

Université KASDI-MERBAH Ouargla

Faculté des sciences appliquées

Département de Génie des Procédés



Mémoire

Présenté pour l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Domaine : Sciences et Technologies.

Filière : Génie des Procédés.

Spécialité : Génie du Raffinage.

Présenté par :

TALEB AHMED SAFA

Thème :

**ÉTUDE THEORIQUE SUR LES METHODES DE DESSALAGE DU
PÉTROLE**

Soutenu publiquement le : 19/06/2021

Devant le jury composé de :

Mr. AKRICHE Ahmed	M.C.B.	Examineur	UKM Ouargla.
Mr. ATIA Abbas	M.C.B.	Président	UKM Ouargla.
Mr. SELLAMI M ^{ed} Hassen	Pr.	Encadreur	UKM Ouargla.

Dédicace

Dédiez ce modeste travail :

À mes très chers parents qui m'ont éclairé
mon chemin et qui m'ont encouragé et
soutenu tout au long de mes études.

À mes très chers frères et sœurs.

À tous les membres de ma famille.

À tous mes amis.

Remerciement

Mes remerciements s'adressent en premier lieu à notre Dieu pour m'avoir donné la force pour accomplir ce travail.

*Je tiens à exprimer mes sincères remerciements à mon encadreur le professeur : **SELLAMI M^{ed} Hassen***

Pour son grand soutien et ses conseils considérables.

Je remercie également tous les enseignants du département génie de procédés, qui m'ont donné les bases de la science.

Nous remercions chaleureusement messieurs les membres du jury :

ATIA Abbas et AKRICHE Ahmed

Pour l'honneur qu'ils me font en acceptant de juger ce travail.

Qu'ils trouvent ici l'expression de mon profond respect.

Je remercie enfin toute personne qui a contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Sommaire

Sommaire

Dédicace	2
Remerciement.....	3
Sommaire.....	1
Introduction générale	3
Chapitre I : Présentation générale sur le pétrole brut.....	7
1. Introduction.....	8
2. Définition de pétrole.....	9
3. Produits pétroliers	10
4. Principaux produits pétroliers	10
5. Introduction au raffinage du pétrole	11
5.1. Produits finis.....	12
6. Classifications des pétroles	13
6.1. Classification des produits pétroliers raffinés.....	13
7. Unités de mesure.....	14
8. Commerce du pétrole et des produits pétroliers en Algérie.....	14
8.1. Principales filiales de Sonatrach	15
Chapitre II : Généralités sur le dessalage de pétrole brut	17
1. Introduction.....	18
2. Généralité sur les sels	18
2.1. Nature de sel.....	18
2.2. Inconvénients des sels	19
3. Théorie sur les émulsions.....	20
3.1. Émulsion dans le pétrole brut	21
3.2. Nature des émulsions de pétrole	21
3.3. Conditions de formation d'une émulsion	22
3.4. Stabilité d'une émulsion	23
3.4.1. Agent émulsifiant	23
3.4.2. Agitation	23
3.4.3. Viscosité de l'huile.....	23
3.4.4. Teneur en eau dans l'émulsion.....	23
3.4.5. Age de l'émulsion	23
3.6. Procédé mécanique	24
3.7. Procédé chimique.....	24
3.8. Procédé électrique.....	24

Chapitre III : Dessalage électrostatique du pétrole brut	25
1. Introduction.....	26
2. Mécanisme dessalage électrostatique	26
2.1. Niveau d'interface eau-brut	26
2.2. Température de dessalage	27
2.3. Taux de l'eau de lavage	28
2.4. Point d'injection de l'eau de lavage.....	29
2.5. Nature de l'eau de lavage l'eau.....	29
2.6. Perte de charge dans la vanne de mélange	29
2.7. Nature et taux de dés émulsifiant.....	29
2.8. Champ électrique.....	30
2.9. Temps de séjour.....	30
2.10. Avantages et inconvénients	32
3. Vanne mélangeuse.....	33
4. Dessalement du pétrole brut.....	34
5. Calcul des paramètres relatifs au dessalage	35
6. Étape de raffinage du pétrole brut Constituants du pétrole brut (teneur en sel)	35
7. Procédé de déshydratation.....	36
7.1. Chaîne déshydratation/dessalage	37
8. Procédé de dessalage	38
8.1. Unité de dessalage.....	39
8.2. Méthode de dessalage chimique	39
8.3. Méthode de dessalage électrostatique	40
9. Calcul des paramètres de dessalage.....	41
9.1. Calcul de la vitesse de décantation.....	41
9.2. Calcul de la vitesse d'écoulement.....	41
10. Redimensionnement du dessaleur	43
11. Méthode de calcul de l'eau de lavage	44
Conclusion générale.....	45
Références	46

Introduction générale

La consommation de pétrole est extrêmement énorme dans la civilisation moderne. De plus, la production pétrolière actuelle provient de champs pétrolifères et de nombreux des technologies de récupération assistée du pétrole ([Zahedi et al. 2011](#)).

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 des procédés de raffinage consiste à réduire ces contaminants par dessalage afin d'éliminer la corrosion, le colmatage et l'encrassement des équipements et également d'éviter l'empoisonnement des catalyseurs dans les unités de traitement ([Pak and Mohammadi 2008](#)) ([Al-Otaibi et al. 2003](#))

Le dessalement du pétrole est un processus d'élimination du sel dissous du pétrole. Le sel dans l'huile peut se cristalliser dans l'équipement provoquant des blocages, ou peut entraîner la désactivation du catalyseur dans les réacteurs de raffinerie. De plus, le sel peut provoquer la corrosion des instruments et des tuyaux de transport. Afin de prévenir ces problèmes majeurs, la teneur en sel du pétrole brut doit être réduit à un certain niveau. Les critères de sélection de la méthode de dessalement dépendent de la quantité d'eau et du sel à éliminer. (Dadari, Rahimi, and Zinadini 2016)

Les effluents des dessaleurs de pétrole brut nécessitent un traitement pour répondre aux réglementations environnementales strictes avant élimination ou recyclage dans le processus. L'approche générale pour les effluents des dessaleurs le traitement est déshuilant et déminéralisant. Les minéraux peuvent causer des problèmes de production et les processus de raffinage lorsqu'ils précipitent en formant du tartre sur les échangeurs de chaleur ce qui peut également provoquer une corrosion accélérée dans la tuyauterie et équipement ([Fritzmann et al. 2007](#)).

En effet, presque la totalité des pétroles bruts contiennent des impuretés d'origine non pétrolière, à savoir des particules solides et des sels dissous comme les chlorures de sodium, magnésium, calcium et autres. La proportion de ces sels est très variable d'une région à une autre et leur présence dans le pétrole provoque de nombreux phénomènes nuisibles, parmi lesquels, l'érosion, la corrosion et d'autres. Il est donc nécessaire d'éliminer ces sels.

L'élimination de ces sels et l'eau est indispensable et cela nécessite l'installation d'une unité de dessalage.

Le pétrole brut ainsi récupéré contenant plus de sels devient plus lourd. Le pétrole brut contient diverses quantités de sels inorganiques NaCl, CaCl₂, MgCl₂ et d'ions métalliques Fe, Al. Il peut être difficile de dessaler le pétrole brut avec une méthode conventionnelle d'électricité procédés de dessalage et de déshydratation. Un dessaleur électrostatique sert à éliminer les sels d'une manière très efficace par l'utilisation d'un champ électrique, l'eau de lavage et les émulsifiants. Donc l'objectif de ce travail est de présenter un dimensionnement du dessaleur afin d'augmentation son efficacité. Un calcul est présenté.

