pratique courante consiste à injecter l'eau de lavage pour partie au refoulement de la pompe de charge, pour partie à la vanne de mélange.

III.2.5. Nature d'eau de lavage :

Il est bon de l'employer après mélange l'eau douce avec l'eau de procédé. Ceci permet d'éliminer l'oxygène par réaction avec les sulfures présents dans les eaux de procédés.

III.2.6. Perte de charge dans la vanne de mélange :

En fait, les pertes de charge optimales sont déterminées expérimentalement et vont de 1,5 bar pour les pétroles bruts légers à moins de 0,5 bar pour les bruts visqueux.

III.2.7. Nature et taux de des émulsifiant :

Pour compléter l'opération de dessalage électrostatique, on a recours à l'emploi d'additifs des émulsifiant. Leurs formules comprennent en général deux ou trois bases. Dont les plus courantes sont des copolymères séquences (oxyde d'éthylène ; oxyde de propylène), parfois condensés avec des résines phénol formol, des diacides organiques ou des groupements (éthylène diamines).

III.2.8. Le temps de séjour :

La teneur en eau résiduelle diminue lorsque le temps de séjour augmente. En dessous d'une certaine valeur (en général de l'ordre de 10 mn), l'eau n'a pas le temps de décanter, quelle que soit la température.

III.3. LES DIFFÉRENTS TYPES DE DESSALEURS :

Le pétrole brut contient souvent de l'eau, des sels inorganiques, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau.

La première étape du raffinage consiste à éliminer ces contaminants par dessalage (Déshydratation) pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations et empêcher l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de production.

Le **dessalage chimique**, la **séparation électrostatique** et la **filtration** sont trois méthodes typiques de dessalage du pétrole brut [9].

Dans le **dessalage chimique**, on ajoute de l'eau et des agents tensio-actifs (Des émulsifiants) au pétrole brut, on chauffe pour dissoudre ou fixer à l'eau les sels et les autres impuretés, puis on conserve ce mélange dans un bac pour que la phase aqueuse décanter.

Dans le **dessalage électrostatique**, on applique des charges électrostatiques de tension élevée pour concentrer les gouttelettes en suspension dans la partie inférieure du bac de décantation. On ajoute des agents tensio-actifs uniquement lorsque le pétrole brut renferme beaucoup de solides en suspension.

Un troisième procédé, moins courant, consiste à **filtrer** le pétrole brut chaud sur de la terre à diatomées. Dans les dessalages chimique et électrostatique, on chauffe la matière première brute jusqu'à une température comprise entre 66 °C et 177 °C, pour réduire la viscosité et la tension superficielle et faciliter ainsi le mélange et la séparation de l'eau; la température est limitée par la pression de vapeur du pétrole brut. Ces deux méthodes de dessalage sont réalisées en continu. Une base ou un acide sont parfois ajoutés pour ajuster le pH de l'eau de lavage; on peut aussi ajouter de l'ammoniac pour réduire la corrosion.

Les eaux usées et les contaminants qu'elles contiennent sont repris à la partie inférieure du bac de décantation et acheminés vers l'unité d'épuration des eaux usées.

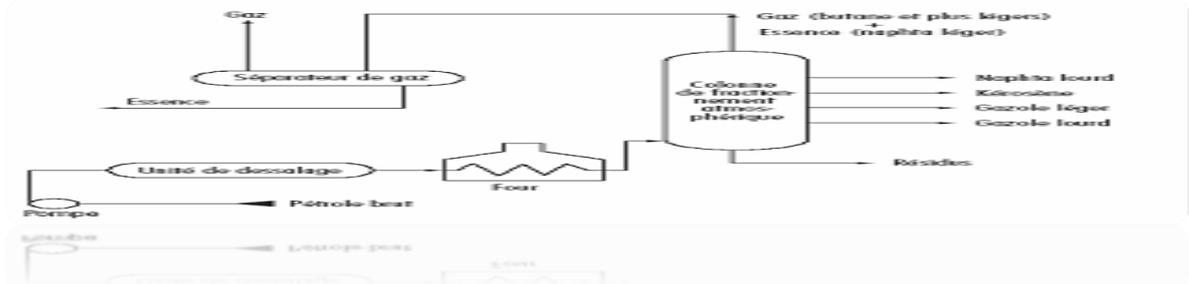


Figure III -12: Schéma du procédé de distillation atmosphérique

Le pétrole brut dessalé est récupéré en continu à la partie supérieure du bac de décantation et envoyé à une tour de distillation atmosphérique (tour de fractionnement).

Si le dessalage est imparfait, il y aura encrassement des tubes réchauffeurs et des échangeurs de chaleur dans toutes les unités de production de la raffinerie, ce qui se traduira par une diminution des débits dans les circuits et une réduction de la vitesse de transfert de chaleur et causera des défaillances en raison d'une augmentation de la pression et de la température.

Toute surpression dans l'unité de dessalage provoquera une panne. La corrosion, due à la présence de sulfure d'hydrogène, de chlorure d'hydrogène, d'acides naphthéniques (organiques) et d'autres contaminants dans le pétrole brut, provoquera aussi des défaillances. Il y a corrosion lorsque des sels neutralisés (chlorure et sulfure d'ammonium) entrent en contact avec de l'eau de condensation.

Comme le dessalage est un procédé en circuit fermé, il y a peu de risque d'exposition à du pétrole brut ou à des produits chimiques, sauf en cas de fuite ou de rejet. Un incendie peut se déclarer par suite d'une fuite dans les réchauffeurs, entraînant le rejet des constituants volatils du pétrole brut. Il peut y avoir exposition à de l'ammoniac, à des dés émulsifiants chimiques secs ainsi qu'à des bases ou des acides durant le dessalage.

Il y a présence de sulfure d'hydrogène lorsqu'on procède au dessalage de pétroles bruts acides à des températures élevées. Selon la matière première brute et les produits de traitement utilisés, les eaux usées contiendront diverses quantités de chlorures, de sulfures, de bicarbonates, d'ammoniac, d'hydrocarbures, de phénols et de solides en suspension.

Si l'on procède à la filtration sur de la terre à diatomées, il faut limiter ou contrôler les expositions, car ce milieu de filtration peut contenir de très fines particules de silice qui sont dangereuses pour les voies respiratoires.

S'il existe différent type de dessalage, dont les trois principaux que nous venons de voir, c'est cependant le dessaleur électrostatique le plus utilisé sur les installations. Notamment pour les volumes qu'il peut traiter tout en gardant une taille raisonnable.

Cependant, parmi ce type d'appareil, il apparaît sur le marché de nouvelles unités intéressantes parce que :

- ✚ de dimensions plus réduites : économie de poids, transport, etc.,
- ✚ plus sobres en eau de lavage et électricité.

Lorsque on parle de dessalage et donc de dessaleur, on a l'habitude de penser aux dessaleurs électrostatiques situés en aval de la séparation s'il est présent sur la chaîne de traitement.



Figure III -13: Vue extérieure d'un dessaleur électrostatique

III.3.1. Dessaleurs type HOWMAR :

L'émulsion est diffusée au-dessus du plan d'eau, à mi-distance entre celui-ci et l'électrode la plus basse. Il n'y a plus de "lavage" dans le pied d'eau d'où, moins de risque d'entraînement mécanique d'eau vers les électrodes, donc généralement un meilleur traitement. A la sortie, on obtient un BSW aux alentours d'environ 0,20 %.

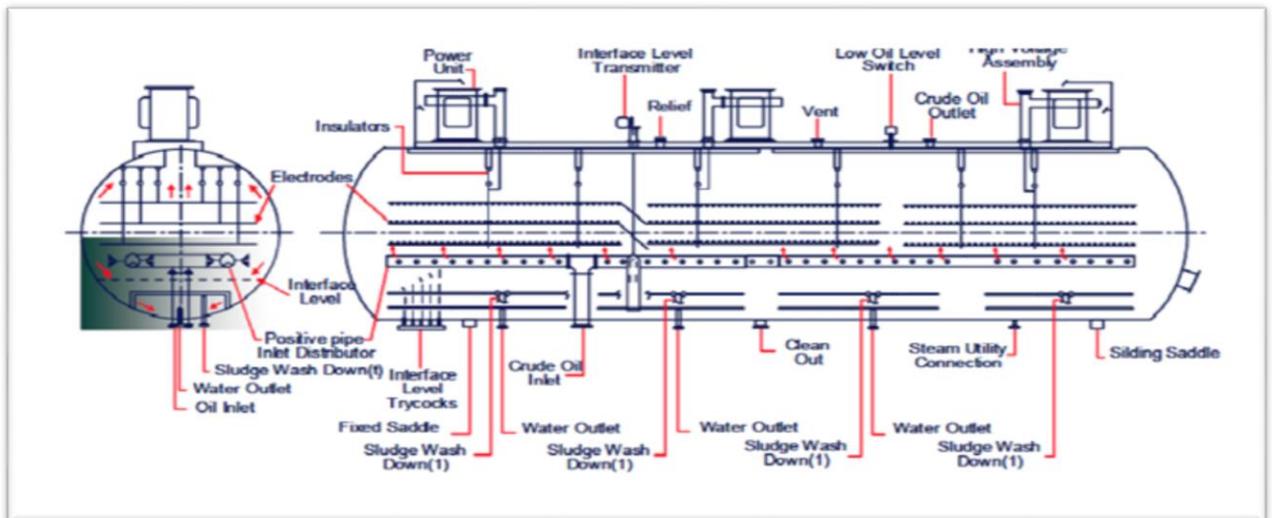


Figure III -14 : Schéma d'un dessaleur type HOWMAR

III.3.2. Dessaleur électrostatique :

Les dessaleurs électrostatiques sont les équipements les plus utilisés offshore pour mettre les bruts aux spécifications commerciales. Ils créent dans le brut des champs électriques importants, pouvant aller jusqu'à 10.000V/cm. Ces champs sont généralement pulsés, c'est à dire de sens constant mais d'amplitude variable. Les plus anciens dessaleurs, comportaient deux nappes d'électrodes horizontales, et induisaient donc deux champs, un primaire entre les électrodes, et un secondaire entre l'électrode inférieure et l'interface eau/huile (type « lowvelocity » de Pétro lite).

Les plus récents sont composés de grilles verticales servant d'électrodes, entre les quelles le mélange à traiter est introduit. Le champ primaire est conservé, mais il est perpendiculaire à l'écoulement, et ne gêne pas la décantation des gouttes, les champs

Secondaires sont nombreux, entre les électrodes et l'interfaces mais également entre les nappes d'électrodes (type « bi-Electric » de Petro lite).

Les gouttes d'eau soumises aux champs électriques, se comportent comme des dipôles. Elles s'alignent suivant les lignes de champs (floculation). Une fois rapprochées, les micro-claquages électriques entre elles, provoquent rapidement leur coalescence.

On distingue deux types de Dessaleur électrostatique :

□ **Le Löw-velocity**

- Distribution du produit entrée dans l'eau en pied de capacité et sur toute sa longueur.
- Accepte BSW jusqu'à 20 à 30 %.
- Possibilités de lavage.

□ **Le Bi-Electric**

- Distribution dans champ électrique.
- BSW maxi 10 %.
- Le champ électrique moyen est d'environ 1000 volts / cm.

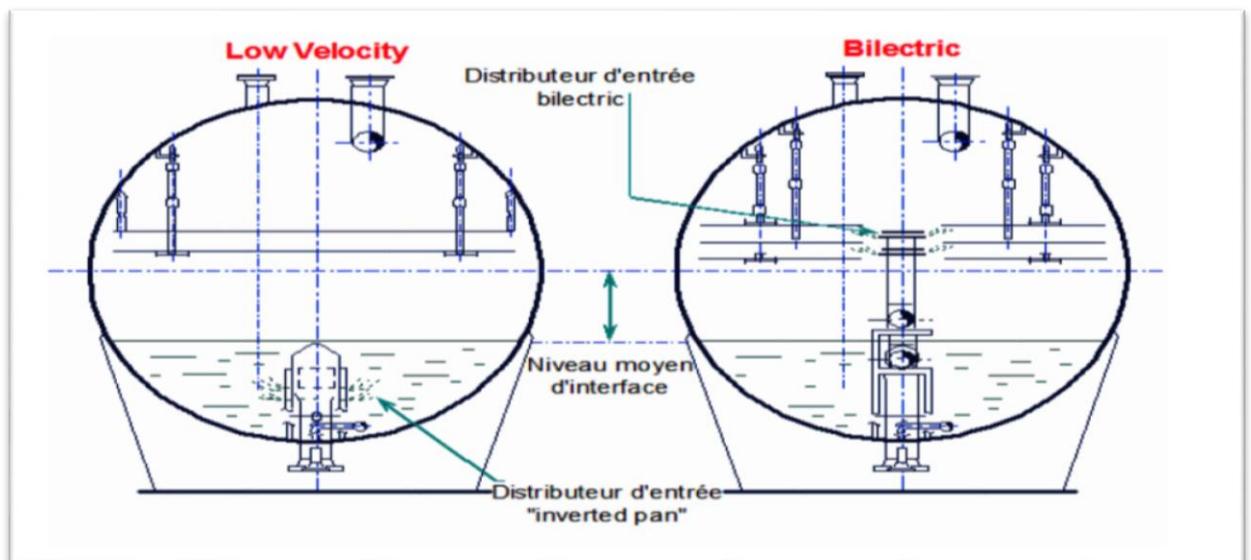


Figure III-15 : Schéma des dessailleurs « biélectrique » et « low velocity »

III.3.3. Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique :

Le dessaleur électrostatique apporte ; sous une forme efficace ; l'énergie nécessaire à la destruction de ces émulsions. En effet, les particules reçoivent sous l'effet d'un champ électrique alternatif à haute tension (de l'ordre de 1000 à 1500 volt/cm) des charges de polarité opposée. Lorsque la charge atteinte un potentiel suffisamment élevé, l'enveloppe diélectrique est percée, et par conséquent, les fines gouttelettes d'eau se joignent en formant des gouttes plus grosses qui se déposent facilement au fond du réservoir. Le brut préchauffé contenant le produit chimique casseur d'émulsion est mélangé avec l'eau préchauffée. L'eau est injectée dans le brut à environ 3 % à 5 % par volume de brut arrivant. Le mélange du brut et l'eau passe par la vanne de mélange pour former une émulsion.

L'émulsion entre alors dans le dessaleur par une admission permettant la dispersion. Cette admission contient des aubes directrices qui permettent de créer un écoulement laminaire. Ce flux laminaire de l'émulsion est envoyé dans un distributeur à l'intérieur du dessaleur. Le distributeur est situé, dans l'eau, juste au-dessus du fond du dessaleur.

L'émulsion quitte le distributeur par des trous places tout le long. L'émulsion, se déplaçant lentement, forme souvent des doigts d'émulsion se déplaçant vers le haut du dessaleur. Ces doigts d'émulsion traversent de bas en haut l'eau sans toucher les gouttelettes d'eau. Le haut de ces doigts d'émulsions arrive alors entre les électrodes qui cassent l'émulsion en gouttelettes d'eau et en huile. Ces gouttelettes se polarisent puis coalescent. L'huile continue son chemin vers le haut et quitte les dessaleurs par la sortie. Souvent ce sont deux sorties jumelles situées sur le sommet du dessaleur. La sortie huile est connectée à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du dessaleur. L'eau quitte le dessaleur par des sorties jumelles au fond du dessaleur. Les deux sorties eau sont connectées à un collecteur multi orifices localisé à l'intérieur du dessaleur.

On peut adjoindre un second étage en série à une installation de dessalage si :

- La teneur en sel du brut est très élevée.
- On cherche des performances de dessalage élevée.
- En temps de maintenance et nettoyage périodique (important) des dépôts de fond de ballon, la configuration a deux étages permet de fonctionner sur un seul, jusqu'à la fin des opérations.
- On cherche à diminuer le débit d'eau utilisé qui est beaucoup moins important.

III.3.3.1. Avantages et inconvénients :

III.3.3.1.a. Avantage :

- Très bonne efficacité.
- Compacité, temps de séjour autour de 8 min pour les plus récents.
- Marche dégradée possible.
- Indicateurs de dysfonctionnement en temps réel.
- Réglage possible et facile.
- Limitent la consommation des produits chimiques.

III.3.3.1.b. Inconvénients :

- Teneur en eau limitée à l'entrée (15-20% maxi).
- Nécessité de deux étages si BSW élevé.
- Phase gaz interdite, d'où le plus souvent nécessite d'ajouter une pompe en amont.
- coût, consommation électrique.

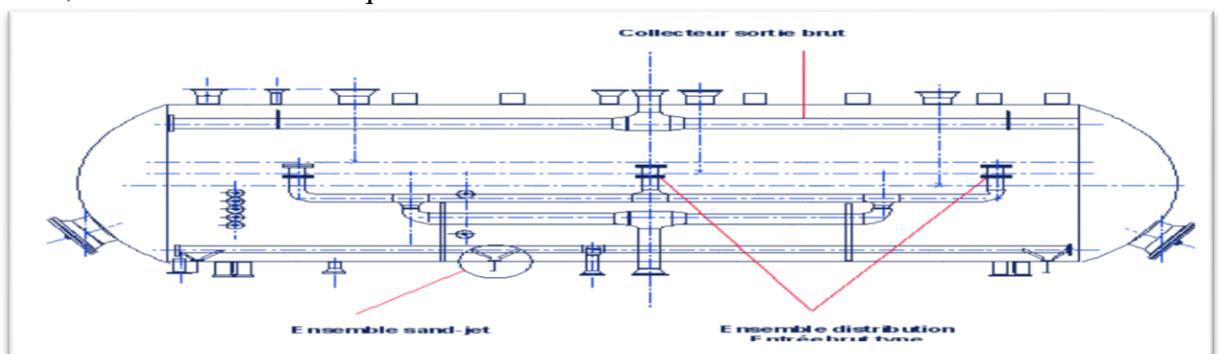


Figure III-16 : Dessaleur BILECTRIC de PETROLITE

III.3.4. Performances des dessaleurs :

La teneur en eau du brut dessalé est en général inférieure à 0,2 % volume sauf dans le cas des bruts lourds ou elle peut atteindre 0,4 à 0,5 %.

La teneur en hydrocarbures de l'eau en sortie du dessaleur ne doit pas dépasser 200 ppm. Le plus souvent, l'augmentation de la dose d'additifs des émulsifiants est un bon moyen pour compenser la perte d'efficacité du dessaleur.

Les performances de l'unité sont contrôlées en déterminant les paramètres suivants :

- Teneur en sels du brut de charge et du brut dessalé;
- Teneur en chlorures des eaux de tête de la distillation atmosphériques;
- Teneur en eau du brut dessalé;
- Teneur en hydrocarbures des eaux issues du dessaleur.