Les dessaleurs électrostatiques sont couramment utilisés pour séparer l'eau à partir d'émulsions de pétrole brut. Une simulation numérique est appliquée pour dimensionner un dessaleur électrostatique en utilisant des méthodes théoriques (Meidanshahi, Jahanmiri, and Rahimpour 2012).

Généralement, les appareils de traitement du pétrole brut séparent les phases selon leur gravité pour éliminer les impuretés de l'huile brute. Il est généralement nécessaire d'appliquer des procédés de traitement supplémentaires pour accélérer le processus de séparation, notamment : l'ajout des produits chimiques pour casser l'émulsion, réchauffeurs pour réduire la viscosité des huiles, et le processus de coalescence comme le champ électrique pour agrandir les gouttelettes d'eau (Bahadori and Zeidani 2005).

Ce mémoire est composé en trois chapitres, organisés de la manière suivante :

- ✦ Le premier chapitre est consacré à l'étude bibliographique sur le pétrole brut où des généralités sont présents. Une introduction au raffinage du pétrole, les produits finis obtenus à partir du pétrole brut, la classification des pétroles, un aperçu sur le commerce des produits pétroliers en Algérie est donné à la fin de ce chapitre.
- ✦ Le deuxième chapitre comporte des généralités sur le dessalage de pétrole où on présente des généralités sur les sels, leur nature et les inconvénients de leur présence dans le pétrole brut. Le chapitre présente aussi une brève description sur les émulsions dans le pétrole brut et les conditions de formation d'une émulsion pour obtenir une émulsion stable. Le deuxième chapitre se termine par l'explication des étapes de désintégration des émulsions, tels que : le procédé mécanique, chimique et le procédé électrique.
- ✦ Le troisième chapitre touche la méthode de dessalage électrostatique du pétrole brut, en détaillant le mécanisme dessalage électrostatique et les paramètres influençant sur

l'opération. Le chapitre présente des calculs détaillés pour déterminer les paramètres relatifs au dessalage. Aussi, le troisième chapitre détaille les étapes de raffinage du pétrole brut pour éliminer la teneur en sel. Le dimensionnement du dessaleur est l'objectif de ce chapitre donc, les méthodes de dessalages sont décrites, la méthode de calcul de l'eau de lavage et sur la salinité du pétrole brut.

Enfin, nous terminerons ce mémoire par une conclusion générale qui résume l'essentiel de notre travail et comporte nos recommandations adaptées au dessaleur électrostatique.

Chapitre I : Présentation générale sur le pétrole brut

1. Introduction

Le pétrole est une roche liquide de couleur noir, c'est une huile minérale composée majoritairement d'hydrocarbure (les hydrocarbures sont des molécules organiques exclusivement composées de carbone et d'hydrogène). L'exploitation de cette source d'énergie fossile et d'hydrocarbures est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine, car le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides fioul, gazole, kérosène, essence, GPL tandis que le naphta produit par le raffinage est à la base de la pétrochimie, dont sont issus un très grand nombre de matériaux usuels plastiques, textiles synthétiques, caoutchoucs synthétiques (élastomères).Le pétrole se trouve essentiellement en Russie et en Arabie Saoudite comme on peut le constater sur le diagramme ci-dessous.

Le dessaleur est une unité de traitement a pour objectif d'éliminer le sel dissous dans l'eau du pétrole brut. Le dessalage est généralement le premier processus de raffinage du pétrole brut. Le terme dessaleur peut désigner une installation de dessalement de l'eau utilisée pour traiter l'eau saumâtre provenant du ruissellement agricole ([voir figure ci-dessous](#)). Les dessaleurs sont également utilisés pour traiter les réservoirs d'eau souterraine dans les zones touchées par les parcs d'engraissement. Les sels les plus fréquemment présents dans le pétrole brut sont les chlorures de calcium, de sodium et de magnésium. Si ces composés ne sont pas éliminés de l'huile, plusieurs problèmes surviennent dans le processus de raffinage. Les températures élevées qui se produisent en aval du processus pourraient provoquer une hydrolyse de l'eau, qui à son tour permet la formation d'acide chlorhydrique.



Figure 1. Photos du dessaleur installé à l'échelle industriel pour le dessalage du pétrole brut.

2. Définition de pétrole

Le pétrole (en Latin petroleum, du grec Petra, « roche », et du latin oleum, est une huile minérale d'origine naturelle composée d'une multitude de composés organiques, essentiellement des hydrocarbures, piégée dans des formations géologiques particulières.

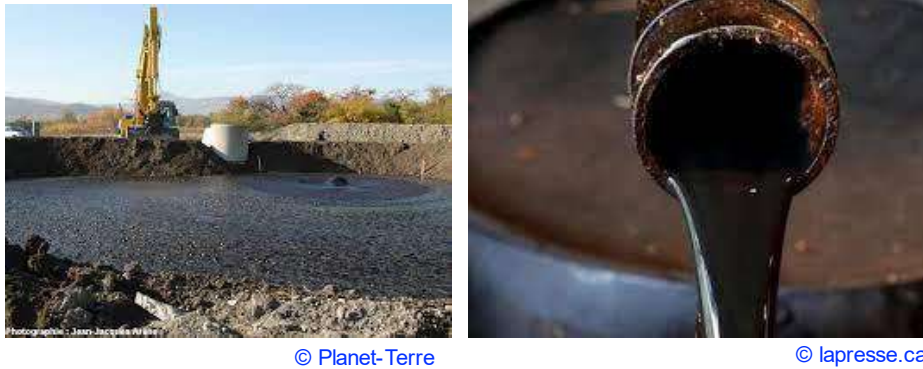


Figure 2. Photos montrant le pétrole brut.

L'exploitation de cette source d'énergie fossile et d'hydrocarbures est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine, car le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides — fioul, gazole, kérosène, essence, GPL — tandis que le naphta produit par le raffinage est à la base de la pétrochimie, dont sont issus un très grand nombre de matériaux usuels — plastiques, textiles synthétiques, caoutchoucs synthétiques, détergents, adhésifs, engrais, cosmétiques, etc. — et que les fractions les plus lourdes conduisent aux bitumes, paraffines et lubrifiants.

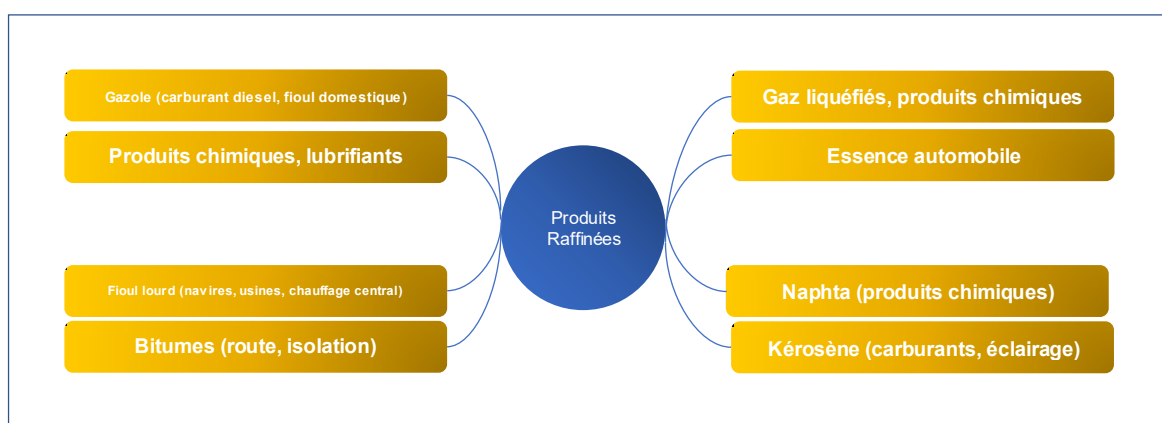


Figure 3. Différents produits obtenus à partir du pétrole brut.

3. Produits pétroliers

Les **produits pétroliers** sont des dérivés utilisables du pétrole brut issus de son raffinage. Contrairement aux composés pétrochimiques, qui sont des composés chimiques de base, les produits pétroliers sont des mélanges complexes. La majorité du pétrole est converti en produits pétroliers dont plusieurs types de carburants.

On en distingue en général deux grands types : Les produits énergétiques, tels que l'essence, le diesel (gazole) ou le fioul. Les produits non énergétiques, tels que les lubrifiants, le bitume et les naphthas utilisés en pétrochimie.

Selon le type de brut et la demande du marché, les raffineries peuvent raffiner le brut en différents types de produits pétroliers. La plus grande partie des produits pétroliers issus d'un raffinage est utilisée comme source d'énergie, c'est-à-dire comme carburants. Ces derniers incluent, ou peuvent être mélangés pour produire du JP-5, du gazole, du fioul et des carburants plus lourds. Les fractions plus lourdes (moins volatiles) sont utilisées pour produire du bitume, du goudron, de la paraffine ou des lubrifiants. Les raffineries sortent également d'autres produits chimiques dont certains sont utilisés lors de procédés chimiques pour produire des matières plastiques par exemple. Comme le pétrole contient un faible pourcentage de composés organosulfurés et de sulfure d'hydrogène, du soufre est extrait du brut comme produit pétrolier. Le carbone, dans sa forme coke de pétrole, et l'hydrogène peuvent aussi être extraits du pétrole. L'hydrogène produit est souvent utilisé comme produit intermédiaire pour d'autres procédés de raffinage pétrolier comme le craquage ou l'hydrodésulfuration.

4. Principaux produits pétroliers

- Bitume
- Gazole
- Fioul
- Essence
- JP-5
- Kérosène
- GPL
- Lubrifiant
- Paraffine
- Goudron

5. Introduction au raffinage du pétrole

Le raffinage du pétrole est un processus permettant de convertir le pétrole brut en produits finis en utilisant généralement une colonne de distillation où les composés sont séparés selon leur température d'ébullition. Les composés qui ont un point d'ébullition très élevé sortent au bas de la colonne tandis que les fractions qui possèdent un point d'ébullition moins élevé bas ressortent en haut de la colonne.

Craquage du pétrole

Le craquage signifie la conversion des fractions lourdes sortant du bas de colonne en produits plus légers.

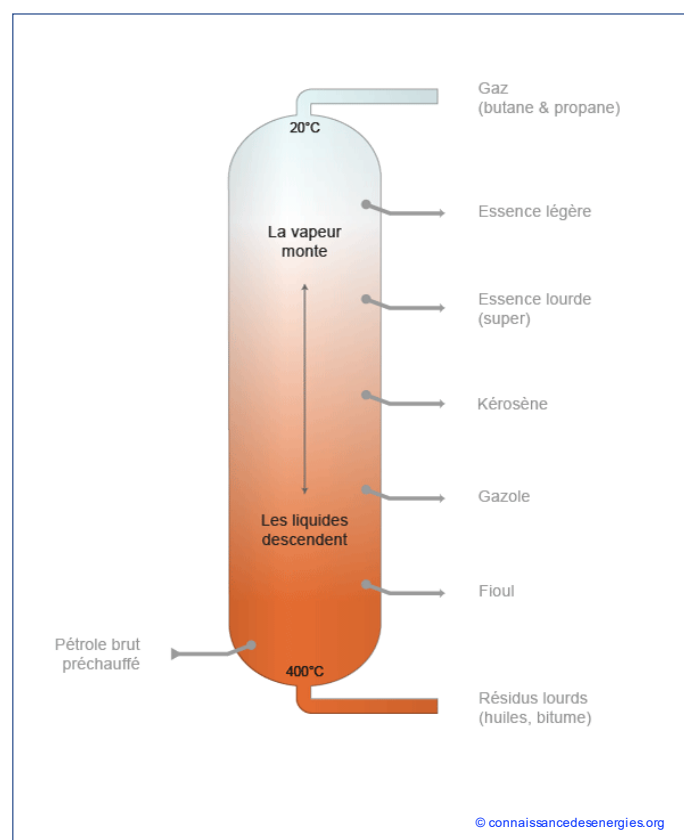


Figure 4. Principe de fonctionnement d'une tour de distillation de pétrole brut.

Les systèmes de distillation atmosphérique du pétrole brut sont l'une des unités les plus importantes des industries pétrolières et pétrolières. Le pétrole brut avec divers composés chimiques est pompé dans l'unité de distillation afin de convertir le pétrole brut et non traité en différents produits légers et lourds. Un pétrole brut moyen contient environ 84 % de carbone, 14 % d'hydrogène, 1 à 3 % de soufre et moins de 1 % chacun d'azote, d'oxygène, de métaux et des sels (Nasirpouri et al. 2014).

Tableau 1. Caractéristiques d'un échantillon de pétrole brute

Caractéristiques	Valeur
Gravité spécifique	0.863
Gravité moyenne API à 16 °C	32.4 °C
Viscosité (Cs.) à 21 °C	18.2
Taux moyen de sulfure (wt.%)	2.52
Asphalte (wt.%)	2.17
Taux de Sels à l'entrée du dessaleur (mg/L)	12,961.10 ⁵
Taux de l'eau dans le pétrole brute (%)	1.93
Eau de lavage (%)	3 – 4
Taux moyen de sulfure dans le pétrole brute (%)	4.58

5.1. Produits finis

Les raffineries de pétrole mélangent différents produits premiers avec des additifs et d'autres matières premières, stockent les produits finis et les conditionnent pour leur transport par camion, bateau, train, etc.

- Combustibles gazeux : tels que le propane, stockés et transportés sous forme liquide sous pression dans des wagons spécialisés vers les distributeurs.
- Carburants liquides transportés par bateau, train ou pipeline.
- Lubrifiants (huiles moteurs, de transmission, graisses, etc.), généralement expédiés en vrac dans une installation d'emballage hors site.
- Paraffine, utilisée dans le conditionnement de nourriture congelée entre autres
- Soufre, sous-produit de l'élimination du soufre du pétrole qui contient quelques pour cent de composés organosulfurés.
- Goudron, expédié pour être conditionné hors site.
- Asphalte, utilisé en tant que liant pour le gravier pour former de l'enrober.
- Coke de pétrole, utilisé par exemple comme combustible ou pour produire des électrodes.
- Composés pétrochimiques, composés organiques qui servent comme ingrédients aux industries chimiques pour produire par exemple des polymères, ou des produits

pharmaceutiques. Ces composés sont par exemple l'éthylène ou les hydrocarbures aromatiques benzène-toluène-xylènes (BTX).

6. Classifications des pétroles

La composition chimique du pétrole varie selon son origine. Le mélange d'hydrocarbures issu de ce long processus comprend des chaînes carbonées linéaires plus ou moins longues, ainsi que des chaînes carbonées cycliques naphthéniques ou aromatiques. Il est aussi possible de distinguer les différents types de pétrole selon leur densité, leur fluidité, leur teneur en soufre et autres impuretés (vanadium, mercure et sels) et leurs proportions en différentes classes d'hydrocarbures. Le pétrole est alors paraffinique, naphthénique ou aromatique.