III.3.5. Le distributeur :

Le distributeur ressemble à une boîte avec un sommet pointu qui dirige le fluide sur la pleine longueur du ballon

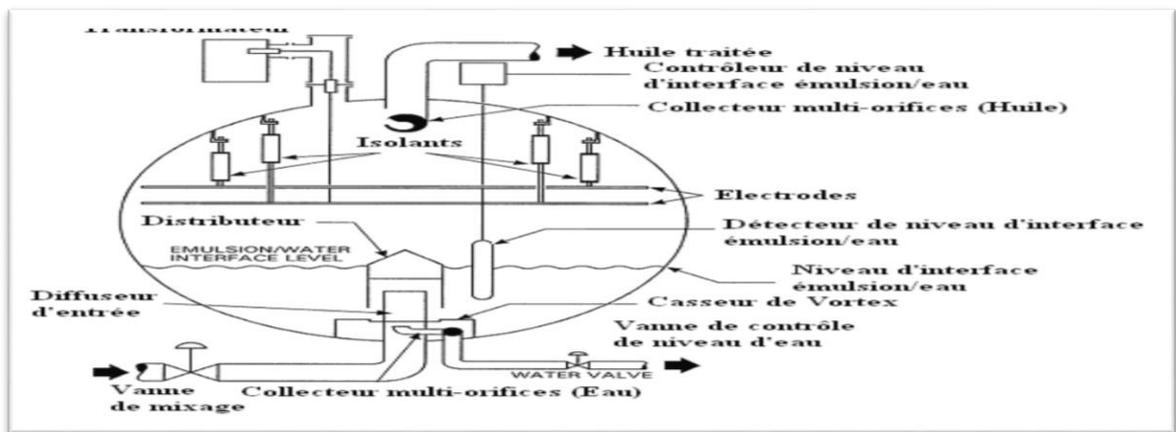


Figure III-17 : Equipements internes d'un dessaleur électrostatiques

□ L'efficacité du dessaleur :

Elle est exprimée par la formule suivante :

$$E = \frac{Se - Ss}{Se} * 100$$

Avec :

- **E** : Efficacité de dessaleur en %.
- **Se** : Teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur.
- **Ss** : Teneur en sel du brut à la sortie du dessaleur.

Cette efficacité varie en moyenne entre 85 et 95 %.

Bilan de matière du dessaleur :

$$Q_b + Q_r + Q_w = Q_d + Q'w$$

Avec :

- ✓ **Q_b**: débit de brut à dessaler (m³/h).
- ✓ **Q_w**: débit d'eau de lavage (m³/h).
- ✓ **Q_d**: débit de brut dessalé (m³/h).
- ✓ **Q'_w**: débit d'eau de purge (m³/h).
- ✓ **Q_r**: débit d'eau de recyclage (m³/h).

III.3.6. Différents types de mélangeur :

En amont de l'unité de dessalage est placé un système de mélange Eau/Huile

L'eau injectée en amont des unités répond à deux besoins.

- ❖ Amener le BSW d'entrée à un taux tel que la population des gouttelettes d'eau entre les électrodes soit assez nombreuse pour que ces gouttes puissent se rencontrer et coalescer.
- ❖ Diluer l'eau de gisement pour abaisser la teneur en sel

Pour répondre à ces besoins, il faut créer une émulsion eau de lavage/brut à traiter, de bonne qualité, c'est-à-dire pas trop fine et surtout bien régulière. On place donc en aval du point d'injection un mécanisme de mélange du type [9]:

- Mélangeur statique,
- Mélangeur dynamique,
- Vanne de mélange.

III.3.7. Mélangeurs statiques :

Plutôt appréciés en raffinerie et partout où le débit à traiter est relativement constant.

Il est constitué par des lamelles de métal torsadées dans un sens, alternées avec d'autres, torsadées dans l'autre sens, le tout logé dans une manchette de longueur 10 à 15 fois le diamètre.

Le flot projeté dans un sens, puis dans l'autre, est violemment agité. L'émulsion est fonction de la vitesse du liquide et du "pas" des ailettes.

III.3.7.1. Mélangeurs dynamiques :

Peu employés. Ce sont des agitateurs à hélice dont la vitesse peut être modulée en fonction de l'émulsion choisie.

III.3.7.2. Vannes de mélange :

Le plus employé. L'émulsion est créée par le cisaillement du flot à travers une vanne. La vanne est soit manuelle, soit asservie à la ΔP de la vanne.

L'émulsion la plus régulière semble obtenue par la vanne du type "clapet double siège".

Les ΔP vont de 0,2 à 1,2 bar. La valeur de 0.5 bar est suffisante en général.

III.3.7.3. Champ électrique :

Réglage avec trois positions, mais en général maintenu à la valeur maxi (2000 à 3000 V/cm).

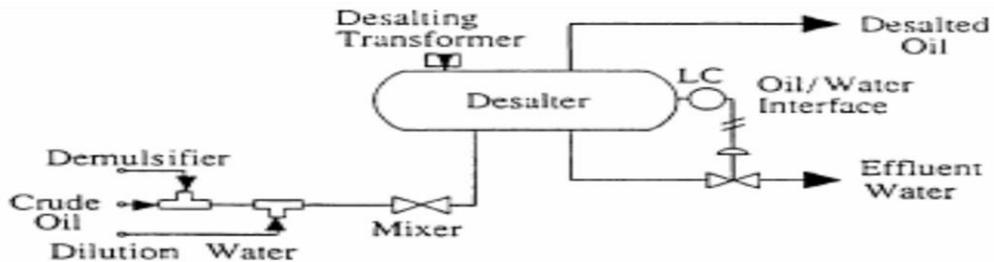
Si le champ est instable il y a augmentation du courant de fuite signe que l'émulsion n'est pas correctement déstabilisée (il reste trop d'eau dans le champ primaire) ; cas extrême les électrodes sont en court-circuit.

Actions :

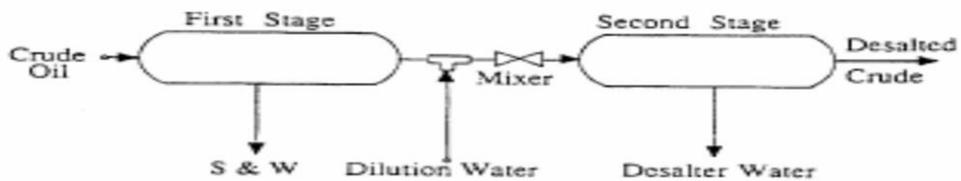
- O Augmenter le débit de dés émulsifiants.
- O Vérifier la décantation en amont du dessaleur
- O Vérifier la position de l'interface eau / brut dans le dessaleur
- O Vérifier le débit d'eau de lavage
- O Vérifier la DP vanne de mixage

III.3.8. Différents schémas procédé :

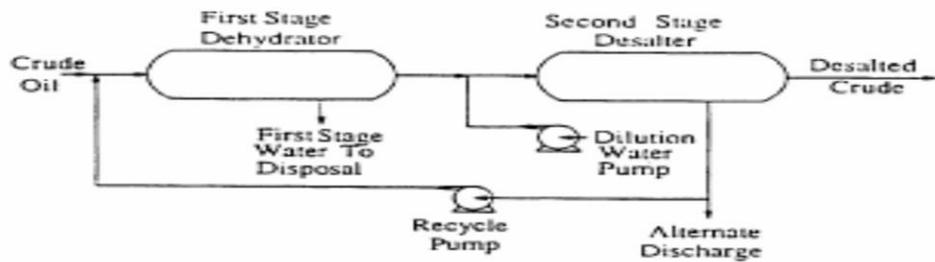
Selon la quantité, la qualité du brut à traiter, le BSW de l'huile à traiter, le type d'émulsion, etc., il existe plusieurs configurations possibles comme nous le montrent les schémas suivants :



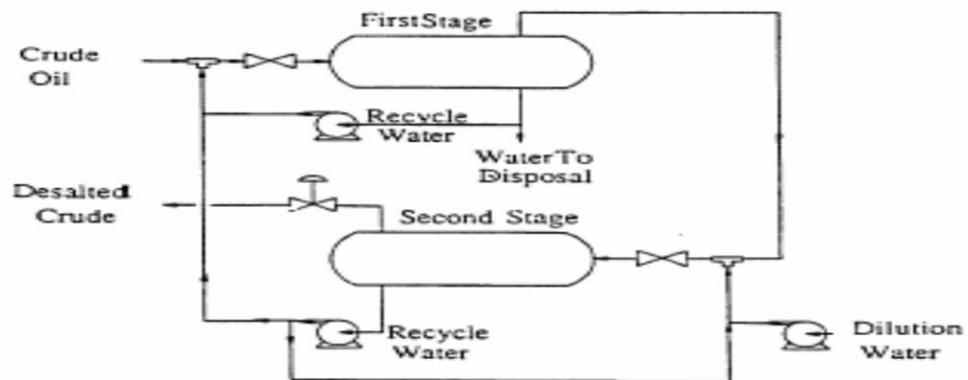
Single-Stage Desalting (after Bartley, 1982)



Two-Stage Desalting without Recycle



Two-Stage Desalting with Recycle (Burriss, 1978)



Two-Stage Desalting with Recycle and Internal Recycle (Burriss, 1978)

Figure III-18: Différentes configurations d'unité de dessalage (BURRIS, 1978)

III.4. LES DESSALEURS ET LE PROCESS :

III.4.1. LOCALISATION DANS LE PROCESS :

Dans la chaîne d'exploitation des hydrocarbures, l'unité de dessalage se situe en amont du stockage comme on peut le voir sur le schéma ci-dessous.

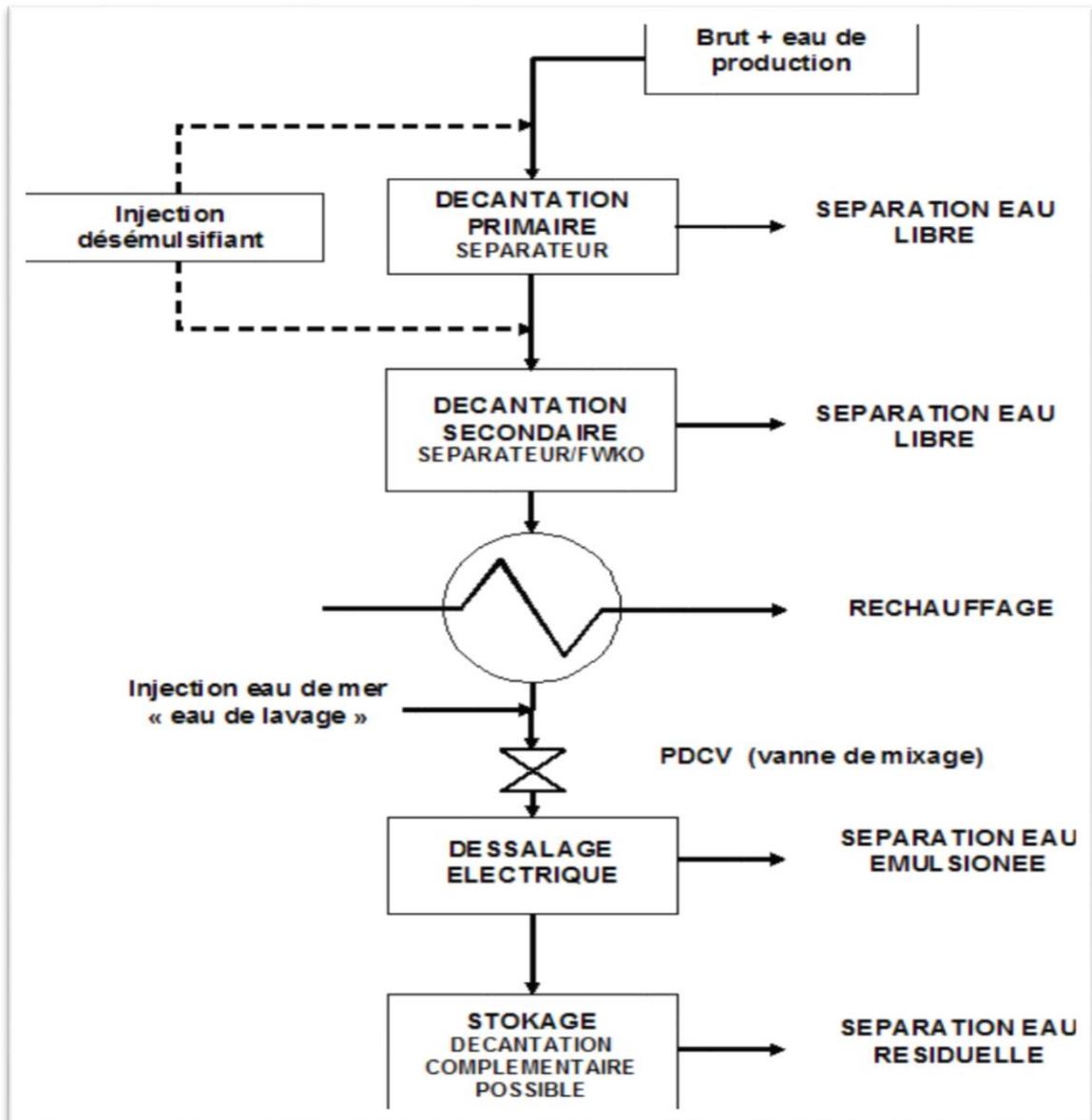


Figure III-19 : Principe de la chaîne de déshydratation / dessalage [10]

III.4.2. CRITICITE DU DESSALEUR :

Toutes les fonctions sont essentielles pour la production si l'on considère qu'elles sont nécessaires pour réaliser les spécifications requises du produit en sortie.

Une fonction est néanmoins plus ou moins critique suivant qu'il est nécessaire d'arrêter la production en cas de perte de cette fonction ou bien s'il est possible de fonctionner en marche dégradée durant un certain temps.

En prenant en considération ces critères, on peut considérer que la fonction dessalage représente une criticité moyenne. En effet, l'arrêt de la fonction dessalage n'aura qu'un impact relatif sur la production. Elle n'entraînera pas l'arrêt des installations mais seulement un fonctionnement en marche dégradée.

Même s'il n'existe pas de secours sur le dessalage (coût des installations, taille des équipements), il est cependant tout à fait possible des by-pass ou bien même de passer à travers cet équipement (seuls les transformateurs se mettront hors service [10]).

Par contre, dans ce cas la spécification de teneur en sel ne sera plus respectée.

Souvent, lorsque l'on démarre un champ, l'unité de dessalage est présente mais elle n'est pas en service car il n'y a pas de présence d'eau dans le brut. C'est seulement après, lorsque le BSW augmente que l'on met la fonction dessalage en service.

III.4.3. PROCESS ASSOCIE :

Les procédés associés que l'on a l'habitude de rencontrer sur un dessaleur sont les suivants :

- Echangeur de préchauffe de la charge (huile et eau) ;
- Vanne de mélange ;
- Produit chimique : dés émulsifiants ;
- Eau de lavage ;
- By-pass de l'unité.

III.4.4. Echangeur de préchauffage :

Le brut et l'eau de lavage sont tous les deux préchauffés en amont du dessaleur.

Le brut est préchauffé pour fondre (« ramollir ») la paraffine qui recouvre la plupart des cristaux de sel. Le chauffage de l'huile réduit aussi sa viscosité ce qui facilitera le cassage de l'émulsion plus tard dans le traitement et donc la coalescence des gouttelettes.

La surveillance du chauffage du brut est nécessaire parce que si la température de l'huile est trop élevée, il se vaporisera dans le dessaleur.

L'eau de lavage est préchauffée pour aider à maintenir la température de l'huile.

III.4.5. Vanne de mélange :

Il est nécessaire de mélanger le brut et l'eau de lavage pour que l'eau de lavage puisse absorber le sel dans le brut. Ceci afin d'assurer que l'eau de lavage soit bien répartie dans le brut pour que le contact entre le sel et l'eau soit maximum.

Ce mélange est fait par la vanne de mélange.

Le mélange du brut et de l'eau de lavage se fait par une baisse de pression à travers la vanne de mélange. Cette baisse de pression se situe dans une gamme de 20 psi à 30 psi.

La quantité d'eau à ajouter au brut est entre 3 % et 5 % par volume de brut.

III.4.6. Produit chimique :

Le dés émulsifiant est injecté dans l'huile. Cela aidera à casser l'émulsion plus tard dans le procédé.

La meilleure place pour l'injection de produit chimique est juste en amont de la pompe d'alimentation du brut. L'action de la pompe assurera le mélange de l'huile avec le produit chimique.

Cependant sur certain procédé, le des émulsifiants peut être injecté dans le brut en d'autre point, ou bien il pourra être injecté en plusieurs points.

III.4.7. Eau de lavage :

Elle est injectée en amont de la vanne de mélange située, elle-même, en amont du dessaleur. L'eau de lavage est injectée en amont du 2^{ème} dessaleur lorsqu'il y a 2 dessaleurs, en général.

Dans ce cas là on utilise le 1^{er} étage de dessalage en déshydrater. La BSW à l'entrée du 1^{er} étage est aux alentours de 10% [10].

A la sortie du 1^{er} étage la BSW est aux alentours de 0.1%, ainsi on peut injecter l'eau de lavage pour dessaler le brut et arriver ainsi aux spécifications.

On pourra utiliser l'eau récupérer en sortie 2^{ème} étage et la renvoyer en recycle sur le 1^{ère} étage si besoin.

III.4.8. By-pass de l'unité :

Utilisé pour toute défaillance du système de dessalage ou lors d'arrêt de l'unité pour maintenance.

Exploration et Production, Les Équipements, Les Dessaleurs.

III.4.9. DISPOSITIFS DE CONTRÔLE DE NIVEAU :

Les niveaux liquides dans le dessaleur doivent être contrôlés pour que le dessaleur puisse exécuter sa tâche.

✚ Transmetteur et contrôleur de niveau

Les vannes de contrôle de niveau liquides (vannes de décharge) sont actionnées (exploitées) par des **contrôleurs de niveau liquides**.



Figure III-20 : Transmetteur et contrôleur de niveau

✚ Niveau à glace

Les dessaleurs disposent aussi des niveaux à vue pour contrôler le niveau d'émulsion. Ces dispositifs permettent à l'opérateur de vérifier le niveau, le bon fonctionnement de la vanne de décharge sortie eau et des contrôleurs de niveau appropriés.



Figure III-21 : Niveau à glace

III.4.10. DISPOSITIFS DE CONTRÔLE DE PRESSION :

La pression du gaz doit aussi être contrôlée.

+ Transmetteurs de pression

De même, les dessaleurs possèdent des transmetteurs de pression.

Ils assurent la bonne marche de la vanne la pression et de son contrôleur.



Figure III-22 : Transmetteur de Pression

+ Soupapes de sécurité

Soupapes PSV (Pressure Security Valve) : Les soupapes de sécurité évacuent l'éventuel sur plus d'énergie du système à protéger afin de limiter la pression maximale dans l'appareil qu'elles protègent à une pression admissible par celui-ci.

Une soupape est un organe de sécurité dont le fonctionnement est exceptionnel. Sa position normale est la position fermée.

Une soupape est conçue pour évacuer un débit gazeux car à volume égal on évacue plus d'énergie (pneumatique) en phase gaz qu'en phase liquide [10].

+ Manomètres

Les dessaleurs possèdent aussi des manomètres



Figure III-23 : Manomètre

III.4.11. DISPOSITIFS DE CONTRÔLE DE TEMPERATURE :

Pour le contrôle de la température, sont placés des transmetteurs de température ainsi que des thermomètres.



Figure III-24 : Thermomètre



Figure III-25 : Transmetteur de température

III.4.12. VANNES MANUELLES :

Des vannes manuelles sont disposées sur les sorties eau et huile pour pouvoir effectuer des opérations de maintenance et ainsi multiplier les barrières de sécurité.



Figure III-26 : Vanne manuelle

III.5. Partie Environnement Bassin d'évaporations :

III.5.1. Introduction Générale :

L'environnement est défini comme étant l'ensemble des aspects physiques, chimiques, biologiques et des facteurs sociaux et économiques susceptibles d'avoir un effet direct ou indirect, immédiat ou à terme, sur les êtres vivants et les activités humaines.