6.1. Classification des produits pétroliers raffinés

1. *Essence à moteur* : Tous les types d'essence utilisés pour les moteurs à combustion interne autres que les moteurs d'aviation.
2. *Carburant diesel* : Toutes les catégories de distillats vendues pour moteur diesel, y compris celles à faible teneur en soufre (moins de 0,05 %).
3. *Mazouts légers* : Tous les combustibles de type distillat pour brûleur à mélange surpressé, le mazout numéro 2 (huile de chauffage numéro 2), le mazout numéro 3 (huile de chauffage numéro 3), le mazout à chaudière, le gasoil et le mazout léger industriel.
4. *Carburant d'aviation* : Comprend l'essence d'aviation et carburéacteur.
5. *Mazouts lourds* : Toutes les catégories de mazout, y compris ceux à faible teneur en soufre (moins de 1 %) destinées aux moteurs à vapeur ou diesel. Mazouts soute B et soute C, mazout 4, 5 et 6 et mazout résiduel.
6. *Asphalte* : Produits de transformation du pétrole, comprend l'huile de fluxage, le bitume pour couche d'impression, le bitume d'imprégnation, les bitumuls, le bitume fluxé, les asphaltes liquides ou solides, l'asphalte oxydé, les composés pour pavage, fluxage ou couche d'impression.
7. *Gaz de pétrole liquéfiés* : Comprend le propane, les mélanges de propane, le butane et les mélanges de butane.

7. Unités de mesure

Les unités couramment utilisées pour quantifier le volume de pétrole sont les Mble ou Gbbl pour les réserves mondiales, les Mbbbl/j pour la production, « bbl » signifiant « blue barrel », les préfixes « M » et « G » signifiant respectivement million et milliard (méga et giga). Un baril représente exactement 42 gallons (américains), soit 158,987 litres.

On trouve également des données en tonnes. Afin de permettre les comparaisons entre pétroles de pouvoir calorifique différent et avec les autres sources d'énergie, l'Agence internationale de l'énergie et nombre d'autres organismes (Eurostat, ministères de l'énergie de la plupart des pays) utilisent la tonne d'équivalent pétrole.

Spécifications des produits

Les spécifications des produits concernant le pétrole et le gaz d'expédition et l'eau de rejet sont indiquées dans les tableaux suivants :

Tableau 2. Spécifications de pétrole

Paramètres	Exigences
TVR (été)	< 0.48 bar (7 psia) à 37.8 °C
TVR (hiver)	< 0.69 bar (10 psia) à 37.8 °C
BSW	≤ 0.5 % volumique
Salinité	≤ 40 ppm
Teneur en soufre	≤ 40 ppm
Température de transfert (maximum)	60 °C

8. Commerce du pétrole et des produits pétroliers en Algérie

L'activité commercialisation a pour missions l'élaboration et l'application de la stratégie de Sonatrach en matière de commercialisation des hydrocarbures sur le marché intérieur et à l'international. Des opérations sont menées en coopération avec les filiales NAFTAL pour l'approvisionnement du marché national en produits pétroliers et gaziers (GPL), HYPROC SC pour le transport maritime de ces produits et COGIZ pour la commercialisation des gaz industriels. L'Activité commercialisation gère les interfaces et les opérations avec les autres

opérateurs nationaux pour satisfaire la demande du marché national dans les meilleures conditions économiques et de qualité de service.

La société nationale d'électricité et de gaz « Sonelgaz » est le plus important client de Sonatrach et le principal acteur sur le marché domestique pour la production et la distribution de l'électricité ainsi que la distribution publique du gaz naturel. L'approvisionnement de Sonelgaz se fait à travers 65 points de livraison répartis sur tout le territoire national. Bien que l'Algérie soit riche en ressources minérales diverses, tels que le fer, le cuivre, le phosphate et l'uranium, les hydrocarbures constituent, de loin, la principale ressource économique. 97 % des recettes en devises proviennent de l'exportation des hydrocarbures, ce qui signifie que le pétrole nourrit et équipe le pays. On comprend dès lors que le projet de réforme suscite inquiétudes et interrogations. L'examen plus attentif de la nouvelle loi pétrolière algérienne, sans confirmer les rumeurs sur la privatisation de la Sonatrach, indique cependant une réorganisation substantielle de structures et une transformation décisive des conditions d'accès à la recherche et à l'exploitation pétrolière.

Le marché international représente près de 73% des ventes d'hydrocarbures liquides et gazeux. En effet, Sonatrach s'est donné les moyens de se positionner en qualité de groupe pétrolier et gazier international. Sa stratégie se traduit par une participation à la promotion de ses produits et à leur commercialisation directe sur les marchés mondiaux. Sonatrach possède (19) navires de transport (10 GPL) et (09 GNL) et se positionne comme un acteur majeur dans l'exportation du GPL et du GNL dans le bassin euro-méditerranéen. Elle ambitionne de développer sensiblement ses parts de marché aux USA et en Asie, notamment en Chine et en Inde.

8.1.Principales filiales de Sonatrach

Le Groupe Sonatrach dispose de 154 filiales et participations activant aussi bien au niveau national qu'à l'international

1. **ENAFOR** (Réalisation d'opérations de forage)
2. **ENAGEO** (Réalisation des prospections géophysiques)
3. **ENSP** (Réalisation de services aux puits)•
4. **ENTP** (Forage et Work over de puits hydrocarbures)
5. **ENGTP** (Etudes et réalisation d'installations Industrielles)

6. **GCB** (Génie Civil et Bâtiment)•
7. **ENAC** (Engineering, Construction & Pose de canalisations)
8. **SAFIR** (Engineering et réalisation d'unités industrielles)
9. **NAFTAL**, (Commercialisation et de Distribution des Produits Pétroliers)
10. **HYPROC SC** (Shipping)
11. **Tassili Airlines** (Transport aérien)•
12. **Groupe ASMIDAL** (production, commercialisation et développement des engrais, de l'ammoniac et des dérivés).



Figure 5. Logo de différentes filiales du groupe Sonatrach.

Chapitre II : Généralités sur le dessalage de pétrole brut

1. Introduction

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 plupart des puits fournissent, depuis leurs mises en production, une huile variablement chargée en sels : le chlorure de sodium est majoritaire, mais il est toujours associé à des quantités de 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 de puits et des caractéristiques physiques de la roche de réservoirs. De plus elle évolue au cours de la vie du puits à la découverte du gisement d'un pétrole brut en présence d'un champ électrique remonte à 1908 et due 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.

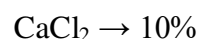
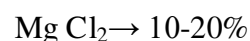
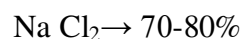
2. Généralité sur les sels

2.1. Nature de sel

La plupart des puits fournissent, lors de leur mise en production, une huile anhydre mais, néanmoins, variablement chargée en sels, au cours de la vie du puits, cette teneur tend à augmenter régulièrement. Les sels dans les pétroles bruts sont généralement contenus dans l'eau résiduelle qui est en suspension dans la phase pétrole, la composition chimique de ces sels varie, mais les sels les plus souvent trouvés dans le pétrole brut sont les chlorures de sodium, calcium et magnésium. ; Les sels sont généralement présentés sous deux formes :

- ✓ Sous forme de cristaux.
- ✓ Sous forme dissous dans des fines gouttelettes d'eau dispersées dans le brut.

Généralement, la répartition des sels chlorés est la suivante :



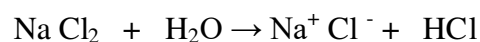
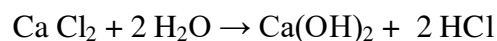
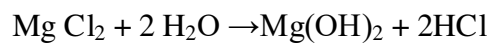
Outre ces sels, on peut trouver les sels d'acide carbonique et sulfureux, on trouve aussi dans le brut des argiles, du sable et des sédiments formés par des sulfures de fer, des composés de vanadium, d'aluminium qui peuvent être décantés et constituent des boues qui se déposent au fond des dessaleurs.

Les sels et les matières solides qui demeurent dans le pétrole compliquent le raffinage en provoquant de nombreux phénomènes nuisibles.