Cependant, les problèmes de l'environnement ne sont pas seulement que des pollutions, nuisances, érosion des sols, etc...., mais aussi les pertes du patrimoine génétique qui constituent un réel défi existentiel pour toutes les sociétés. Le premier constat (que n'importe qui d'entre nous pourrait faire) est de dire que «la science avance et l'environnement recule».

Réduire la consommation de l'énergie, diminuer les rejets autant que les émissions de gaz nocifs dans l'atmosphère, constituent les premiers objectifs à atteindre pour une économie respectueuse de l'environnement. La transformation de nos comportements constitue à l'évidence un préalable.

A cet effet, une profonde sensibilisation aux préoccupations de l'environnement et des problèmes qui s'y rattachent est un objectif incontournable pour nous. Nous devons toujours avoir l'état d'esprit, les motivations, le sens de l'engagement pour travailler individuellement et collectivement à résoudre ce véritable fléau mondial.

Pétrolière fait souvent figure d'accusée, représentant ainsi de nouvelles préoccupations pour la nation et que SONATRACH se doit de prendre en compte.

Ces décisions constituent l'esquisse d'une politique environnementale de l'entreprise et ce, du plus haut niveau (Direction générale) jusqu'aux branches opérationnelles tant au nord qu'au sud du pays. Chacune selon sa spécificité, en vue de maintenir les objectifs de production pour la relance de l'économie du pays tout en prenant les mesures adéquates pour la préservation du patrimoine national et la qualité de la vie [11].

Dans le cadre de la mise en application de la politique de l'entreprise relative à la protection de l'environnement, le groupe SONATRACH s'est attelé très tôt à la mise en œuvre d'un programme ambitieux visant à éliminer sinon réduire au maximum tous les impacts environnementaux significatifs liés à ses activités et services, conformément aux textes législatifs en vigueur (**loi n° 83-03 du 05/02/1983, relative à la protection de l'environnement**)

Pour répondre à cette opportunité : le traitement des eaux de rejets industriels, de divers stations ont été réalisées sur l'ensemble des complexes hydrocarbures SONATRACH.

Notre objectif est de mettre en relief les principales phases d'exploitation et procédés avec une analyse détaillées de unité de traitement des eaux huileuses qui contienne dans l'usine CSC.

III.5.2.Aspects Réglementaire des rejets liquides :

III.5.2.1.Introduction:

Dans le cadre de la protection de l'environnement et le développement durable des normes de rejets liquides ont été fixés à l'échelle nationale et internationale. Ces normes sont représentées par des chiffres qui fixent des limites supérieurs à ne pas dépasser (ou des limites inférieurs à respectées). Une norme est fixée par une loi, une directive, un décret-loi.

En général, la réglementation traduit les efforts de l'état pour atteindre les objectifs fondamentaux en matière de protection de l'environnement et le développement durable. Cette réglementation a pour but de :

Etablir un régime de responsabilité environnementale et un système de contrôle environnemental ;

Définir les engagements de l'état, des établissements et entreprises publics, des entreprises privées, des associations et des citoyens, en matière de protection de l'environnement et de développement durable ;

Prévoir les mesures d'atténuation et d'adaptation aux changements climatiques et de lutte contre la désertification ;

Harmoniser le cadre juridique national avec les conventions internationales ayant trait à la protection de l'environnement et au développement durable ;

Intégrer le développement durable dans les politiques publiques et adopter une stratégie nationale de protection de l'environnement ;

Renforcer la protection et préservation des ressources et des milieux naturels, de prévenir et de lutter contre les pollutions et les nuisances.

Le gouvernement algérien a élaboré une référence réglementaire à propos des valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels. Ces normes de rejets ont été résumées dans le journal officiel de la république Algérienne (N° 26) et son énoncé est comme suit

III.5.2.2. Décret exécutif n° 06-141:

Décret exécutif n° 06-141 du 20 Rabie El Aouel 1427 correspondant au 19 avril 2006 définissant les valeurs limites des rejets d'effluents liquides industriels.

Le Chef du Gouvernement, Sur le rapport du ministre de l'aménagement du territoire et de l'environnement [11],

Vu la Constitution, notamment ses articles 85-4° et 125 (alinéa 2) ;

Vu la loi n° 90-08 du 7 avril 1990, complétée, relative à la commune ;

Vu la loi n° 90-09 du 7 avril 1990, complétée, relative à la wilaya ;

Vu la loi n° 03-10 du 19 Joumada El Oula 1424 correspondant au 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable;

Vu la loi n° 04-04 du 5 Joumada El Oula 1425 correspondant au 23 juin 2004 relative à la normalisation ;

Vu la loi n° 05-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures ;

Vu le décret présidentiel n° 04-136 du 29 Safar 1425 correspondant au 19 avril 2004 portant nomination du Chef du Gouvernement ;

Vu le décret présidentiel n° 05-161 du 22 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 1er mai 2005 portant nomination des membres du Gouvernement ;

Vu le décret exécutif n° 93-160 du 10 juillet 1993 réglementant les rejets d'effluents liquides industriels ;

III.5.2.3. Tableaux des normes des rejets liquides :

En annexe de ce décret on trouve des tableaux qui représentent les Valeurs limites des paramètres de rejets d'effluents liquides industriels et tolérance à certaines valeurs limites des paramètres de rejets d'effluents liquides industriels selon les catégories d'installations.

Tableau III -2 : Valeurs limites des paramètres de rejets d'effluents liquides industriels.

N°	Paramètres	Unité	Valeurs Limites	Tolérances aux valeurs limites anciennes installations
1	Température	°C	30	30
2	pH	-	6,5 - 8,5	2,5 - 4,8
3	MES	mg/l	35	40
4	Azote Kjeldahl	mg/l	30	40
5	Phosphore total	mg/l	10	15
6	DCO	mg/l	120	130
7	DBO5	mg/l	35	40
8	Aluminium	mg/l	3	5
9	Substances toxiques bioaccumulables	mg/l	0,005	0,01
10	Cyanures	mg/l	0,1	0,15
11	Fluor et composés	mg/l	15	20
12	Indice de phénols	mg/l	0,3	0,5
13	Hydrocarbures totaux	mg/l	10	15
14	Huiles et graisses	mg/l	20	30
15	Cadmium	mg/l	0,2	0,25
16	Cuivre total	mg/l	0,5	1
17	Mercuré total	mg/l	0,01	0,05
18	Plomb total	mg/l	0,5	0,75
19	Chrome Total	mg/l	0,5	0,75
20	Etain total	mg/l	2	2,5
21	Manganèse	mg/l	1	1,5
22	Nickel total	mg/l	0,5	0,75
23	Zinc total	mg/l	3	5
24	Fer	mg/l	3	5
25	Composés organiques chlorés	mg/l	5	7



Figure III -27 : le taux de fer avec spectrophotomètre

Tableau III -3 : Tolérance des valeurs limitent des paramètres de rejets d'effluents liquides industriels pour le raffinage du pétrole (Industrie de l'énergie).

Paramètres	Unité	Valeurs Limites	Tolérances aux valeurs limites anciennes installations
Débit d'eau	m ³ /t	1	1,2
Température	°C	30	35
pH	-	5,5 - 8,5	5,5 - 8,5
DBO ₅	mg/l	25	30
DCO	mg/l	100	120
MES	mg/l	25	30
Azote total	mg/l	20	25
Huiles et graisses	mg/l	15	20
Phénol	mg/l	0,25	0,5
Hydrocarbures	mg/l	5	10
Plomb	mg/l	0,5	1
Chrome 3+	mg/l	0,05	0,3
Chrome 6+	mg/l	0,1	0,5

III.6. Traitement des eaux huileuses :

III .6.1.Introduction:

Pollution des eaux est un des problèmes environnementaux les plus importants. Parmi les sources qui provoquent le problème de pollution ; les eaux usées issues de l'agriculture et des procédés industriels, ainsi que les eaux usées domestiques.

Il existe de nombreuses substances qui peuvent détériorer la qualité de l'eau ce qui veut dire les polluants de l'eau, tels que, la matière organique en provenance généralement des eaux usées domestiques, les produits chimiques des eaux usées industrielles. Certaines substances précieuses, telles que le sucre, la farine, l'huile, vont devenir de gros polluants lorsqu'ils sont rejetés dans les plans d'eau. Parmi les différents types de polluants, les hydrocarbures ou les huiles est l'une des plus graves polluants en raison de ses propriétés intrinsèques.

III .6.2. Les effets néfastes des hydrocarbures sur l'environnement :

Des exemples d'effets néfastes des hydrocarbures (ou les huiles) lorsqu'elles sont déchargées dans les rejets des eaux vers l'environnement peuvent être résumées comme suit;

- ✓ Une petite quantité d'huile peut causer des odeurs et le goût désagréable, ainsi l'eau peut ne pas être utilisée dans le système de production de l'eau potable. Les hydrocarbures, sont connus pour leur propriété cancérigène.
- ✓ Présence d'huile ou d'hydrocarbures sous forme visible à la surface de l'eau est répréhensible du point de vue esthétique (Pollution visuel).

- ✓ Pour les écosystèmes, la couche d'huile flottante est dangereuse car elle peut nuire directement les animaux aquatiques tels que les poissons et les oiseaux aquatiques. Elle peut détruire les algues et ainsi détruire les sources de nourriture des animaux aquatiques [12].
- ✓ Même si l'huile est biodégradable, il contribue à la demande biologique en oxygène (DBO) importante.
- ✓ Une petite quantité d'hydrocarbures peut se propager sur une large zone de la surface de l'eau. API rapporte que seulement 40 litres d'huile peuvent couvrir 1 km² de la surface de l'eau sous forme de visible film. Il peut nuire à la photosynthèse et le transfert d'oxygène et provoque donc un effet préjudiciable au marine ou l'écologie de l'eau.
- ✓ L'hydrocarbure contribue à la demande biochimique en oxygène très élevé (DBO) et est relativement difficile pour la biodégradation, qui est autoépuration (ou auto purification) naturelle principale processus. Ainsi, il peut durer relativement longtemps dans l'eau et causer des effets à long terme [13].

À cet effet, il est obligatoire de séparer ou enlever l'huile des eaux usées avant de les jeter. Dans Un Pays européens, standard pour les hydrocarbures dans les effluents est normalement de 5 mg/l et 10 mg/l pour l'Algérie. La première étape de la conception de traitement des eaux usées huileuses est d'avoir des bonnes connaissances de base sur les types et les caractéristiques des eaux huileuses.

III .6.3.Les procédés de traitement des eaux résiduaires huileuses :

Le traitement des eaux résiduaires huileuses est l'un des sujets de recherche majeurs de plusieurs laboratoires. L'hydrocarbure ou l'huile peut avoir la valeur où il va être récupérée ou recyclée à condition où il peut être séparé de l'eau. En cet effet, Il y a plusieurs études sur les techniques, les procédés et les innovations de la séparation huile/eau. Chaque étude peut être appropriée à certaine condition de l'opération ou certain caractéristique des eaux résiduaires.

Les procédés de traitement des eaux résiduaires huileuses sont :

III.6.4. L'Écrémeur déshuileurs :

Ce dispositif est développé pour récupérer sélectivement la couche d'huile de la surface de l'eau sans entraînant de l'eau avec lui. On a trouvé que le moyen pour réaliser la bonne sélection d'huile dépend de l'énergie de surface ou de la tension superficielle critique du matériel écrémeur. Le matériel avec la basse tension superficielle critique convient à être utilisé comme matériel écrémeur [13].

Les modèles mathématiques de deux types d'écrémeur : le tambour et le disque déshuileurs sont comme suit :

Pour le tambour déshuileur,

$$P = [(3,035 \cdot D^{1.541} \cdot N^{1.541} \cdot v_o^{0.486} \cdot L) / g \cdot 0,514] [m^3/s]$$

Pour le disque déshuileur,

$$P = [(3,464 \cdot N^{1.541} \cdot v_o^{0.486} \cdot L) / g \cdot 0,514] \cdot [(0,5 \cdot D)^{2.54} - (0,5 \cdot D - 1)^{2.54}] [m^3/s]$$

Où

P = Productivité en huile du tambour ou du disque (relative à une surface m³/s)

D = Diamètre du tambour ou du disque (m)

N = Vitesse de rotation (rev/s)

ν_0 = Viscosité cinématique de l'huile (m^2/s)

L = Largeur du tambour (m)

I = Hauteur d'immersion totale du disque dans le liquide (m), $I \leq D/2$.

g = Accélération de la pesanteur (m/s^2)

γ_0 = Tension superficielle tension de l'huile (kg/s^2 or $N/m = 1000$ dyne/cm)

Les modèles sont valides dans ces hypothèses ;

- La tension superficielle de l'huile est dans l'intervalle de 27 à 34 dynes/cm, ce qui couvre pratiquement toute huile ordinaire.
- Le nombre capillaire ($Ca = \mu_0 V/\gamma_0$) est de 0.04 à 3.6.
- La densité de l'huile est d'environ 0.79 à 0.83 kg/m^3 . La viscosité dynamique d'huile expérimentée est entre 1.35×10^{-3} et 291×10^{-3} (N.s)/ m^2 (1.35_291 cp).
- Pour le tambour déshuileur, la vitesse périphérique ne devrait pas être supérieure de 0.8 m/s. En fin d'éviter l'entraînement d'eau, la vitesse de 0.44 m/s ou moins est recommandée.
- Pour le disque déshuileur, la vitesse périphérique ne devrait pas être supérieure de 1.13 m/s. En fin d'éviter l'entraînement d'eau, la vitesse de 0.5 m/s ou moins est recommandée.

Les modèles se prouvent valides pour les écrémeurs faites de SS, PP, PVC (Polychlorure de vinyle) et PTFE (polytétrafluoroéthylène)

III.7. Traitement des eaux de production de CSC :

A-Objectif :

Le système 44 a pour but de flasher les eaux produites et les envoyés ensuite vers le séparateur CPI, Ce système assure aussi une récupération des hydrocarbures et les envoyés vers le drainage fermé (système 57).

B-Procédé :

Ballon de flash des eaux de production (4K0-VD-44-01) récupère :

- Les eaux de production des trois séparateurs (MP, BP et TBP) du système 20.
- L'eau du séparateur (P10-VA-21-03) associé à la tête de la colonne de stabilisation (P10-CB-21-01).
- L'eau de lavage du brut issue des dessaleurs (P10-VA-21-01/02).
- L'eau récupérée au niveau du système 57 (du ballon de drain fermé (0C1-VL-57-01)).

Le ballon de flash des eaux de production assure la désorption du gaz contenu dans l'eau et la séparation entre les hydrocarbures/eau par décantation.

Ce ballon jouera pleinement son rôle de séparateur, lors de fonctionnements dégradés des autres équipements, Alors il récupère une quantité importante d'huile.

L'eau séparée est envoyée vers le séparateur CPI (0C2-UO-56-01) pour d'avantage traitement jusqu'à une teneur en hydrocarbure de 10 ppm, ensuite l'eau traitée est envoyée vers les quatre bassins d'évaporation (193-RP-56-01A/B/C/D).

L'huile récupérée du ballon (4K0-VD-44-01) est dirigée vers le ballon de drains fermés (0C1-VL-57-01) et le gaz produit est envoyé à la torche BP.

Un maintien de pression au gaz combustible est réalisé au niveau du ballon (4K0-VD44-01) afin d'éviter la présence d'oxygène dans le procédé.

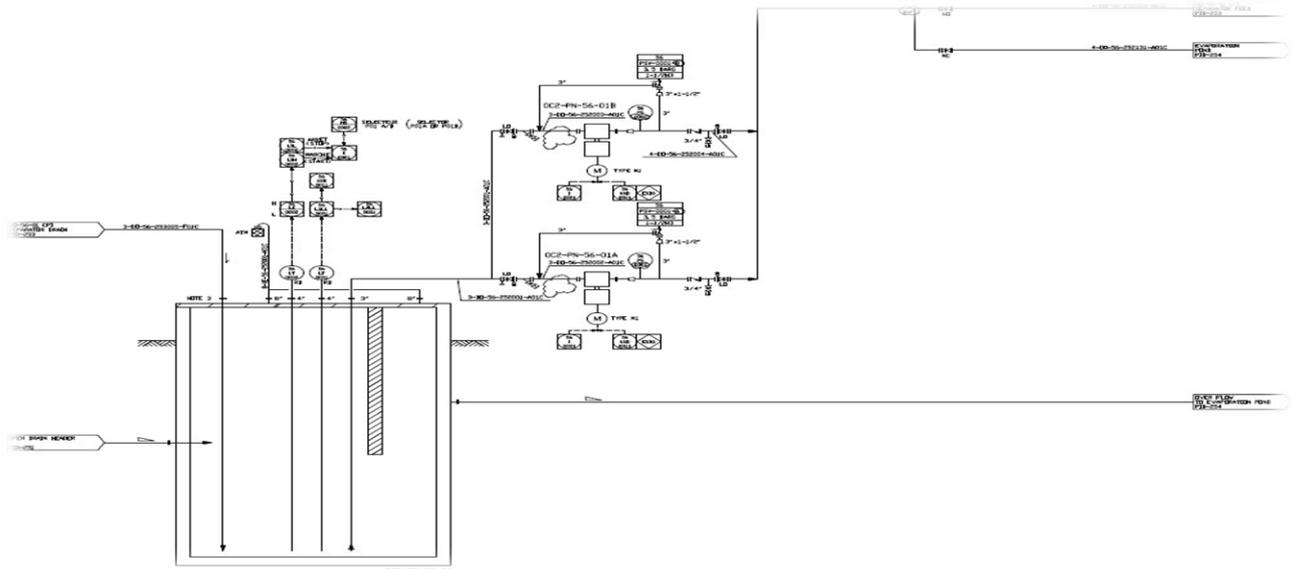


Figure III -28 : Bassin tampon-CSC

- Un package séparateur type CPI (0C2-UO-56-01) ;
- Deux pompes de drainage ouvert (0C2-PN-56-01A/B) ;
- Deux pompes de transfert des eaux traitées (0C2-PA-56-02A/B) ;
- Quatre bassins d'évaporation (193-RP-56-01A/BC/D).

Dans les cas extrêmes comme le cas de forte pluie ou d'incendie important, qui en résulte des eaux en excès dans le bassin tampon. Ces eaux seront évacuées par sur verse vers les bassins d'évaporation.

Au moyen d'une vanne TOR (56LV0003), l'huile récupérée lors de la séparation (au niveau de séparateur CPI) est envoyée vers le ballon de drainage fermé (0C1-VL-57-01).

En cas d'indisponibilité de ce séparateur CPI, l'eau peut être envoyée directement vers les bassins d'évaporation (fermeture vanne (44LDV0001), ouverture vanne (44LDV0002)).

La partie la plus importante se trouve dans le système 56, c'est le séparateur CPI (Corrugated Plate Interceptor), qui assure le rôle final de traitement des eaux huileuses avant de les envoyer vers les quatre bassins d'évaporation, en réalité les eaux traitées doivent avoir une teneur de 10 ppm en hydrocarbures à la sortie de CPI, mais les valeurs mesurées actuellement ne correspondent pas à cette norme.

Après suivie, analyses et étude expérimentale de l'ensemble de l'unité de traitement des eaux huileuses de CSC. J'ai constaté que le CPI actuel est sous-dimensionné, c'est-à-dire qu'il ne peut pas atteindre une efficacité de séparation d'huile optimale et selon l'inclinaison de plaques (45°) le CPI ne peut pas recevoir des quantités importantes des boues.