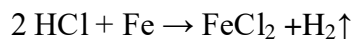
Au nombre de ceux-ci, on peut mentionner :

- ✓ Augmentation des pertes de charge qui implique une réduction de débit ou augmentation de la vitesse de passage (qui gênera le transfert de chaleur).
- ✓ Diminution du coefficient de transfert dans la batterie échangeurs, car les sels sont de mauvais conducteurs de chaleur, d'où une augmentation de température de peau ou risque ruptures des tubes.
- ✓ La dégradation de la qualité des résidus.
- ✓ Changement des paramètres de marche des unités.
- ✓ Surconsommation énergétique au niveau du four.
- ✓ Entraînement des hydrocarbures avec les effluents.
- ✓ La corrosion.

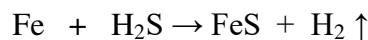
Les sels s'hydrolysent, sous l'effet de la température en donnant de l'acide chlorhydrique :



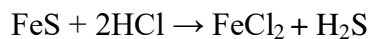
L'acide chlorhydrique (HCl) (en solution aqueuse) attaque le fer suivant la réaction :



La corrosion devient encore plus importante en présence de sulfure d'hydrogène (HS) :



Alors le (HCl) formé précédemment rentre en réaction avec (FeS) qui n'est pas soluble dans l'eau :



La corrosion est plus importante en présence de ces deux acides.

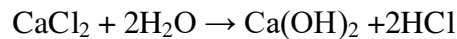
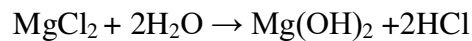
Lors du traitement du brut la séparation de l'eau libre se fait par décantation due à la différence de densité, mais il reste une petite quantité d'eau saturée en sels à l'interface eau huile, où l'huile et l'eau peuvent former une « couche d'émulsion » où les fines molécules d'eau et d'huile sont intimement liées et difficilement séparables.

2.2. Inconvénients des sels

Les sels dissous dans l'eau du pétrole brut précipitent sur les parois des tubes des échangeurs de chaleur et des fours et présentent les inconvénients suivants :

- Augmentation des pertes de charge qui implique une réduction de débit ou augmentation de la vitesse de passage à cause de la réduction de la section de passage.
- Diminution du coefficient de transfert de chaleur, car les sels sont mauvais conducteurs de chaleurs
- ✓ Encrassement des échangeurs et des fours.

- Corrosion des circuits de tête de la colonne de distillation atmosphérique en présence de chlorure de magnésium et de calcium selon les réactions suivantes :



- √ Obtention de résidu atmosphérique riche en sodium, qui empoisonne le catalyseur de craquage catalytique [3].

3. Théorie sur les émulsions

Une émulsion est une dispersion d'un liquide en fines gouttelettes dans un autre liquide, les deux liquides étant non miscibles :

- √ le liquide sous forme de gouttelettes est qualifié de phase dispersée, phase discontinue ou phase interne.

- √ l'autre liquide est appelé phase dispersante, phase continue ou phase externe.

Les deux phases non miscibles de l'émulsion n'ont pas la même solubilité. L'une est hydrophobe ou lipophile, on parle couramment de phase huileuse, l'autre est hydrophile, on parle de phase aqueuse. Les émulsions conventionnelles sont des systèmes hors équilibre. En raison de cette instabilité les émulsions industrielles comportent toujours des émulsifiants, ou émulsionnants, formant un film interracial, autour des gouttelettes de la phase dispersée. Il s'agit le plus souvent de petites molécules amphiphiles appelées tensioactifs ou agents de surface. La schématisation classique des tensioactifs met en évidence un pôle hydrophile et un pôle hydrophobe. Les parties hydrophile et hydrophobe ont de l'affinité respectivement pour la phase hydrophile et hydrophobe de l'émulsion. Même si elles sont thermodynamiquement instables, les émulsions industrielles peuvent donc présenter une stabilité dans le temps (stabilité cinétique) très importante.

3.1. Émulsion dans le pétrole brut

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

Dans Cet espace, le pétrole et l'eau peuvent former une couche d'émulsion, où le pétrole et les d'eau s'entremêlent fermement donc, difficiles à séparer. L'épaisseur de cette couche d'émulsion peut va rir de quelques centimètres à un mètre. Dans les champs pétroliers, les deux phases sont généralement le pétrole et l'eau salée. Si la phase dispersée est l'eau, il s'agit d'une émulsion eau dans le brut (émulsion directe), si la phase dispersée est le pétrole, il s'agit alors d'une émulsion brute dans l'eau, connue aussi sous le nom d'émulsion inverse.

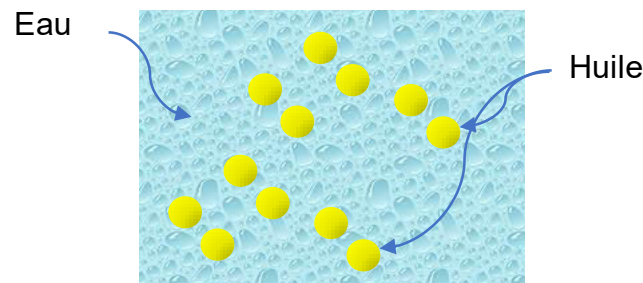


Figure 6. Représentation d'une émulsion Eau–Huile.

3.2. Nature des émulsions de pétrole

Pour un champ pétrolier, les deux types d'émulsions de base rencontrés sont l'eau dans l'huile et l'huile dans l'eau. Plus de 95 % des émulsions de pétrole brut formées dans les champs pétrolifères sont du type eau-dans-huile, l'eau étant la phase dispersée, et l'huile étant la phase continue. L'huile achetée doit contenir moins de 2% d'eau. Une référence supplémentaire à « l'émulsion » dans ce travail implique des émulsions de type eau-dans-huile. Les émulsions eau-dans-huile contiennent des mélanges complexes de composés organiques et matériaux inorganiques. Les composés qui se trouvent avec l'eau et l'huile sont appelés agents émulsifiants. Ces agents sont des matériaux tensioactifs qui tendent à stabiliser les émulsions. Il s'agit notamment des asphaltènes, des résines, phénols, acides organiques, sels métalliques, limons, argiles, cires et bien d'autres. Les émulsions peuvent être stabilisées par la présence d'un film protecteur autour des gouttelettes d'eau. Ces films protecteurs, créés en émulsifiant agents, agissent comme une barrière structurelle à la coalescence des gouttelettes d'eau. À casser ou rompre le film qui entoure une goutte d'eau, il faut introduire une action chimique et, dans de nombreuses usines de dessalage, appliquer de la chaleur. Le produit chimique utilisé pour briser le film est largement connu comme un désémulsifiant (Al-Otaibi et al. 2003).

3.3. Conditions de formation d'une émulsion

Les émulsions les plus rencontrées sont des types eau dans l'huile ; c.-à-d. : (hydrophobe), le milieu continu est l'huile (brut), et subi d'un dessalage du brut.

Trois conditions sont nécessaires pour former une émulsion stable sont :

- Immiscibilité de l'eau et du pétrole brut.
- Existence des énergies suffisante pour disperser les deux phases.
- Présence d'un agent émulsifiant.

Les agents émulsifiants rencontrés dans le pétrole brut comprennent les asphaltées, les résines, les acides organiques et les paraffines solubles dans le brut.

L'agent émulsifiant naturel contenu dans le brut sont des molécules polaires se rencontre à l'interface eau – brut et empêchent la coalescence des gouttelettes d'eau ([Daniel-David et al. 2005](#)).