III.7.1.Teneur en hydrocarbures des eaux après traitement :

Le tableau ci-dessous représente le suivi de rejet des eaux huileuses de CSC, c'est à dire les analyses des eaux traitées en provenance de CPI et en destination vers les bassins d'évaporation.

Ces analyses sont basées sur les valeurs du pH et les teneurs en hydrocarbures dans les eaux traitées.

Tableau III -4 : Analyses des eaux huileuses à la sortie de CPI (travail sur laboratoire de CSC)

Durée	Teneur en HC [mg/l]	pH	DCO [mg/l]	MES [mg/l]
1^{er} jour	183	5.6	800	Trace
2^{ème} jour	46.2	5.77	600	Trace
3^{ème} jour	31.4	5.78	800	Trace
4^{ème} Jour	202	5.94	/	/
5^{ème} Jour	120	6.01	/	/
6^{ème} Jour	198	5.7	/	/

III. 8. Caractéristiques des eaux huileuses (CSC) :

Q' : Débit des eaux huileuses

$$Q' = 53 \text{ m}^3/\text{h}$$

Q : Débit nominal. $Q = 80 \text{ m}^3 / \text{h}$

d_E : Densité de l'eau $d_E = 0.996$

d_H : Densité de l'huile (hydrocarbures) $d_H = 0.9$ (Désigné par JGC)

En réalité la densité est de 0.76, pour les calculs qui suivent je prends la densité réelle.

Hc : Concentration des hydrocarbures dans l'eau en [ppm] (à l'entrée de CPI).

Hc = 2000 ppm

$T_{\text{Min}} / T_{\text{Max}}$ = Température minimale et maximale

$T_{\text{Min}} = 20 \text{ C}^\circ$

$T_{\text{Max}} = 60 \text{ C}^\circ$

P : Pression opératoire, $P = 1 \text{ atm}$

D : Diamètre de la gouttelette d'huile estimé par JGC (hydrocarbure) à l'entrée de CPI

$D = 500 \text{ }\mu\text{m}$

L'équation de Stokes est la base sur laquelle repose la conception (dimensionnement) des séparateurs eau-huile.

Une eau de production peut donc typiquement contenir :

- MES : minérales (argiles, silice, différents précipités minéraux de calcium, de sulfate et de fer..) et organiques (émulsions résiduelles, bactéries, asphaltées...)
- des sels dissous de différentes natures
- des métaux lourds et radioactifs
- des produits organiques dissous : hydrocarbures (notamment BTEX, HAP, phénols et naphthalènes
- des bactéries et des résidus de l'activité bactérienne (bio film, FeS , etc.)
- des gaz dissous (CO_2 , O_2 , H_2S , etc.)

Ces eaux sont par conséquent corrosives, instables, huileuses mais sont également biologiquement actives, toxiques et leur salinité peut atteindre la saturation [14].

Après le dessalement les eaux produites vont être dirigées vers un bassin d'évaporation ces bassins vont permettre de supprimer environ 80% de l'huile libre de l'eau huileuse avec des particules d'une taille de plus de $150 \text{ }\mu\text{m}$.



Figure III -29 : arriver d'eau à partir d'un CPI au bassin d'évaporation

III .8.1.Bassin d'évaporation :

Dans la station CSC en a quatre bassin evaporation chaqu'un et d'une longueur 142,5 metre et d'une largeur 128,5 metre la grand largeur des bassin permet de contenire de grand quantiter d'eau rejet la hauteur du fond de bassin vers la surface et de 2 metre . Pour eviter la penetration des pollutant et la contamination des nappe des surface sous terrain d'aborde il faut metre une couche de tuff de 150 mm d'epaisseur ensuite au dessous en met une couche membrane d'une epaisseur 0.075 mm au dessous de cette couche en va metre une autre couche de tuff de 200 mm d'epaisseur et a la fin en mis une couche de beton de 50 mm epaisseur ces composants doit et mis de facon qu'il va atteindre parogressivement apres 3 metre la profondeur de 2 metre sa va permettre au sediment qui trouve dans eau apre decantation de d'accumuler dans une zone specifique

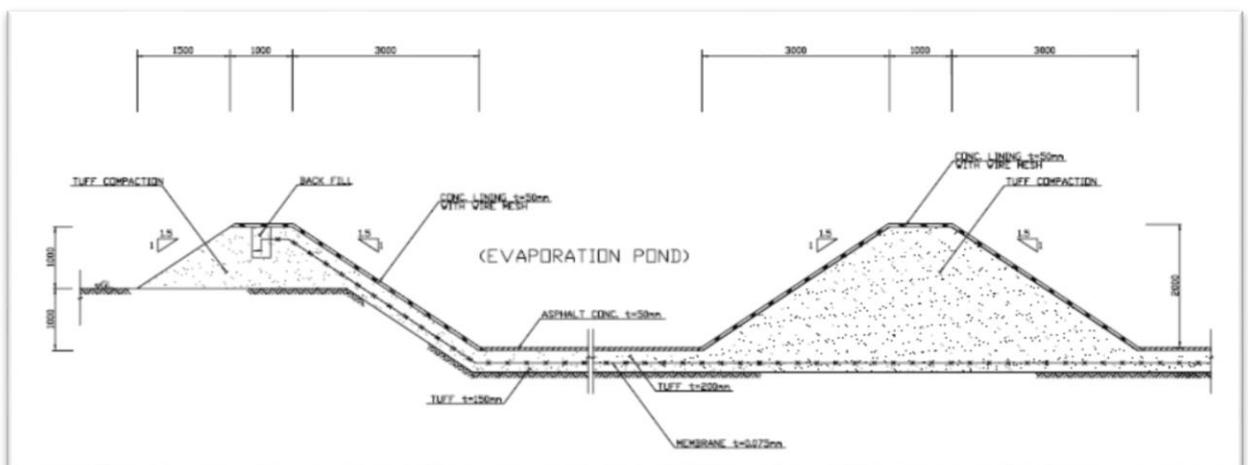


Figure III -30 : plan d'instalation d'un bassin d'évaporation [15].

Le bassin depend de phenomene d'évaporation , L'évaporation est un processus naturel de transformation de l'eau sous forme liquide en vapeur d'eau dans l'air. L'évaporation depend de l'humidité locale, de la température et du vent. Les climats plus secs favorisent généralement l'évaporation comme technique de gestion des déchets. Cette fiche d'information décrit plusieurs façons d'éliminer l'eau produite par évaporation.

Les taux d'évaporation dépendent de la taille et de la profondeur de l'bassin et des caractéristiques de l'influent. Par exemple, dans les régions semi-arides, l'air chaud et sec

qui se déplace à partir d'une surface terrestre entraînera des taux d'évaporation plus élevés pour les petits bassins.

Après une certaine période eau va évaporer et tout ce qu'il va rester et une quantité de brute et de sel sous forme solide.

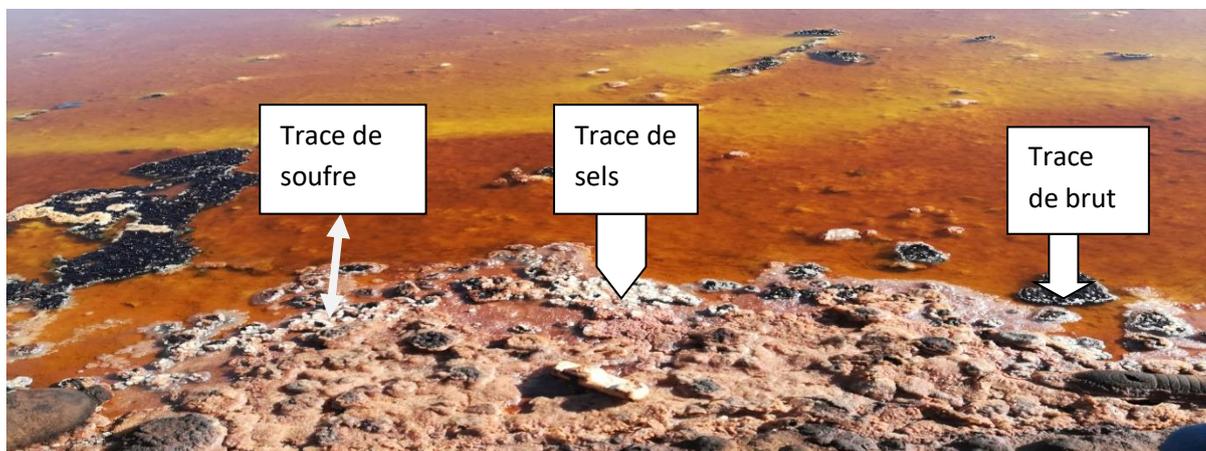


Figure III -31 : sediment restant au fond de bassin apres vaporisation d'eau

Un problème potentiel posé par les bassins d'évaporation provient de leur attrait pour la sauvagine migratrice. Si les bassins d'évaporation contiennent du pétrole ou d'autres hydrocarbures à la surface, les oiseaux qui atterrissent dans les bassins pourraient se couvrir d'huile et subir des dommages. Couvrir les bassins avec des filets permet d'éviter ce problème.



Figure III -32: formation couche brute a la surface de bassin evaporation

III. 8.2.Conclusion :

On remarque que la majorité des valeurs sont hors normes de moins de 10 ppm, ce qui signifie que les trois unités de traitement des eaux huileuses ne fonctionnent pas correctement, ainsi que la qualité des rejets liquides non conforme aux exigences et règlements algériens.

CHAPITRE IV

Partie calcul et interprétation des résultats

IV. Problématique :

L'entraînement d'eau émulsionnée, les sels et les sédiments dans le brut est un problème majeur qui endommage les équipements dans les usines de traitement de brut. Le dessalage dans ces unités est une opération nécessaire pour purifier le produit d'une part et de prévenir contre la corrosion et le bouchage des équipements d'autre part, néanmoins plusieurs paramètres réagissent sur cette opération.

L'objectif de l'unité de dessalage au niveau du centre de séparation et de compression (CSC) est l'élimination par lavage à l'eau salinée des sels minéraux présents dans le brut afin d'atteindre les spécifications requise (salinité ≤ 40 ppm). Mais vu que les paramètres de marche sont différents de ceux prévus par le design, en particulier la température qui a changer de 65°C à 45°C, l'efficacité des dessaleurs a diminuée, ce qui fut confirmé par les calculs.

Dans ce chapitre on va présenter les données et les résultats du calcul, les étapes sont les suivantes :

- Faire les analyses de la salinité, la teneur en eau WC, le BSW, la viscosité et la densité du brut.
- Le bilan matière au niveau de chaque étage du dessaleur dans le cas design et actuel.
- Calcul de la vitesse de décantation.
- Calcul des caractéristiques électriques du dessaleur.
- L'efficacité du dessaleur et du dessalage dans le cas actuel et dans le cas design.
- Optimisation.*
- Etude expérimentale des paramètres de dessalage.
- Calcul du gain apporté par l'optimisation de la quantité de dés émulsifiants.

IV .1.Caractéristiques générales du pétrole brut et du dessaleur avec cas design et cas actuel :

IV .2.Calcul et vérification :

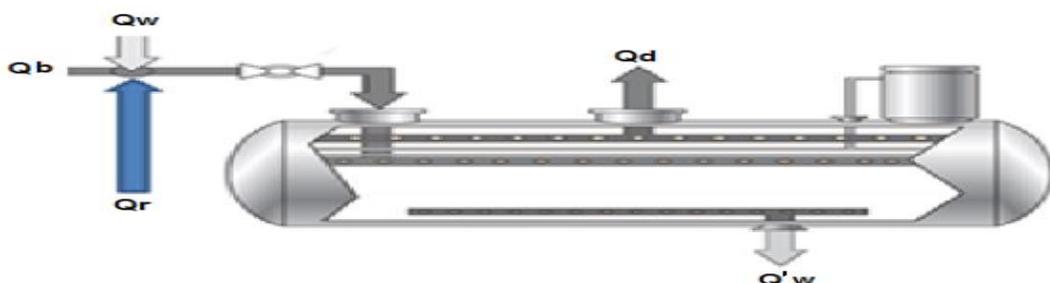
Tableau IV-1 : Caractéristiques générales du pétrole brut et du dessaleur [16]

GRANDEURS	Cas design		Cas actuel	
	1 ^{er}	2 ^{ème}	1 ^{er}	2 ^{ème}
	étage	étage	étage	étage
<u>1- Pétrole brut :</u>				
- Débit alimentation (m ³ /h)	55,13	52,61	28,5	27,69
- Viscosité du brut (Cp)	0,4631	0,4298	0,4298	0,4290
- Teneur en sel à l'entrée (ppm)	2087	703	1930	881
- Teneur en sel à la sortie (ppm)	550	40	284,5	69,3
- BSW à l'entrée (%)	5	0,2	3,3	0,51
- BSW à la sortie (%)	0,2	0,2	0,51	0,46
- WC à l'entrée (%)	5	0,2	3,3	0,51
- WC à la sortie (%)	0,2	0,2	0,51	0,46
<u>2-Eau process :</u>				
- Densité d'eau produite (kg/m ³)	1040	1040	990,96	991,72
- Viscosité d'eau produite (CP°)	0,4631	0,4631	0,4298	0,4298
- Taux de lavage(%)	3	7	3	7
- Taux de recyclage (%)	5	10	5	10
- Salinité d'eau produite (ppm)	1400	1400	1053	1053
- débit de dés émulsifiant (l/h)	0,6	-	0,6	-
<u>3-Dessaleur :</u>				
- Pression de service (bar)	16	14,9	16	15
- Température de service (°C)	65	64	46,2	44,9

IV.3.Commentaire :

Pour le cas design, le traitement se fait pour des conditions extrêmes d'un BSW et une teneur en sel à l'entrée du dessaleur supérieur à celles du cas actuel, les analyses de laboratoires montrent que la salinité et le BSW à la sortie des deux étages de dessaleur sont élevés par-apport à ceux du cas design.

IV.4.Bilan matière :

**Figure IV-1: Schéma simplifié du bilan dans un dessaleur**

Le bilan de matière de dessalage est:

$$Qb + Qw + Qr = Qd + Q'w$$

$$Q_b = Q_e(1 - WC_e)$$

$$Q_w = XQ_e$$

$$Q_r = YQ_e$$

$$Q_p = Q_e + Q_w + Q_r - Q_d$$

$$WC_s = \frac{Q_{eau}}{Q_d} = (Q_d - Q_b)/Q_d$$

$$WC_s Q_d = Q_d - Q_b$$

$$Q_b = Q_d(1 - WC_s)$$

$$Q_d = Q_b/(1 - WC_s)$$

$$Q_d = Q_b \left(1 + \frac{WC_s}{1 - WC_s} \right)$$

Avec :

Q_e : Débit Total du brut à l'entrée.

Q_b : Débit du brut pur.

Q_w : Débit d'eau de lavage.

Q_r : Débit d'eau de recyclage.

Q_p : Débit d'eau de purge.

WC_e : Le pourcentage d'eau dans le brut à l'entrée du dessaleur.

WC_s : Le pourcentage d'eau dans le brut à la sortie du dessaleur.

Les calculs des débits dans le cas design et cas actuel sont résumés dans le tableau IV.2 ci-dessous :

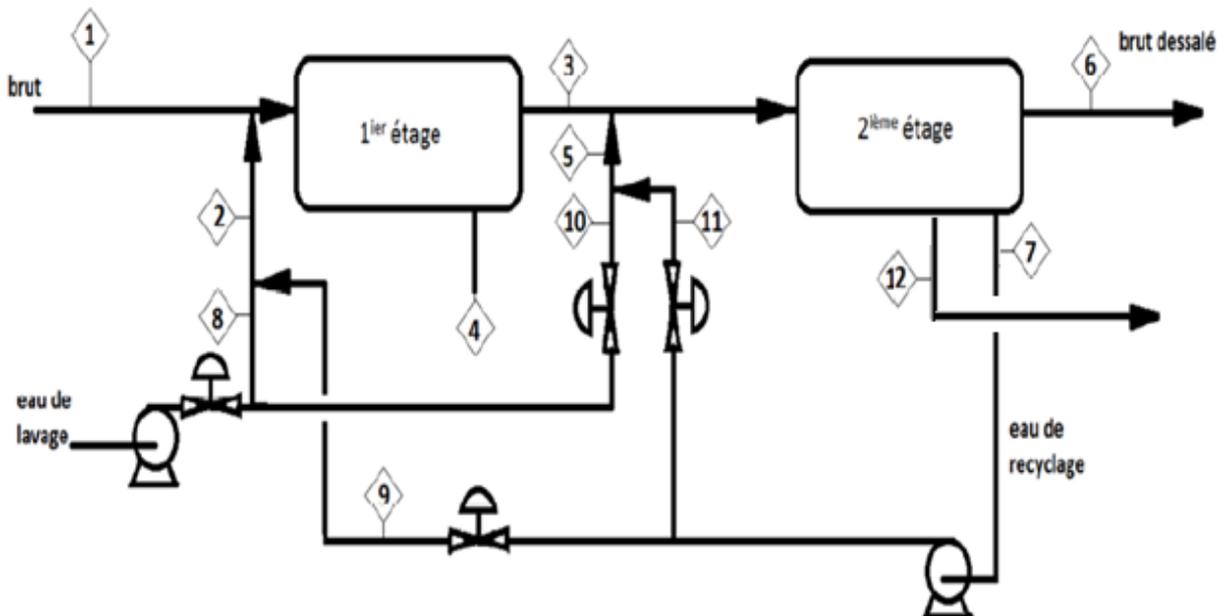


Figure IV-2: Schéma de système du dessaleur a deux étages

Tableau IV-2: Regroupement des débits du cas design et cas actuel

	Cas design			cas actuel		
	Débit total (m ³ /h)	Débit de brut (m ³ /h)	Débit d'eau (m ³ /h)	Débit total (m ³ /h)	Débit de brut (m ³ /h)	Débit d'eau (m ³ /h)
1	55,13	52,50	2,63	28,5	27,56	0,94
2	4,20	-	4,20	2,20	-	2,20
3	52,61	52,50	0,11	27,7	27,56	0,85
4	6,72	-	6,72	3,00	-	3,00
5	8,93	-	8,93	4,69	-	4,69
6	52,61	52,50	0,11	28,5	27,56	0,13
7	7,88	-	7,88	4,13	-	4,13
8	1,58	-	1,58	0,83	-	0,83
9	2,63	-	2,63	1,38	-	1,38
10	3,68	-	3,86	1,93	-	1,93
11	5,25	-	5,25	2,75	-	2,75
12	1,05	-	1,05	0,57	-	0,57

IV.5 .Commentaire :

D'après le tableau les débits pour le cas design sont supérieurs aux débits du cas actuel car la quantité de brut traitée par l'unité est plus faible que celle prévue par le design. En effet, le nombre des puits exploités dans la région a augmenté de 06, et la composition du brut a changé avec le temps, il est devenu plus léger.

IV.6.Taux de lavage :

Le taux de lavage dépend du débit de l'eau utiliser pour le lavage de brut et le débit de brut à traiter en le résume dans la relation suivante :

$$\text{Taux de lavage} = \frac{\text{Débit eau de lavage}}{\text{Debit de brut a traiter}}$$

- Pour 1^{er} étage dessaleur :

$$\text{Débit eau de lavage} = 0.94 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\text{Debit de brut a traiter en 1^{ere} dessaleur} : 28,5 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$T_L = \frac{0,94}{28,5} = 3.3\%$$

- Pour 2^{ème} étage dessaleur :

$$\text{Débit eau de lavage} = 1,94 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\text{Debit de brut a traiter en 1^{er} dessaleur} : 28,5 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$T_L = \frac{0,85}{28,5} = 3\%$$

Pour le cas design, le traitement se fait pour des conditions extrêmes d'un BSW et une teneur en sel à l'entrée du dessaleur supérieur à celles du cas actuel, les analyses de laboratoires montrent que la salinité et le BSW à la sortie des deux étages de dessaleur sont élevés par-apport à ceux du cas design.

IV.6.1 Calcul de la vitesse de décantation:

D'après la Formule de STOKES

$$V_d = \left[\frac{1}{18} g \frac{(\rho_e - \rho_b)}{\rho_b} \cdot \frac{D^2}{\nu_c} \right]$$

Avec :

V_d : Vitesse de décantation (m/s) ;

ρ_e : Densité de phase dispersée (eau) ;

ρ_b : Densité de phase contenue (brut) ;

D : Diamètre de la particule d'eau ;

g : Accélération de la pesanteur (9,81 m/s²).

Nous commençons par le calcul du coefficient de résistance.

IV.6.2. Calcul du diamètre des gouttelettes d'eau :

En supposant que la taille minimale requise de gouttelettes qui doivent être décantées est une fonction seulement de viscosité de l'huile, les équations ont été développées en corrélation de la taille des gouttelettes et la viscosité dynamique de l'huile (Thro et Arnold, 1994). Les auteurs ont utilisé les données avec des teneurs d'eau de 1% [17].

Le calcul de la taille des gouttelettes a été corrélé avec la viscosité de l'huile. On a eu la formule suivante pour les séparateurs électrostatiques :

$$d_{m(1\%)} = 170 \cdot \nu^{0,4}$$

Les mêmes auteurs ont également étudié l'effet de la teneur en eau sur la taille des gouttelettes. Les données ont été utilisées pour calculer la taille des gouttelettes en fonction de la teneur en eau de sortie, résultant la formule suivante :

$$d_p = d_{m(1\%)} \cdot W_c^{0,33}$$

$d_{m(1\%)}$: Diamètre minimum des gouttelettes d'eau en (µm) qui doit être décantée pour avoir un BSWs de 1%.

ν : viscosité dynamique de l'huile (CP).

d_p : Diamètre minimum de la gouttelette d'eau qui doit être décantée pour un BSWs donnée.

WC : Teneur en eau sortie voulue.

Les résultats du calcul du diamètre de la gouttelette d'eau sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Tableau IV-3 : Regroupement des résultats du calcul du diamètre de la gouttelette d'eau

Données		t (C°)	P (bar)	ρ (kg/m ³)	μ (CP)	V_c Cts	WC (%)	$d_{m(1\%)}$ (μm)	$D_p \cdot 10^{-4}$ (m)
Cas design	premier étage	65	16	799,20	1,20	1,5015	0,2	182,86	1,080
	deuxième étage	64	14,9	799,21	1,21	1,5016	0,2	182,86	1,080
Cas actuel	premier étage	46.2	16	755.40	1.18	1.600	0.51	183.38	1.467
	deuxième étage	44.9	15	757.00	1,22	1.650	0.46	185.82	1.438

IV.6.3. Calcul de coefficient de résistance :

On détermine le coefficient de frottement (φ), en fonction du nombre de Reynolds (Re).

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

Ou :

V_d = Vitesse de décantation.

D_p = Diamètre de la particule d'eau.

ν_c = Viscosité cinématique du pétrole.

Aussi le coefficient de résistance dépend du régime d'écoulement comme mentionné dans le Tableau si dessous :

Tableau IV-4 : Valeur du 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	$Re \geq 500$	44

Pour calculer la vitesse de décantation, on doit introduire dans l'équation de la vitesse de décantation, la valeur « », correspondant au régime hydraulique, le régime lui-même est une fonction du nombre de Reynolds qui se détermine à partir de la vitesse de décantation. On fixe le régime provisoirement et après avoir calculé la vitesse de décantation, on vérifie si le régime fixé est bien, celui qui convient.

Donc : Soit le régime est un régime laminaire ; donc on trouve que : $\varphi = Re / 24$.

Alors, l'équation devient :

$$V_d = \left[\frac{1}{18} g \frac{(\rho_e - \rho_b)}{\rho_b} \cdot \frac{D^2}{\nu_c} \right]$$

Pour pouvoir déterminer la viscosité de la phase continue à la température du dessalage, il faut d'abord déterminer la viscosité de cette dernière à deux températures différentes :

- **Cas design**

D'après un tableau de référence trouvé au niveau du laboratoire du CSC

Tableau IV-5 : Variation de la viscosité de brut en fonction de la température pour le cas design

T(c°)	15	20	40	60	80	100
Viscosité (CP)	2,69	2,25	1,64	1,26	1,08	0,91

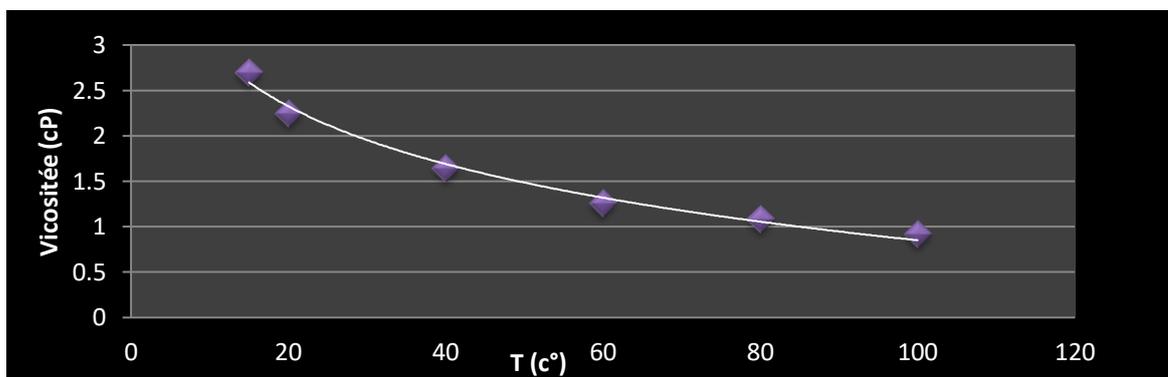


Figure IV-3 : Variation de la viscosité en fonction de la température

Par Projection :

$$\mu_c^{65} : 1.20 \text{ Cp (mPa .S)}$$

$$\mathbf{Vc65} : 1.5015 \text{ cst}$$

$$\mu_c^{64} : 1.21 \text{ CP (mPa .S)}$$

$$\mathbf{Vc64} : 1.5016 \text{ cst}$$

Cas actuel :

Le 08/03/2018 : on a fait des analyses au niveau du laboratoire pour déterminer la viscosité actuelle du brut.

- - La viscosité trouvé au laboratoire à 20°C est de : 20°C= 2.52 cst .
- La viscosité trouvée au laboratoire à 40°C est de 40°C= 1.71 cst.

D'après la formule de GROSS [25] :

$$\text{Log} (\mathbf{Vc T1} / \mathbf{Vc T2}) = R \text{ log} (T2 / T1) \quad (\text{V-5})$$

Avec R : le coefficient de résistance

$$R = \text{Log} (\mathbf{Vc T1} / \mathbf{Vc T2}) / \text{Log} (T2 / T1) = \text{Log} (\mathbf{Vc 20} / \mathbf{Vc 40}) / (\text{Log} 40 / 20)$$

$$\text{AN: } R = \text{Log} (2.52 / 1.71) / (\text{Log} 40 / 20)$$

$$\mathbf{R=0.559}$$

□ La viscosité cinématique dans le cas actuel à 44.9°C est déterminée par la formule de Gross :

$$\text{Log} (\mathbf{Vc 20} / \mathbf{Vc 44.9}) = R \text{ log} (44.9 / 20)$$

$$\text{Log} \mathbf{Vc 44.9} = \text{Log} \mathbf{Vc 20} - R \text{ log} (44.9 / 20)$$

$$V_c 44.9 = 1.65 \text{ cst.}$$

$$\mu 44.9 = 1.22 \text{ Cp.}$$

La viscosité cinématique dans le cas actuel à 46.2°C est déterminée par la formule de Gross :

$$\text{Log}(V_c 20 / V_c 46.2) = R \log(46.2 / 20)$$

$$\text{Log } V_c 46.2 = \text{Log } V_c 20 - R \log(46.2 / 20)$$

$$V_c 46.2 = 1.60 \text{ cst.}$$

$$\mu 46.2 = 1.18 \text{ CP.}$$

Tableau IV-6 : Variation de la viscosité du brut en fonction de la température pour le cas actuel :

T(c)	20	40	44.9	46.2
V_c (cst)	2.52	1.71	1.65	1.60

IV.6.4. Détermination de la densité à température de service :

La méthode utilisée pour la détermination de la densité à 80°C d'huile consiste :

- déterminer par analyse la densité de la phase continue à la température 20°C
 $d^{20} = 0,7755$
 $d^{15} = 0,7795$.
- La densité à une température quelconque est donnée par la formule suivante :
 Avec : $d^t_4 = d^{20} - \alpha (t-20)$

α : Coefficient caractérisant la variation de la densité en fonction de la température.

$$\alpha = 0,001828 - (0,00132 \times d^{20})$$

$$d^{15} = d^{20} + 5 \alpha$$

$$\alpha = 8.00 \times 10^{-4}$$

- **Cas design : [18]**

- La densité à 65 C° = 799.20 kg/m³
- La densité a 64 C° = 799.21 kg/m³

- **Cas actuel :**

$$d(46.2^\circ\text{C}) = 0.7755 - 8.10^{-4}(46.2-20) = 0.7554 \text{ kg/m}^3$$

$$d(44.9^\circ\text{C}) = 0.7755 - 8.10^{-4}(44.9-20) = 0.7570 \text{ kg/m}^3$$

Tableau IV-7 : Résultats du calcul des caractéristiques du brut et l'eau dans le cas design et cas actuel

Données		t	ρ_b	ρ_e	μ	V_c	$D_p \cdot 10^{-4}$
		(C°)	(kg/m ³)	(kg/m ³)	(cp)	(cts)	(m)
Cas design	premier étage	65	799.20	1040	1,20	1.5015	1.080
	deuxième étage	64	799.21	1040	1,21	1.5016	1.080
Cas actuel	premier étage	46.2	755,4	990.96	1,18	1.65	1.484
	Deuxième étage	44.9	757,5	991.72	1,22	1.60	1.456

Tableau IV-8 : Résultats du calcul de la vitesse de décantation et le nombre de Reynolds

$V_d = \left[\frac{1}{18} g \frac{(\rho_e - \rho_d)}{\rho_d} \cdot \frac{D^2}{\nu c} \right]$	Cas design		Cas actuel	
	1 ^{er} étage	2 ^{ème} étage	1 ^{er} étage	2 ^{ème} étage
Vitesse de décantation (m/s)	1,49 . 10 ⁻³	1,49 . 10 ⁻³	2,29 . 10 ⁻³	1,98 . 10 ⁻³
Reynolds (Re)	0.11	0.11	0.20	0.17

Le $Re \leq 0.2$ dans tout les cas de calcul, donc le régime est un **régime laminaire**.

IV.6.5. Calcul du temps de décantation:

On peut calculer le temps de décantation par la formule suivante :

$$T_d = \frac{h}{V_d}$$

Où :

T_d : Temps de décantation (sec).

h : Distance entre l'électrode basse et l'interface en (m).

V_d : Vitesse de décantation (m/sec)

Tableau IV-9 : Résultats du calcul du temps de décantation

Données		h(m)	V_d (m/s)	T_d (min)
Cas design	1 ^{er} étage	0.674	1,49 . 10 ⁻³	7,54
	2 ^{ème} étage	0.674	1,49 . 10 ⁻³	7,54
Cas actuel	1 ^{er} étage	0.674	2,29 . 10 ⁻³	4,90
	2 ^{ème} étage	0.674	1,98 . 10 ⁻³	5,76

IV.6.6. Calcul du temps de séjour:

Le temps de décantation est déterminé par la relation :

$$t_s = \frac{V}{Q_{Total\ entrant}}$$

Où :

t_s : Temps de séjour.

V : Volume de la capacité (m³)

Q_{total} : Débit volumique de la charge.

$Q_{Total\ entrant} = Q_b + Q_w + Q_r$

Q_r : Débit d'eau de recyclage. (m³/h)

Q_b : Debit de brut à dessaler (m³/h).

Q_w : Debit d'eau de lavage (m³/h).

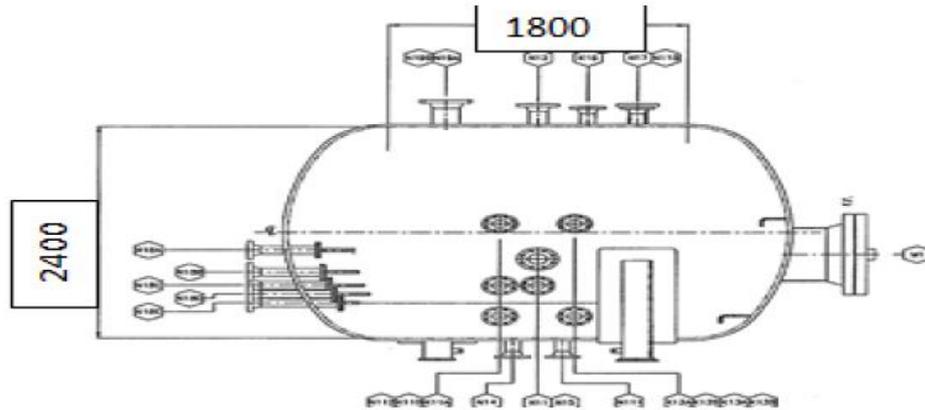


Figure IV-4: Dimensions du dessaleur

IV.6.7. Calcul du volume du dessaleur :

Volume Total : V1 + V2

V1 : Volume de la partie cylindrique.

V2 : Volume des deux hémisphères.

$$\text{Volume} = \frac{\pi D^2 L}{4} + \frac{4\pi D^3}{3 \times 8}$$

Tableau IV-10 : Calcul du volume du dessaleur [19]

Diamètre (mm)	Longueur (mm)	Volume (m ³)
2400	1800	11,76

Tableau IV-11: Résultats du calcul du temps de séjour

Données		Qw (m ³ /h)	Qb (m ³ /h)	Qr (m ³ /h)	QTotal (m ³ /h)	ts (min)
Cas design	1 ^{er} étage	1,26	55,13	2,1	58,49	12,06
	2 ^{ème} étage	2,94	52,61	4,2	58,75	11,81
Cas actuel	1 ^{er} étage	0,855	28,00	1,425	30,78	22,92
	2 ^{ème} étage	1,96	27,69	2,8	32,45	21,74

Les résultats du calcul de la vitesse de décantation, temps de décantation et temps de séjour sont représentés dans le tableau

Tableau IV-12 : Résultats du calcul de la vitesse de décantation, temps de décantation

Données		Vitesse de décantation (m/s)	Temps de décantation (min)	Temps de séjour (min)
Cas design	1 ^{er} étage	1,49 . 10 ⁻³	7,54	15,56
	2 ^{ème} étage	1,49 . 10 ⁻³	7,54	14,36
Cas actuel	1 ^{er} étage	2,43 . 10 ⁻³	4,62	22,92
	2 ^{ème} étage	1,66 . 10 ⁻³	6,76	21,74

IV.6.8. Interprétation des résultats :

Le temps de décantation est largement inférieur par rapport au temps de séjour, ce qui permet une bonne séparation. Cela permet d'éviter les risques d'entraînement de l'eau avec le brut, comme on remarque aussi que le temps de séjour pour le cas actuel est supérieur au temps de séjour du cas design ceci peut être expliqué par la diminution de la charge.

IV.7. Calcul de l'efficacité du dessaleur et de dessalage :

L'efficacité du dessaleur et celle du dessalage sont les paramètres qui conditionnent le rendement optimal du dessaleur. Ces deux termes peuvent être exprimés mathématiquement en fonction des différents paramètres intéressés dans le dessalage [20].

$$S_{opt} = \frac{BSW_s \times (S_e + \left(\frac{X \cdot S_L}{100}\right))}{BSW_e + X}$$

Où :

S_{opt} : Teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur mesurée en (mg/l).

S_e : Teneur en sel du brut à l'entrée du dessaleur mesuré en (mg/l).

S_L : Teneur en sel de l'eau injectée en (mg/l).

X : quantité d'eau injectée par rapport au brut mesurée en (% vol).

Les résultats du calcul de la teneur en sel théorique optimale du brut à la sortie du dessaleur sont représentés dans le tableau.

Tableau IV-13 : Résultat de la teneur en sel théorique optimale à la sortie du dessaleur

Données		BSW_e	BSW_s	S_e	S_L	$X(\%Vol)$	S_{opt}
Cas design	1 ^{er} étage	5	0,20	20873	1400	8	322,85
	2 ^{ème} étage	0,20	0,20	703	1400	17	10,94
Cas actuel	1 ^{er} étage	3,3	0,51	1930	1053	8	90,91
	2 ^{ème} étage	0,51	0,46	881	1053	17	27,85

IV.7.1. calculs efficacités du dessalage :

L'efficacité du dessalage est exprimée par la formule suivante :

$$E_{fficacité} = \frac{S_e - S_s}{S_e - S_{opt}} \times 100$$

Tableau IV-14 : Résultat du calcul de l'efficacité du dessalage

Données		S_e (mg/l)	S_s (mg/l)	S_{opt} (mg/l)	Efficacités (dessalage %)
Cas design	1 ^{er} étage	20873	550	322,85	98,89%
	2 ^{ème} étage	703	40	10,94	95,80%
Cas actuel	1 ^{er} étage	1930	285,5	90,91	89,42%
	2 ^{ème} étage	881	69,3	27,85	95,14%

IV.7.2.calcul de l'efficacité du dessaleur :

L'efficacité du dessaleur est exprimée par la formule suivante :

$$E = \frac{S_e - S_s}{S_{pe}} \times 100$$

Les résultats du calcul de l'efficacité de dessalage sont représentés dans le tableau :

Tableau IV-15 : Résultat du calcul de l'efficacité de dessaleur

Données		S_e (mg/l)	S_s (mg/l)	Efficacités (dessaleur %)
Cas design	1 ^{er} étage	20873	550	97,36
	2 ^{ème} étage	730	40	94,31
Cas actuel	1 ^{er} étage	1930	285,5	85,21%
	2 ^{ème} étage	881	69,3	92,13 %

IV.7.3.comparaison entre le design et actuel :

Tableau IV-16 : Efficacité du dessaleur et de dessalage dans les deux cas

		$E_{\text{eff-dessalage}}$ (%)	$E_{\text{dessaleur}}$ (%)
<i>Cas design</i>	1^{er} étage	97,37%	98,89%
	2^{ème} étage	94,31%	95,80%
<i>Cas actuel</i>	1^{er} étage	85,21%	89,42%
	2^{ème} étage	92,13%	95,14%
<i>écart</i>	1^{er} étage	12,16%	9,47 %
	2^{ème} étage	2,18%	0,66%

IV .7.4.Commentaire :

D'après le tableau on remarque que l'efficacité du premier étage dans le cas actuel est assez faible par rapport au cas design avec un écart supérieur à 12%, ce qui influe sur la salinité du brut à la fin du procédé ; cet écart exige une vérification concernant les paramètres du 1^{er} étage.