3.4. Stabilité d'une émulsion

La stabilité d'une émulsion ou sa résistance à la destruction, dépend de plusieurs paramètres les plus importantes sont :

3.4.1. Agent émulsifiant

C'est le facteur essentiel dans la stabilité d'une émulsion, l'activité de l'agent émulsifiant se définit par sa vitesse de migration à l'interface eau – brut et par son pouvoir émulsifiant, et l'absence de l'agent émulsifiant conduit à une émulsion non stable

3.4.2. Agitation

La taille de la gouttelette d'eau dispersée dans le pétrole brut est en relation directe avec le type de la sévérité de l'agitation effectuée. L'agitation est plus élevée résulte des gouttelettes d'eau très petites et la vitesse de migration diminue ; on obtient d'une émulsion plus stable.

3.4.3. Viscosité de l'huile

La viscosité de l'huile joue deux rôles importants dans la stabilité de l'émulsion ; l'un empêche la migration de l'agent émulsifiant vers l'interface et limite la formation de petites gouttelettes d'eau par l'agitation. D'autre part la viscosité élevée est un facteur indésirable par rapport la décantation des fines gouttelettes d'eau.

3.4.4. Teneur en eau dans l'émulsion

Dans une émulsion stable dont la phase dispersée (l'eau) est entourée par l'agent émulsifiant et la phase dispersante (l'huile) le pourcentage d'eau augmente qui permet une très grande agitation est nécessaire pour mettre l'eau en émulsion. La stabilité des émulsions diminue, lorsque le pourcentage d'eau augmente.

3.4.5. Age de l'émulsion

Pour traiter l'émulsion après leur formation il est nécessaire avec le temps de décanter l'eau de l'émulsion, mais il reste toujours les plus petites gouttelettes d'eau dans l'émulsion et devient plus en plus stable ; c'est-à-dire la coalescence des gouttelettes d'eau plus difficile qui résulte des réactions chimiques complexes peuvent rigidifier le film interracial.

3.5. Étapes de désintégration des émulsions

Les étapes de désintégration des émulsions est basée sur trois principaux procédés sont :

- Procédé mécanique.
- Procédé chimique.
- Procédé électrique.

3.6. Procédé mécanique

Parmi les procédés mécaniques les plus connus on trouve : la décantation, la centrifugation (l'essorage) et la filtration.

La décantation : Le principe de décantation est basé sur la différence de densité entre les gouttelettes d'eau et l'huile pour faciliter la séparation des deux phases. La décantation n'est efficace que pour des émulsions stables. On a deux possibilités pour améliorer la décantation de l'eau :

- La coalescence des gouttelettes d'eau.
- L'augmentation de la température a pour but de diminuer la viscosité de l'huile et l'accélération de la décantation.

La centrifugation : Il est basé sur le lavage du pétrole brut avec 8 à 10 % d'eau à des températures supérieures à 80°C. Ce procédé permet d'atteindre un dessalage presque complet.

La filtration : La séparation de l'eau contenue dans le pétrole brut par la filtration est basée sur les phénomènes de mouillage sélectif. En effet les fines gouttelettes d'eau se rassemblent et forment des grosses gouttes d'eau qui s'écoulent facilement par gravité.

3.7. Procédé chimique

Ce procédé est très largement utilisé car il est simple et souple. La désintégration de l'agent émulsifiant peut être obtenue par produit chimique, selon le mécanisme suivant :

- L'absorption de l'agent émulsifiant par le produit chimique à effet tension – actif plus puissant et à solidité moindre de la couche absorbante.
- La formation d'émulsion inverse
- En présence de l'agent émulsifiant ; la dissolution de la couche absorbante de l'interaction de sa réaction chimique.

Il existe plusieurs modes d'injection des dés émulsifiants :

- Dans le train de séparation.
- Dans les puits de production.
- Dans la vanne du dessaleur.

3.8. Procédé électrique

Le dessaleur électrostatique est l'équipement le plus utilisé pour détruire la stabilité d'une émulsion ; la coalescence des gouttelettes d'eau est assurée par l'utilisation d'un champ électrostatique créé entre les deux électrodes supérieure et inférieure, et par conséquent l'assemblage des gouttelettes d'eau en forment des grosses gouttes qui décantent facilement.

Chapitre III : Dessalage électrostatique du pétrole brut

1. Introduction

Le pétrole brut préchauffé contenant les émulsifiants est mélangé avec l'eau de lavage ; cette eau est injectée dans le brut à pourcentage de 3 à 5 % volumique. Le mélange de pétrole brut et l'eau passe par la vanne de mélange pour former une émulsion stable. L'ouverture de la vanne de mélange est contrôlée par un régulateur de pression différentielle à travers la vanne. Le type d'écoulement est laminaire de l'émulsion à travers le distributeur du dessaleur, ainsi l'émulsion quitte le distributeur par des trous placés tout le long du distributeur. Le rôle des électrodes est de casser l'émulsion en gouttelettes d'eau et l'huile. Ces gouttelettes se polarisent puis coalescent. L'interface eau-émulsion est maintenue par régulateur de niveau.

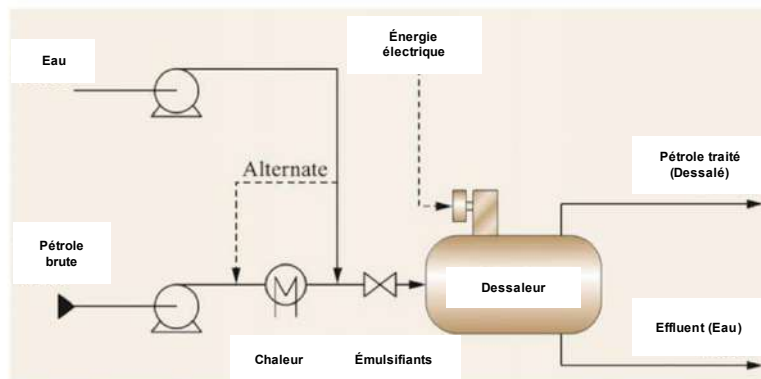


Figure 7. Procédé de dessalage

2. Mécanisme dessalage électrostatique

Pour éliminer toutes les impuretés, on lave le pétrole brut par l'eau déminéralisée et on le purge par dessalage électrostatique.

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :

- La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage.
- La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage.
- La décantation par gravité.

2.1. Niveau d'interface eau-brut

Le niveau d'eau décantée forme avec l'électrode inférieure un champ primaire d'environ 200 V/cm et le potentiel entre l'interface eau-brut égal 0. Toute variation significative du niveau d'eau modifie le champ primaire et perturbe la coalescence. Il est nécessaire à maintenir ce niveau constant. La loi du champ primaire est donnée par l'équation suivante :

$$E_1 = E_0/h$$

Avec :

E_1 : champ primaire (V).

E_0 : tension entre les deux électrodes (V/cm).

h : la distance entre l'interface et l'électrode inférieure.

Si le niveau d'eau est très élevé, le champ électrique augmente, le temps de décantation diminue ; alors on observe un entraînement de l'eau dans le brut dessalé. Si le niveau d'eau est très bas, le brut n'aura pas le temps de lavage suffisant et le rendement de dessalage diminue avec l'entraînement du pétrole brut dans l'eau de purge.

2.2. Température de dessalage

La température du dessaleur est un facteur plus important, elle doit être comprise entre 70 à 150°C, elle intervient dans la vitesse de coalescence des gouttelettes d'eau par l'influence de la viscosité qui est très sensible par le changement de la température.

On définit le critère de décantation est une fonction croissante avec la température, le constant suivant :

$$(\rho_1 - \rho_2) / \mu_2$$

ρ_1 : la masse volumique de l'eau.

ρ_2 : la masse volumique du brut.

μ_2 : la viscosité du brut.