IV .8.Calcul des caractéristiques de dessaleur :

IV.8.1.Calcul du champ électrique entre deux électrodes :

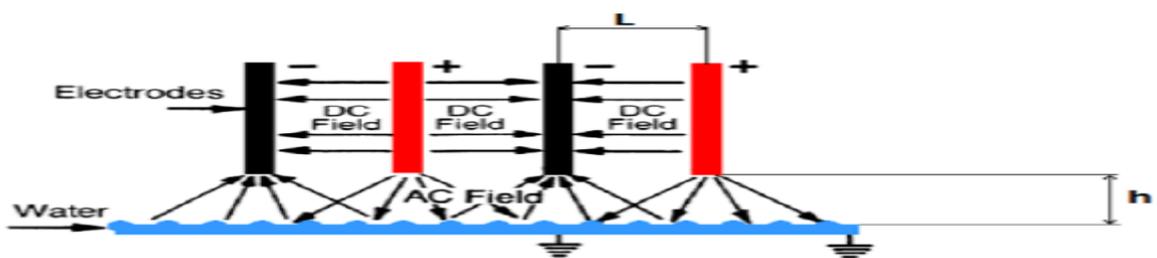


Figure IV-5 : Représentation de la distance entre les électrodes [20]

Le champ électrique entre les deux électrodes est donné par la formule suivante :

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

Où :

E_1 : champ électrique entre les électrodes (volts/cm)

U : tension du courant en volts, $U = 16000$ volts [20].

L : distance entre les électrodes. $L = 12.15$ cm

$$E_1 = \frac{16000}{12.15}$$

$$E_1 = 1316,87 \text{ volts/cm}$$

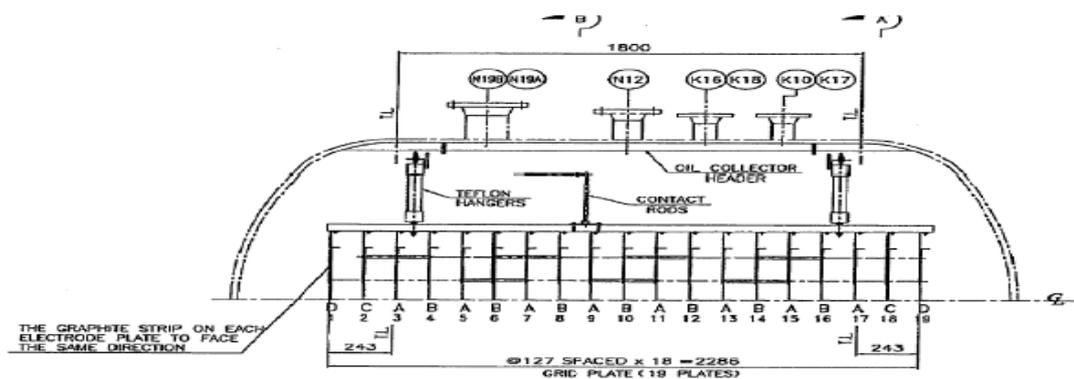


Figure IV-6 : Configuration des électrodes dans le dessaleur

IV.8.2. Calcul du champ électrique entre le niveau haut d'eau et l'électrode inférieure :

En utilisant la formule suivant :

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

E_2 : champ électrique entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau (interface).

U : tension du courant. $U = 16000$ Volts

h : distance entre l'électrode inférieure et le niveau haut d'eau. $h = 67.4$ cm [20].

Donc :

$$E_2 = \frac{16000}{67.4}$$

$$E_2 = 237,39 \text{ Volts/cm}$$

Pour un bon fonctionnement du dessaleur, il faut que le champ électrique (E) entre les électrodes, soit inférieur au champ critique (E_C).

$$E < E_C$$

IV.8.3. calcul du champ critique :

En utilisant l'équation suivant :

$$E_C = A \sqrt{\frac{2 \cdot \delta}{\epsilon \cdot d}}$$

δ : Tension superficielle entre l'eau et le pétrole en (g/cm²).

ϵ : Coefficient diélectrique.

d : diamètre de la gouttelette d'eau en cm.

A : coefficient de proportionnalité.

En a :

$\delta=15$ (g/cm²)

$\epsilon = 16$

On trace la courbe $A = f(X)$ et on tire la valeur du coefficient de proportionnalité (A).

Tableau IV-17 : Variation de A en fonction du taux de lavage

X (%Vol)	1	5	10	20
A	376	382	391	403

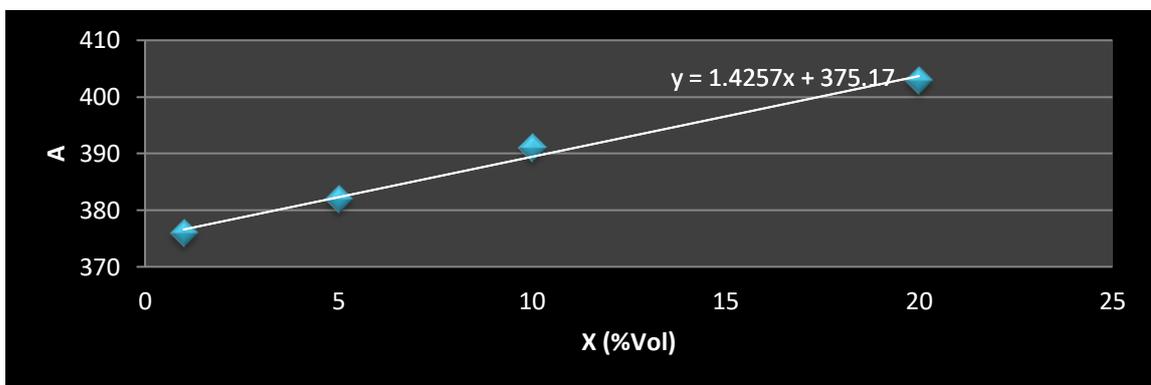


Figure IV-7 : Variation de A en fonction du taux de lavage.

Le tableau suivant résume les résultats du calcul des champs électriques :

Tableau IV-18 : Résultat du calcul des champs électriques

Données	$D_P(m)$ $\cdot 10^{-4}$ (m)	X (%Vol)	A	δ (g/cm ²)	ϵ	E1 (V/cm)	E2 (V/cm)	Ec. 10 ³ (V/cm)
Cas design	1 ^{er} étage	1,080	8	386.5	15	1316,87	237,39	5092
	2 ^{ème} étage	1,080	17	399.4	15			5263
	étage							
Cas actuel	1 ^{er} étage	1,467	8	386,5	15	1316,87	237,39	4395
	2 ^{ème} étage	1,438	17	399,4	15			4542
	étage							

IV.8.4. Interprétation :

Après le calcul des champs électriques, on remarque que le champ électrique entre les électrodes et le champ électrique entre le niveau de l'interface (eau-brut) et les électrodes sont inférieurs au champ critique Ec : $E2 < E1 < Ec$.

Donc le dessaleur a un fonctionnement normal du point de vue électrique.

IV.9.Optimisation :

IV.9.1.Etude expérimentale des paramètres de dessalage :

D'après les calculs du dessaleur on constate que l'efficacité actuelle est inférieure à celle prévue par le cas design surtout pour le premier dessaleur écart =12.16% (voir le tableau), aussi d'après le calcul électrique on peut conclure que le problème déjà posé se suite non pas au niveau de l'équipement selon les résultats du calcul électrique, mais dû au changement des paramètres opératoires (voir le tableau)

Pour améliorer le rendement du dessaleur il y a sept paramètres mise en jeu :

- Température de dessalage ;
- Taux d'eau de lavage ;
- Nature d'eau de lavage ;
- Perte de charge dans la vanne de mélange ;
- Nature, taux et point d'injection de dés émulsifiants ;
- Niveau de l'interface eau/brut ;
- Temps de séjour.

Dans cette partie on va étudier l'effet des trois paramètres suivants sur l'efficacité du 1^{er} étage du dessaleur :

- La température ;
- Taux d'injection d'eau de lavage ;
- Quantité de dés émulsifiants injectée.

On va simuler l'opération de dessalage au niveau du laboratoire parallèlement avec la collecte des résultats de la variation réelle au niveau de la salle de control.

- Notre méthode de travail est basée sur la réalisation de l'opération de dessalage au niveau du laboratoire ; en variant un paramètre et en fixant les deux autres et cela pour les trois paramètres (température ; eau de lavage ; quantité de dés émulsifiants).

- La quantité du brut à dessaler dans chaque expérience est 100ml ; on injecte le pourcentage d'eau de lavage et la quantité de dés émulsifiant selon le plan de variation de chaque paramètre ; après l'agitation de 10min dans un agitateur magnétique on fait la décantation dans une ampoule et on extrait le brut dessalé.

Après chaque essai on va mesurer la salinité du brut dessalé.

- Les résultats obtenus sont représentés sur la partie des résultats et discussions en tenant compte des paramètres pris le 4/03/2018.

- La salinité du brut à dessaler 1755 mg/l.

- La salinité d'eau de lavage 985 mg/l.

IV.9 .2.Remarque :

En ce qui concerne les expériences au niveau du laboratoire ; le champ électrique est considéré constant.

IV.9 .3.Dimensionnement :

Le dimensionnement d'un dessaleur électrostatique est fonction de la surface d'électrodes nécessaire. Surface d'électrode est fonction de la nature du brut, du débit, BSW final.

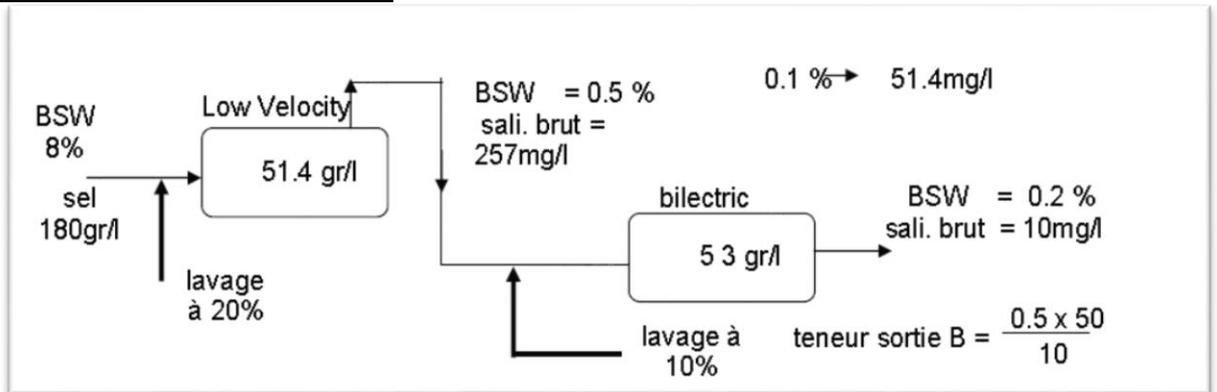
Les essais dessalage sont réalisés :

- En labo : pour dégrossir les problèmes (intégrer T°, temps de séjour etc.).
- Pilotes : en modélisant un pseudo procédé.
- Champ : optimiser les réglages (lavage, etc.).

En général le temps de rétention choisit est en moyenne de 10 à 30 mn.

La teneur en HC de l'eau sortie est de 500 PPM (volume)

Le rendement du dessalage est de 75 à 90 % pour le meilleur des cas (c'est le rapport de la salinité entrée sortie).

IV.9.4. Calcul teneur en eau de lavage :**IV.9.4.1. Méthode de calcul :**

$20 + 8 = 28 \%$ (maxi 30 %)

La teneur en sel de l'eau entrée avec 20 % d'eau douce sera de :

$(8\% \times 180 \text{ gr/l}) + (20\% \times 0) = \text{teneur moyenne} \times 28 \%$

Soit une Teneur moyenne salinité = $\frac{180 \times 0.08}{0.28} = 51.4 \text{ g/l}$

(Entrée Low Velocity)

Attention ces valeurs de salinité d'eau après lavage sont obtenues avec un rendement vu du dessaleur de 100%.

Si l'on prend un rendement de 70 % on aura une teneur à l'entrée du LV de $51.4 / 0.7 = 73 \text{ g/l}$

IV.9.4.2. Méthode de calcul de l'eau de lavage :

La salinité du brut est de $0,005 \times 180 = 900 \text{ mg / l}$ sur la sortie LV. (Spécification = 60 mg/l)

Il faudra donc diluer, si eau douce, à :

$$\frac{\text{teneur brut sortie}}{\text{spec.}} = \frac{900}{60} = 15$$

Il faudra injecter 15 fois plus d'eau douce que d'eau de gisement à l'entrée.

Dans le cas de 10% de BSW entrée, cela signifie qu'il faut rajouter 1.5 fois le volume d'huile en eau.

Si l'on a un dessaleur Low Velocity, on peut augmenter le BSW à l'entrée jusqu'à une valeur inférieure à 30 %. Le BSW du brut étant de 10 %, on obtient $30-10 = 20\%$ eau de lavage maxi.

Si l'on utilise de l'eau douce, la teneur moyenne en sel sera de :

$$x = \frac{(180 \times 10) + (0 \times 20)}{30} = 60 \text{ gr/l}$$

Avec un BSW de 0.5% en sortie on obtient une salinité de

$$\frac{0.5 \times 60000}{100} = 300 \text{ mg/l.}$$

100

N'étant pas aux spécifications, il faudra un deuxième étage de dessalage.

IV.10. Résultats de laboratoire de CSC :

IV.10.1. Influence du taux de l'eau de lavage :

Dans cette étape on varie le taux d'injection de l'eau de lavage de 10 à 30 (%vol) en fixant la température à $T=34^{\circ}\text{C}$ (température ambiante) et la quantité de dés émulsifiant à 0.005ml.

Le tableau V.19 résume les salinités du brut dessalé et les efficacités calculées par la formule (V-12) correspondante à chaque variation du taux d'injection de l'eau de lavage.



Figure IV-8 : Echantillons des essais au niveau du laboratoire

Tableau IV-19 : Salinité du brut et l'efficacité en fonction du taux d'eau de lavage (travail sur laboratoire de CSC)

X (% vol)	Salinité (mg/l)	Efficacité%
10	122.58	93.63
15	83.69	95.66
20	63.46	96.7
25	51.11	97.35
30	42.77	97.78

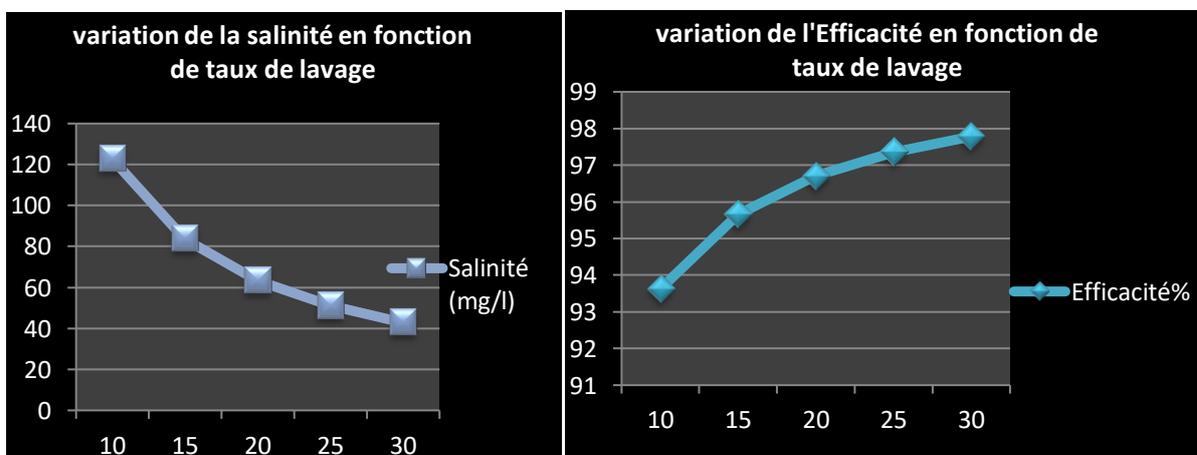


Figure IV-9 : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction du taux d'eau de lavage

IV.10.2. Influence de la température :

Pour que savoir l'impact de la température sur l'opération de dessalage on la fait augmenter jusqu'à 62°C ; en gardant dans toutes les manipulations le taux d'injection d'eau à 5 (% vol) et la quantité de dés émulsifiant à 0.005ml, le tableau indique l'efficacité ; correspondantes à chaque variation de la température.

Tableau IV-20 : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la température (travail sur laboratoire de CSC)

T (°C)	Salinité (mg/l)	Efficacité (%)
35	279.5	86.75
40	230.39	89.8
45	195.69	90.2
50	119.41	94.4
60	56.22	97.5
65	19.09	98.8

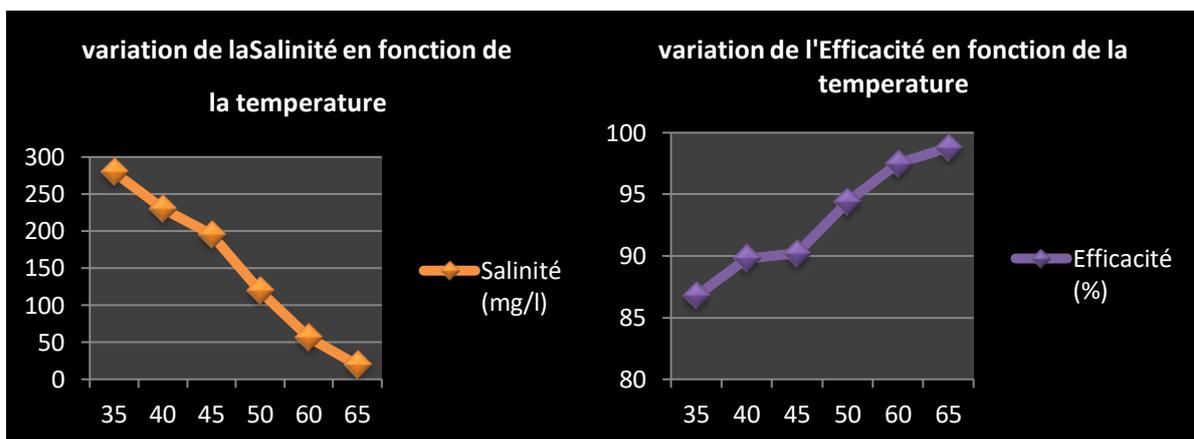


Figure IV-10 : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la température

IV.10.3. Influence de la quantité de dés émulsifiant :

Pour tirer l'effet de l'injection de dés émulsifiant sur la salinité du brut dessalé ; on maintient la température à 34 °C (température ambiante) et le taux d'eau de lavage à 5% avec la variation du volume de dés émulsifiant 0.004ml à 0.024ml

Tableau IV-21 : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la quantité de des émulsifiant (travail sur laboratoire de CSC)

Volume de des émulsifiant (ml)	Salinité (mg/l)	Efficacité (%)
0.004	1190.14	39.6
0.008	705.36	64.75
0.012	411.58	79.9
0.016	201.57	89.73
0.020	116.19	93.40
0.024	99.15	94.9

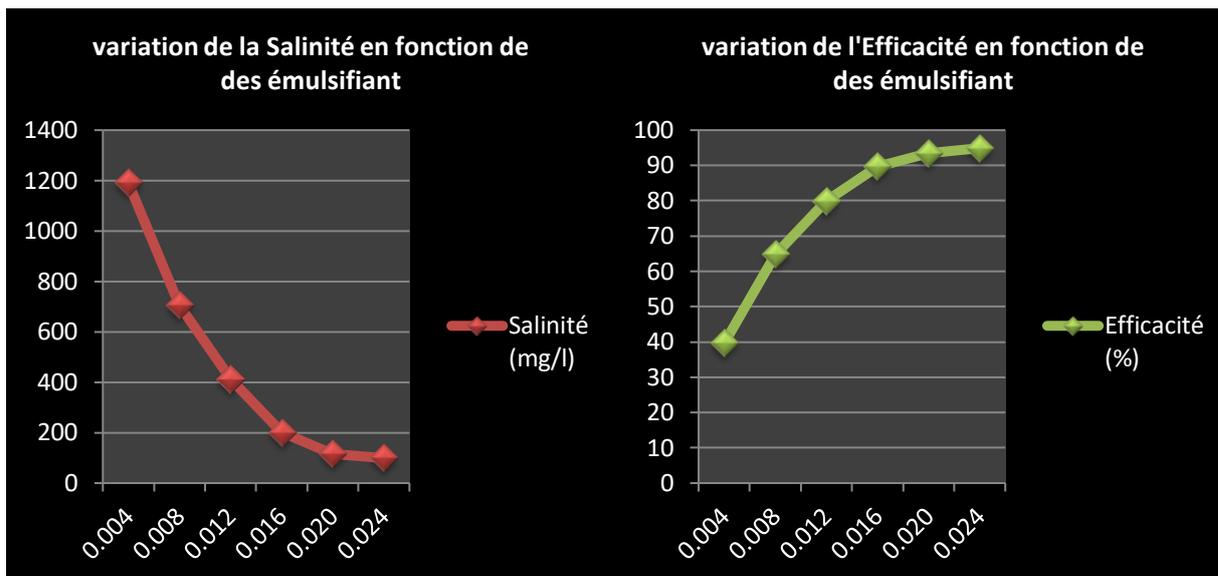


Figure IV-11 : Variation de la salinité et de l'efficacité en fonction de la quantité de desémulsifiant.

IV.11. Discussion des résultats :

IV .11.1.Calcul du gain apporté par l'optimisation de la quantité de des émulsifiant :

Les émulsions présente dans le pétrole sont généralement stable et cela est due à la présence de l'émulsifiant qui a une grande viscosité et élasticité, ce qui empêche la réunion des globules d'eau lors de leur collision c'est pourquoi il est important de détruire cet obstacle par l'ajout d'un des émulsifiant.

Le des émulsifiant utilisé durant notre étude à RHOURDE NOUSS est le CHIMEC 2232.

IV.11.1.1. Quantité de des émulsifiants consommés cas design :

La quantité utilisée est : 0.6 l/h.

- Quantité consommé par jour : $Q_{dej}=0.6 \times 24= 14.4$ l/h

$Q_{dej}=14.4$ l/h

Où Q_{dej} : la quantité de des émulsifiant consommé par jour.

- Quantité consommé par an: $Q_{dej} = 14.4 \times 365 = 5256$ l/ an

$Q_{d\acute{e}an}=5256$ l/an= 26.28 Futs

Où $Q_{d\acute{e}an}$: la quantité de des émulsifiant consommé par an.

Avec : 1 Futs =200 litre.

IV.11.1.2. Quantité de des émulsifiants consommés cas optimum :

On fait des analyses du BSW au laboratoire afin de déterminer cette quantité. Pour cela on suit les étapes suivantes :

a) on pèse une gouttelette de des émulsifiant : **$m= 0.252$ mg**

b) on détermine sa masse volumique : **$\rho= 0.8989$ kg /l**

c) on déduit son volume : **$v= m / \rho = (0.252 \times 10^{-6})/ 0.8989 \leftrightarrow v = 0.2803 \times 10^{-6}$ l**

d) on prend six échantillons identiques du brut de 100ml, et on varie le nombre des gouttes de des émulsifiants dans chaque échantillon. Après deux heures on détermine le BSW.

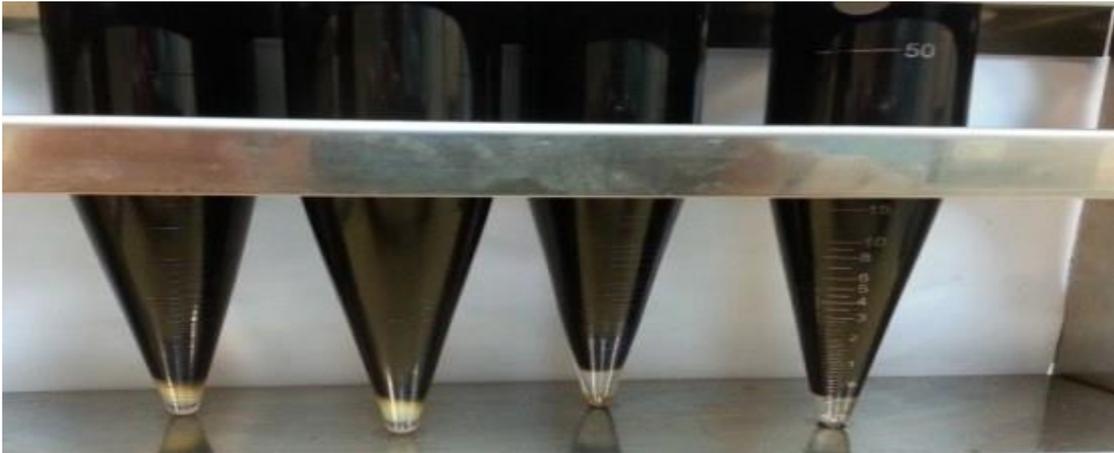


Figure IV-12: Analyse de BSW des échantillons du brut

Le nombre des gouttes de des émulsifiant qui correspond au cas optimum est ce qui donne BSW permanent. Les résultats sont résumés dans le tableau :

Tableau IV-22 : Variation de BSW en fonction de nombre des gouttes de des émulsifiant

Nombre des gouttes	1	2	3	4	5	6
BSW (%)	0.01	0.08	0.16	0.24	0.25	0.25

On trace le graphe de BSW en fonction de nombre des gouttes de des émulsifiant.

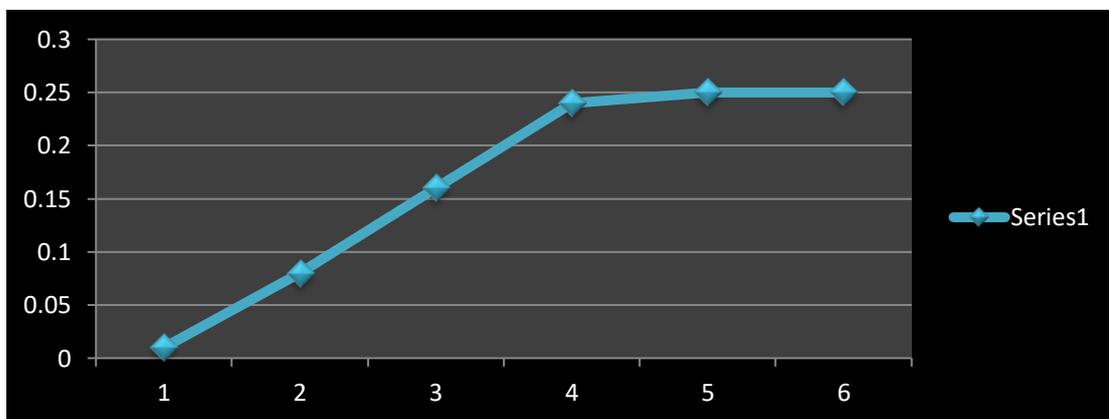


Figure IV-13 : Variation de BSW en fonction de nombre des gouttes de des émulsifiant

D'après les résultats obtenus : la quantité optimale correspond à **5 gouttes**.

Donc : le volume de la quantité optimal

$$V = v \times 5 = 1.4 \times 10^{-6} \text{ l} = \mathbf{1.4 \times 10^{-3} \text{ ml}}$$

On calcule le volume optimal (V) pour le débit du procédé

On a $1.4 \times 10^{-6} \text{ L} \rightarrow$ dans 0.1 l du brut

Et V l \rightarrow dans $28.5 \times 10^3 \text{ l}$ du brut

D'où :

$$V = \frac{28.5 \times 1.4 \times 10^{-3}}{0.1} = 0.4 \text{ l}$$

La quantité utilisée pour chaque dessaleur est : **0.4 l/h.**

Quantité consommé par jour : $Q' \text{ dej} = 0.4 \times 1 \times 24 = \mathbf{9.6 \text{ l/j.}}$

Quantité consommé par an : $Q' \text{ déan} = 9.6 \times 365 = \mathbf{3504 \text{ l/an}}$

IV.11.1.3. Quantité de des émulsifiant a économisé ou perdu :

$Q \text{ dé perdu} = Q \text{ déan} - Q' \text{ déan}$

$Q \text{ dé perdu} = 5256 - 3504 = 1752 \text{ l/an} = \mathbf{8.76 \text{ futs /an}}$

IV.11.1.4. Côté financier :

On prend la masse volumique du des émulsifiant $\rho = 0.8989 \text{ kg/l}$

1 tonne = 1000 kg

1 litre $\rightarrow 0.8989 \text{ kg}$

X litre $\rightarrow 1000 \text{ kg}$

$X = 1000 / 0.8989 \Rightarrow X = 1112.47 \text{ litre}$

1 fut = 200 litres

Nombre des futs pour 1112.47 litres c'est $1112.47 / 200 = 5.5637 \text{ futs .}$

IV.12. Étude économique :

IV.12.1. Le prix d'un fut :

On prend le prix d'une tonne 2800 \$ alors pour un fut on aura $2800 / 5.5637 = 503.26 \text{ \$}$

1.00 USD = 140.410 da

$503.26 \text{ \$} = 70\,662.7366 \text{ da}$

On ne prend pas **8.76 futs** mais on prend **9 futs** (on prend un chiffre rond) Le gain

$9 \times 70662.7366 = 635\,964.6294 \text{ DA}$

- Ce n'est pas un gain vraiment important mais si on généralise l'opération sur tous les régions ou il y'a un dessalage le gain deviendrait plus significatif.

IV.12.2. Conclusion :

Notre étude économique a révélé que LE CSC qui était sous garantie pendant deux ans, était face à des pertes considérables estimé à 635 964.6294 DA durant ces années passées. Donc l'utilisation du taux de des émulsifiant de 0.6 l/h en premier dessaleur exigé par le design était pour des raisons financières.

CONCLUSION GENERALE

Le dessalage consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse contenue dans le pétrole brut par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux des sels dans une eau d'apport puis à séparer cette eau.

D'après les calculs, on constate que l'efficacité actuelle des 1^{ères} étage du dessaleur électrostatique (85.21%) est inférieure à celle du design (97,37%). Selon les résultats du calcul électrique, on peut conclure que le problème déjà posé se situe non pas au niveau de l'équipement, mais il est dû au changement des paramètres opératoires en particulier la température.

A partir de l'étude expérimentale réalisée au laboratoire, on peut conclure que lorsqu'on augmente les trois paramètres (taux de lavage, température et quantité de dés émulsifiant), la salinité du brut à la sortie du dessaleur diminue et donc l'efficacité de ce dernier augmente. Ces paramètres ne peuvent être augmentés indéfiniment, la température ne doit pas dépassée (65°C), le taux de lavage est limité par le niveau d'eau dans le dessaleur ce dernier ne doit pas atteindre les électrodes, une injection d'une quantité de dés émulsifiant supérieure à 0.4 l/h n'influe pas sur le processus.

Le des émulsifiants utilisé au niveau du CSC de RHOURE NOUSS est le CHIMEC 2232, ce produit est très couteux. Du point de vue économique, il est nécessaire d'injecter une quantité optimale de dés émulsifiants, elle a été déterminée au laboratoire égal à 0.6 l/h.

Notations

Symbol	designation	unité
A	Coefficient de proportionality	/
BSW	Basic Sediment and Water	
ρ_c	Densité de la phase continue	/
ρ_d	Densité de la phase dispersée	/
D_p	Diamètre de la gouttelette d'eau	m
E	Efficacité de dessaleur	Fraction
E	Champ électrique entre les électrodes	V/cm
E1	Champ électrique entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau	V/cm
E_c	Electrode inférieure	/
E_c	Champ critique	V/cm
g	Acceleration de pesanteur	m ² /s
l	Distance entre l'électrode inférieure et le niveau d'eau	m
Q	Debit de la charge	m ³ /h
Re	Nombre de Reynolds	/
Se	Salinité d'entrée	mg/l
Se	Teneur en sel dans le brut à l'entrée de dessaleur	mg/l
Ss	Salinité de sortie	mg/l
T	La température	°C
T_d	Temps de décantation	sec
t_s	Temps de séjour	sec
U	La tension du courant	volt
V	Volume de capacité de dessaleur	m ³
ν_c	Viscosité cinématique du pétrole	Cst
ν_D	Vitesse de décantation	m/s
WC	Water cut	%
X	Taux de lavage	Fraction
Y	Teneur en eau dans le brut à l'entrée de dessaleur	mg/l

La liste des SYMBOLES ET LES ABREVIATIONS

Z	Teneur d'eau dans le brut à la sortie de dessaleur	mg/l
φ	Coefficient de frottement	/
α	Coefficient de caractérisation la variation de la densité en fonction de la température	/
δ	Tension superficielle entre l'eau et le pétrole	g/cm ²
ϵ	Coefficient diélectrique	/
RNS	Rhourde Nouss	/
CSC	Centre de séparation et de compression	/
Designe	Période de référence	/
CPF	Central Processing Facility	/

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[1]-SONATRACH : projet de développement du champ de Rhourde Nouss (CTH & Rhourde Chouff) ; contrat No ENC 08 346 w ; description du procédé.

[2]- Manuel DEXPLOITATION DE CSC f-000-1283-001; 0-5005-20-0000 RHOURE NOUSS CTH PJ.

[3]- Projet développement du champ of Rhourde nouss CTH ; Document Finaux Manuel descriptif des systèmes ; Volume 1 JGC Algérie S.P.A.

[4]- Manuel Opérateur DCS ; JGC Algérie S.P.A.

[5]- Institut algérien de pétrole école de Boumerdes Unité de formation et recherche Ga, raffinage et pétrochimie ; (2015) traitement pétrole.

[6]- TOM 2 (1998) j.p. wauquier le raffinage du pétrole brut procédés de séparation ; Edition Technip.

[7]- TOTAL ; Rappels de théorie ; introduction à l'hydrocarbure SUPPORT DE FORMATION Cours EXP-PR-RT030 ; Page 26-28.

[8]- Total ; manuel de formation ; Cour EXP-PR-EQ090 ; les équipements ; les dessaleurs. (2007).

[9]- Traitement de pétrole brut par un system dessalement Chap 7 arnold. (2008).

[10]- Manuel opératoire DE CSC VOL.45 ; RHOURE NOUSS.

[11]- Journal officiel de la république algérien

[12]- CAROLYNE BOURASSA Etude de l'influence de la technologie de microparticules avec les zéolites sur le traitement d'une eau usée de désencrage, (mémoire présenté a université du Québec à Trois-Rivières)

[13]- Yves Mottof coagulant et floculant Texte de la 279e conférence de l'université de tous les savoir donnée le 5 octobre 2000.

[14]- Québec (2008) Guide sur les séparateurs eau-huile, ministère du développement durable, de l'Environnement des parcs, direction des politiques de l'eau.

Référence bibliographique

[15]- Manuel opératoire des bassins d'évaporation, D-CSC-1225-254_AB, D-CSC-1315-010_AB, H-CSC-1315-101_A.

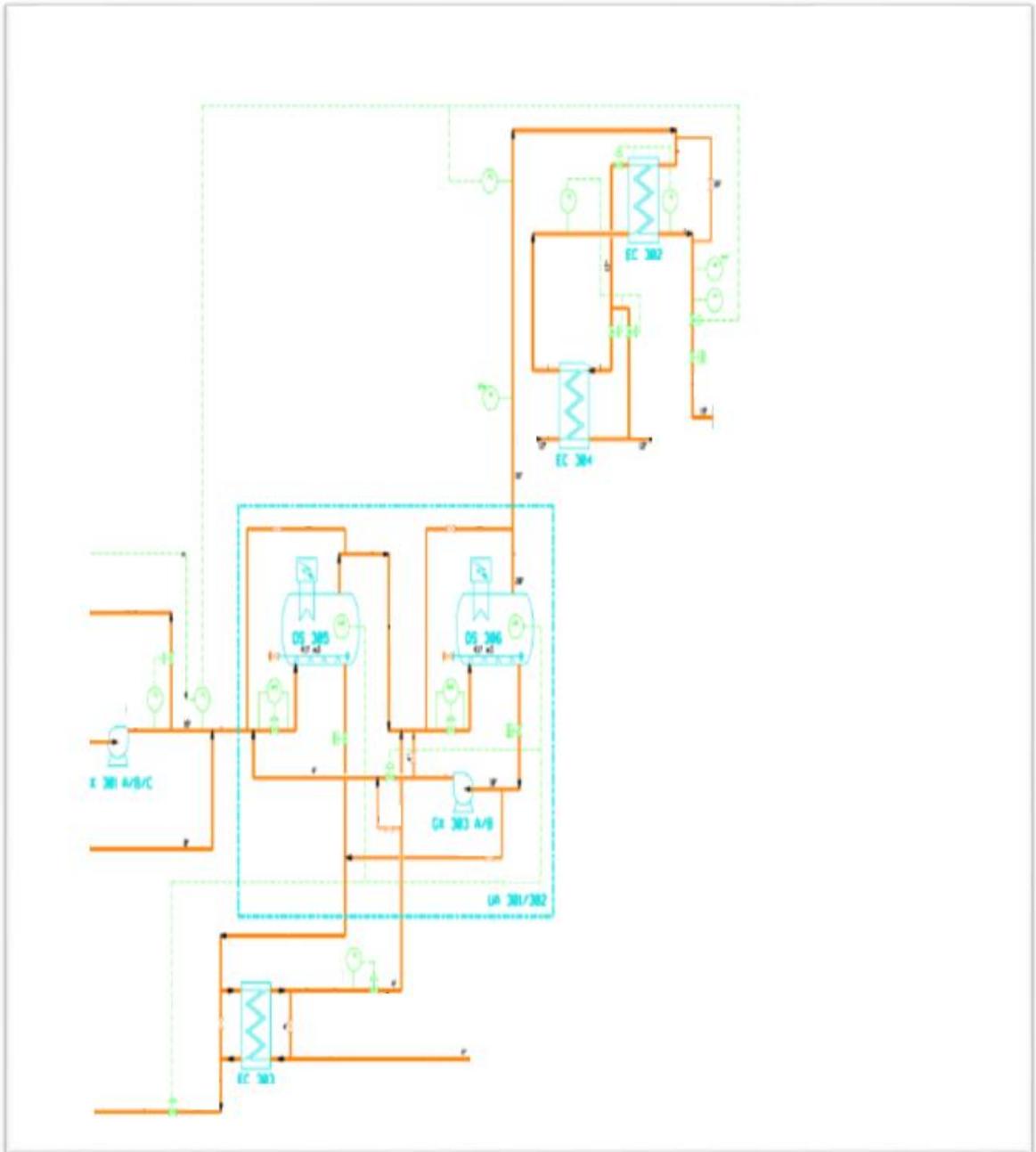
[16]- data book des fournisseurs Vol 57Projet Développement du champ de Rhourde Nouss CTH ; Document finaux III ; Mars 2011 JGC Algérie S.P.A.