Les graphes suivants montrent que la relation entre la variation de température en fonction de la viscosité, la densité et le facteur de décantation. D'après les courbes on observe l'augmentation de la température diminue la viscosité, ainsi que l'élévation de la température provoque la chute de densité du brut et l'augmentation de la température augmente la décantation, mais est limité par la conductivité électrolytiques du brut qui est favorable par l'élévation de la température et qui peut la diminution de l'efficacité du dessalage du brut.

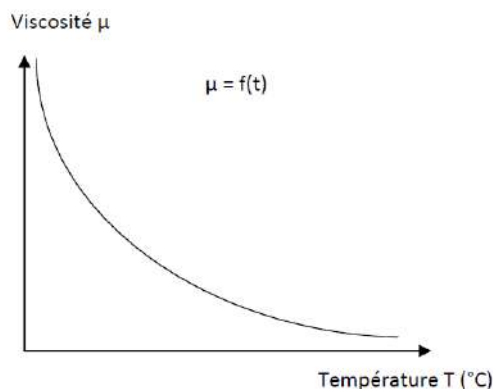
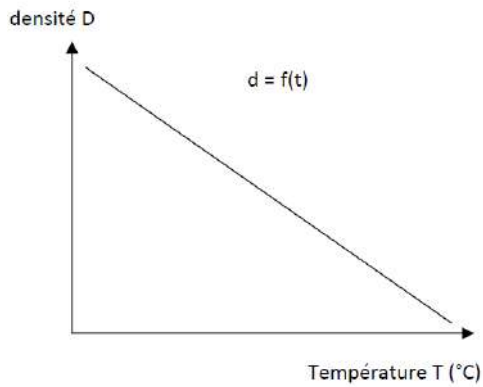


Figure 8. Variation de la viscosité en fonction de la température.

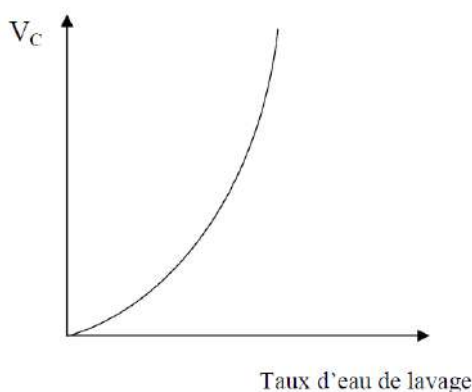


Variation de la densité en fonction de la température.

2.3. Taux de l'eau de lavage

Le taux d'eau de lavage est variable en fonction de la nature du pétrole brut (léger, moyen et lourd) et de la température de dessalage. L'objectif d'injection d'eau de lavage est à dissoudre les sels contenus dans le brut et former une émulsion avant le dessaleur, la force de coalescence électrique est fonction du taux d'eau de lavage ; c'est-à-dire l'augmentation du taux d'eau de lavage augmente la vitesse de coalescence entre les gouttelettes d'eau.

La figure ci-dessous montre que la variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage douce est fortement oxygénée, peut être utilisée en appoint dans le pétrole brut. Il est nécessaire de mélanger l'eau douce avec l'eau de procédé de traitement. Ceci permet d'éliminer l'oxygène par réaction avec les sulfures présents dans les eaux des procédés de traitement.



Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage

Un taux d'eau de lavage très élevé peut provoquer :

- Le déclenchement du dessaleur par l'augmentation du niveau d'eau.
- L'entraînement d'eau avec le brut dessalé.
- Moussage qui gêne le procédé du dessalage.

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

Une pratique courante consiste à injecter l'eau de lavage pour partie au refoulement de la pompe de charge, et d'autre partie à la vanne de mélange. Si l'eau de lavage est peu agressive, l'injection sera tout ou partie de cette eau au refoulement de la pompe de la charge.

2.5. Nature de l'eau de lavage l'eau

L'eau douce est fortement oxygénée, peut être utilisée en appoint dans le pétrole brut. Il est nécessaire de mélanger l'eau douce avec l'eau de procédé de traitement. Ceci permet d'éliminer l'oxygène par réaction avec les sulfures présents dans les eaux des procédés de traitement.

2.6. Perte de charge dans la vanne de mélange

La pression du dessaleur n'a pas aucune influence sur la salinité du pétrole brut, mais elle peut influencer sur le fonctionnement du dessaleur. La pression dans le dessaleur est constante, car l'augmentation de la pression provoque la vaporisation du brut et résulte la perte d'efficacité de dessalage. En cas de chute de pression, les vapeurs d'hydrocarbures seront saturés en eau donc plus conductrice que le brut, cela la puissance électrique augmente et convertie en chaleur qui chauffera le brut, et la vaporisation provoquera le déclenchement des électrodes [2]. Une importance augmentation de la pression différentielle risque de former des émulsions stables difficiles à résoudre. Mais le meilleur lavage du pétrole brut ; c'est-à-dire la dispersion de l'eau est plus fine provoque de perte de charge à la vanne mélangeuse élevée. Il faut donc trouver un compromis entre :

- La perte de charge.
- La température.
- Le taux d'eau de lavage.

2.7. Nature et taux de dés émulsifiant

Pour casser l'agent émulsifiant on utilise les émulsifiants approprié selon le cas. En règles générales, ils sont injectés en amont des séparateurs ; du déshydrater et du dessaleur avec un taux d'injection entre 5 à 50 ppm, le taux le plus élevé est utilisés pour les pétroles lourds. Il existe quatre actions essentielles pour un dés émulsifiant sont :

- Forte attraction par l'interface eau – huile.
- Coalescence.
- Flocculation.

- Mouillage des solides.

Les émulsifiants contiennent deux ou trois bases, dont les plus courantes sont des copolymères séquencés (oxyde d'éthylène-oxyde de propylène), parfois condensés avec des résines phénol-formol, des diacides organiques ou des groupements (éthylène diamine).

Les points d'injection de l'agent dés émulsifiant, sont situés soit dans le brut en amont dans la pompe de la charge, soit dans l'eau de lavage et soit dans les deux simultanément ([Maneerat et al. 2006, 1](#)).

2.8. Champ électrique

La coalescence est provoquée par un champ électrique ; c'est-à-dire l'apparition de la force d'attraction entre les gouttelettes d'eau et se transforme en dipôle induit.

Chaque gouttelette d'eau à son entrée dans le champ électrique alternatif se met à vibrer à la fréquence de 50 Hz, ceci provoque des mouvements continue ainsi se déforment, de rendre et leur forme devient elliptique, et la collision qui forme des grosses gouttes d'eau par la fusion, qui favorisent la migration des gouttes d'eau entre les électrodes puis la décantation au fond du dessaleur.

2.9. Temps de séjour

La détermination du temps de séjour du pétrole brut dans le dessaleur représente une grande importance dans le procédé de traitement, par ce que le temps du séjour influe sur la vitesse de coalescence et surtout sur la décantation des gouttelettes d'eau. Il est donné par la formule ci dessous:

$$Ts = V / Q \quad \text{(III- 3)}$$

Avec:

T : temps du séjour (s).

V : volume du dessaleur (m^3).

Q : Débit volumique du brut à dessaler (brut +l'eau de lavage), (m^3/s).