[17]- jean pierre wauquier, Procède des séparations sous la coordination d'Edition technip.

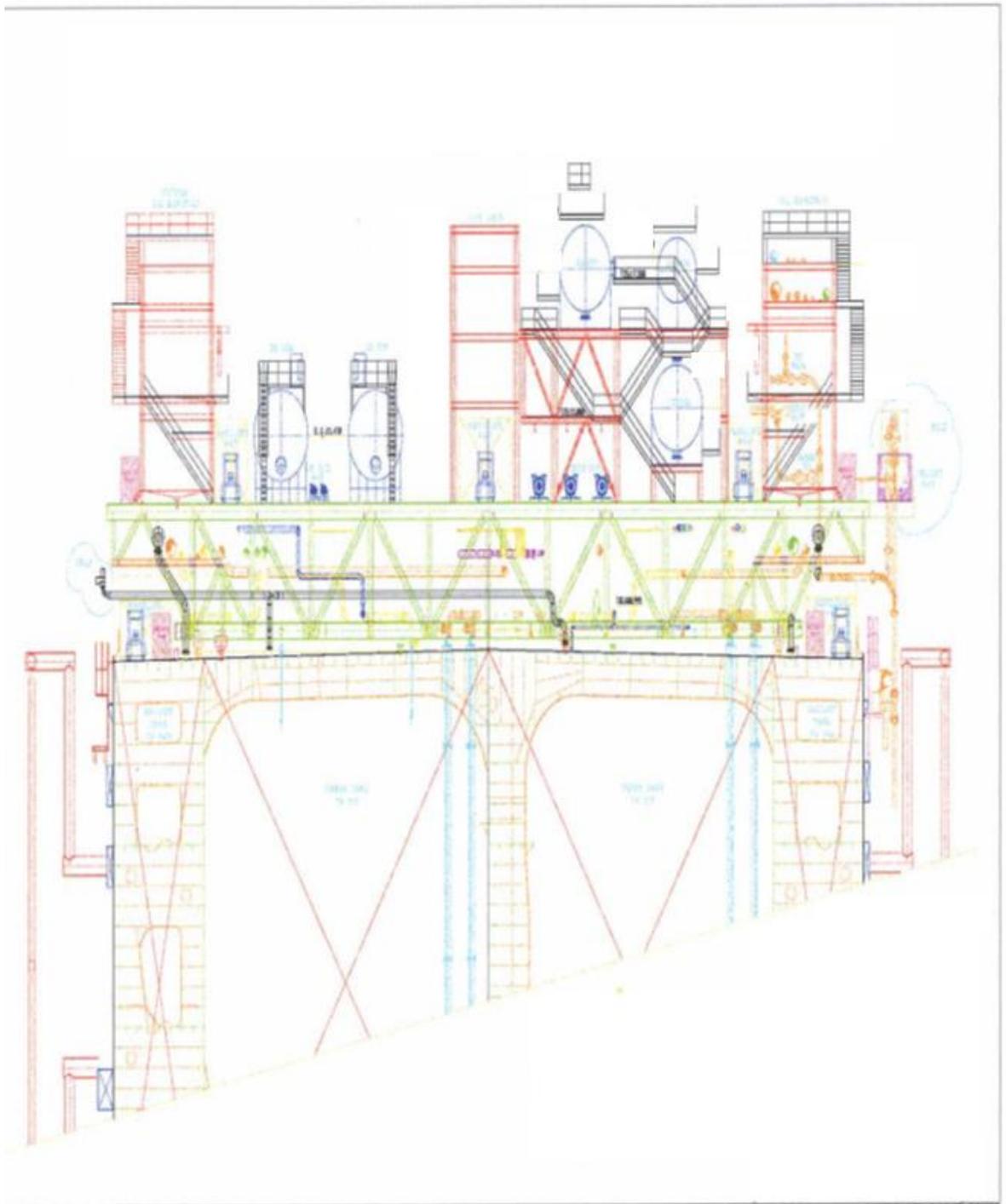
[18]- Manuel opératoire ; détermination de la température et la pression de service.

[19]- Manuel d'opération ; instrumentation Vol 11 JGC Algérie S.P.A.

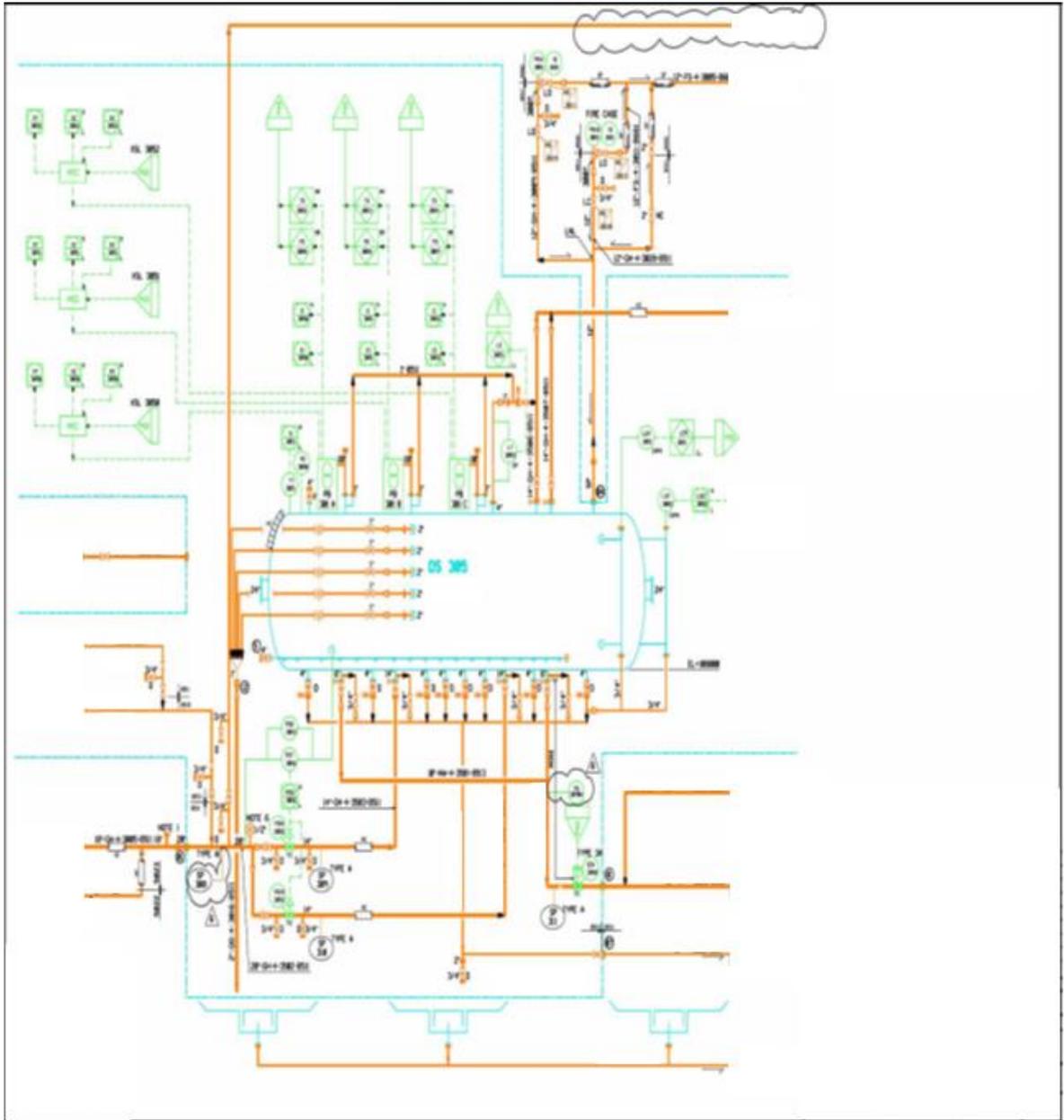
[20]- Manuel opératoire 0-5005-20-0000 Vol 2 ; JGC Algérie S.P.A.



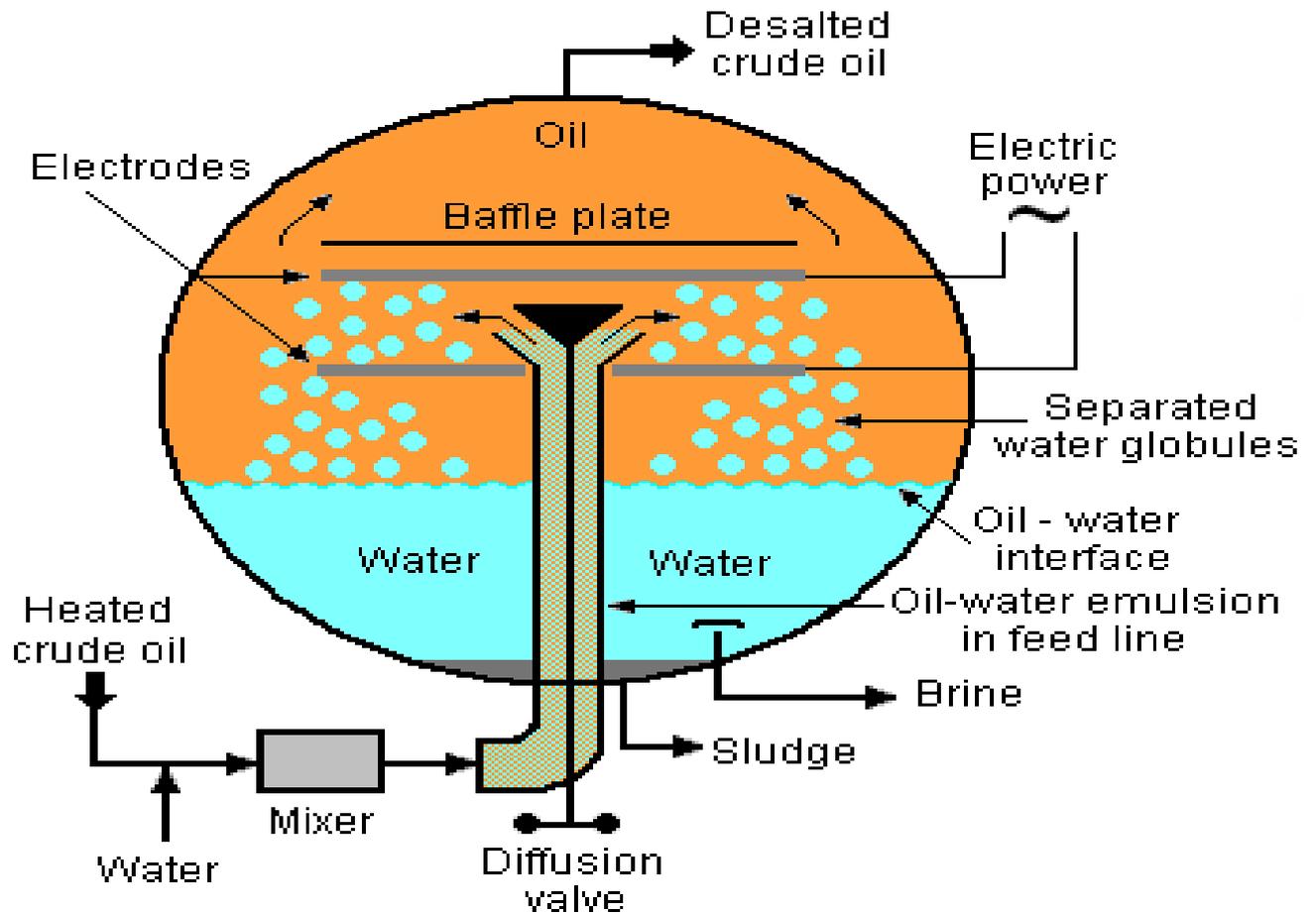
PFD de la fonction dessalage sur CSC



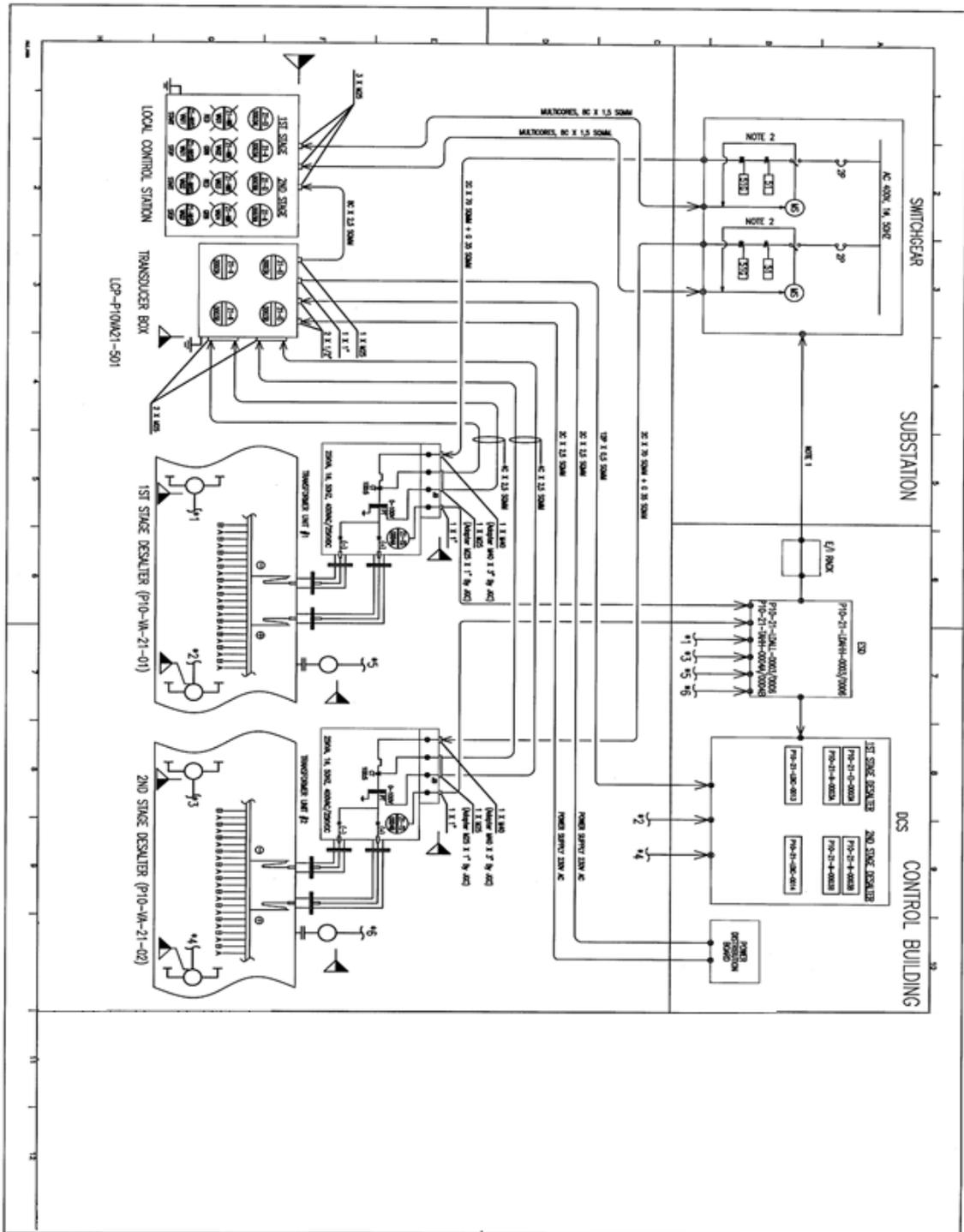
Plot Plan d'entre autres, de l'unité de dessalage

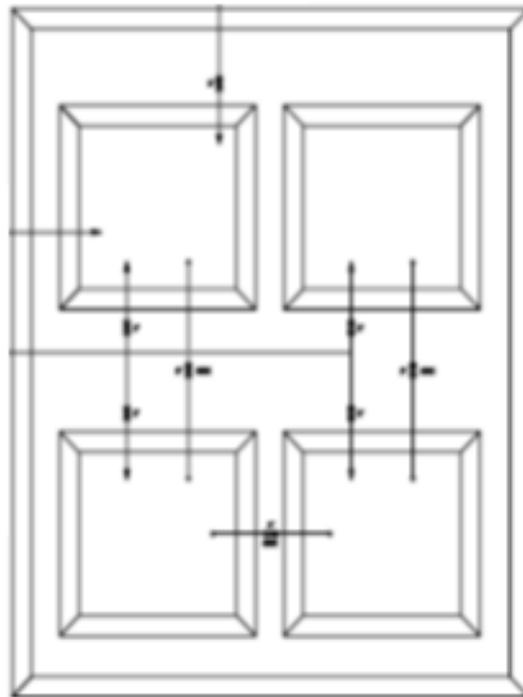


Exemple de PID du dessaleur 1er étage sur CSC



**Cross-sectional view of
Electrostatic crude oil desalter**





Bassin d'évaporations

ANNEXES

Symptômes	Causes principales	Causes secondaires	Action à entreprendre
Teneur en sel sortie trop élevée	Contact entre brut et eau de lavage insuffisant	<p>°P sur vanne de mélange trop faible</p> <p>Q eau de lavage insuffisant</p> <p>Température trop basse</p> <p>Q désémulsifiant insuffisant</p>	<p>Augmenter la °P par palier de 100 grammes</p> <p>Augmenter le débit d'eau (maxi 12 %)</p> <p>Augmenter la T° par palier de 5° (maxi 85°)</p> <p>Augmenter par palier de 5 à 10 ppm</p>
BSW trop élevé	Émulsion brut/eau de lavage trop élevée	<p>°P sur vanne de mélange trop forte</p> <p>Injection d'eau de lavage trop élevée</p> <p>Température de traitement trop haute ou trop basse</p>	<p>Diminuer la °P de 0,2 bar</p> <p>Diminuer le débit (paliers de 1 %)</p> <p>Ajuster la température (voir les consignes)</p>
Fluctuations passagères de tension des électrodes Tension basse ou nulle et courant maximum	<p>Interface trop élevée (vérifier au trycock)</p> <p>Formation de gaz</p> <p>Court-circuit</p>	<p>Température trop élevée</p> <p>Pression trop basse</p> <p>Émulsion stable dans le champ des électrodes</p> <p>Défaut électrique sur le transformateur</p>	<p>Baisser le niveau interface</p> <p>Baisser la température</p> <p>Augmenter la pression</p> <p>Couper le courant. Stopper l'injection d'eau. Baisser le niveau interface. Remettre le courant</p> <p>Appeler la maintenance</p>
Eau purgée sale, chargée en brut	<p>Émulsion brut/eau de lavage trop importante</p> <p>Niveau interface trop bas</p>	<p>°P sur vanne de mélange trop forte</p> <p>Q eau injection trop forte</p> <p>Q désémulsifiant trop faible</p> <p>Température de traitement trop basse</p>	<p>Diminuer la °P</p> <p>Réduire l'injection</p> <p>Augmenter la température</p> <p>Fermer la purge, remonter le niveau (et réouvrir la purge)</p>