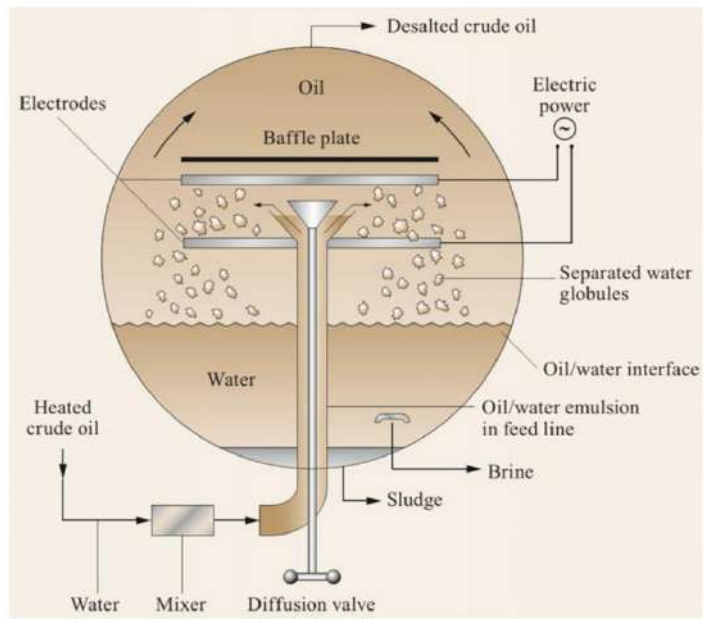


Figure 9. Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique.

2.10. Avantages et inconvénients

Les dessaleurs électrostatiques sont les équipements les plus largement utilisés pour éliminer les sels contenus dans les bruts pour mettre aux spécifications commerciales. Ils créent dans le brut des champs électriques importants, pouvant atteindre jusqu'à 20000 V/cm. Ces champs de sens constant mais d'amplitude variable.

Les plus anciens dessaleurs, contient deux électrodes horizontales inférieures et supérieures, et induisent donc deux champs, l'un entre les électrodes, et l'autre entre l'électrode inférieure et l'interface eau-huile.

Les plus récents sont composés de grilles verticales servant d'électrodes, entre lesquelles on injecte le brut. Le champ primaire est conservé, mais il est perpendiculaire avec l'écoulement, et ne gêne pas la décantation des gouttes d'eau, plusieurs champs secondaires, entre les électrodes et l'interface mais également entre les nappes d'électrodes.

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

Avantages

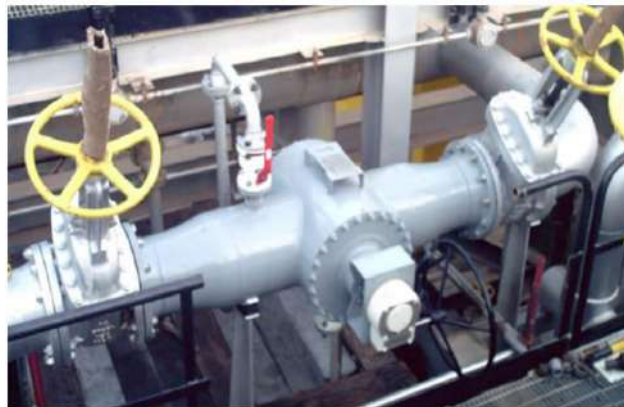
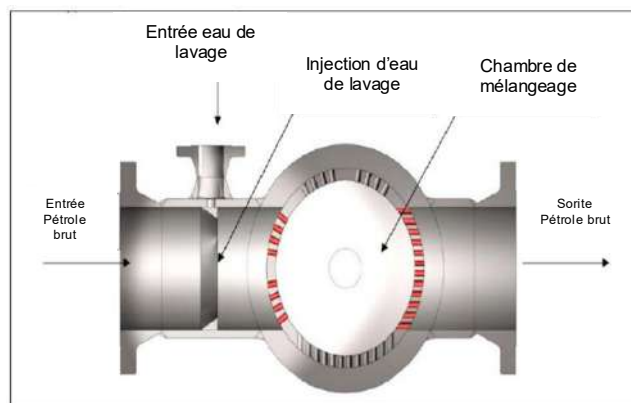
- ✓ Très bonne efficacité.
- ✓ Compacité, temps de séjour autour 8 minutes.
- ✓ Marche dégradée possible.
- ✓ Indicateurs de dysfonctionnement en temps réel.
- ✓ Réglage possible et facile.

Inconvénients

- Teneur en eau est limitée à l'entrée (15 à 20 % maximum).
- Coût élevé et la consommation d'énergie électrique.
- La phase gaz interdite.

3. Vanne mélangeuse

La vanne mélangeuse est spécialement conçue pour générer une taille uniforme de gouttelettes entre l'eau produite et l'eau de dilution, créant ainsi la population parfaite de gouttelettes d'eau pour une émulsion optimale et une coalescence continue (Aryafard, Farsi, and Rahimpour 2015). Le but de la vanne mélangeuse est de mélanger correctement le brut avec de l'eau. Lorsque la différence de pression (ΔP) est trop élevée, l'émulsion devient stable, par contre lorsque la différence de pression (ΔP) est trop faible l'émulsion est instable. La gamme de pression appropriée pour un mélange est comprise entre 1,0 et 1,75 kg/cm².



© Society of Petroleum Engineers

Figure 10. Vanne mélangeuse.

4. Dessalement du pétrole brut

Le dessalement est le processus d'éliminer les impuretés indésirables, telles que les sels, l'eau et les sédiments de base. Les sels qui se trouvent dans le pétrole brut sont généralement à base de chlorures de calcium, de sodium ou de magnésium dissous dans l'eau. La température élevée du traitement peut contribuer à la formation d'acide chlorhydrique qui est la principale cause de la corrosion des équipements de l'unité de raffinerie.

Les sels (chlorures, sulfates, carbonates) précipitent puis sédimentent ce qui entraîne la formation de dépôts affectant la performance des échangeurs thermiques ou entraînent des blocages. Aussi, certaine impureté d'origine métallique peut causer la désactivation des catalyseurs comme le sodium et l'arsenic.

Le processus de dessalement commence par le rinçage du pétrole brute par de l'eau douce suivi par l'injection des désémulsifiants. Ensuite, l'ajout de l'eau au pétrole brut pour diluer la concentration de sel, et finalement rejeté vers sous forme d'eau usée. La température de fonctionnement des dessaleurs est d'environ 150°C.

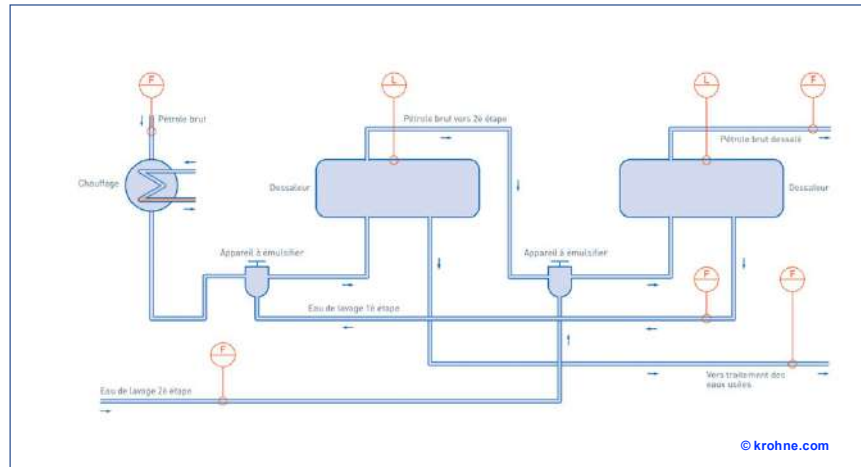


Figure 11. Schéma descriptif du processus de dessalement du pétrole brut.

5. Calcul des paramètres relatifs au dessalage

Tableau 3. Principales formules pour le calcul des paramètres relatifs au dessalage

Paramètres	Équation	Description
Bilan de matière de dessalage	$Q_b + Q_w = Q_d + Q_w$	Q_b : Quantité de brut à dessaler (m ³ /h). Q_w : Quantité d'eau de lavage (m ³ /h). Q_d : Quantité de brut dessalé (m ³ /h). Q_w' : Quantité d'eau de purge (m ³ /h).
Quantité de brut net (sans eau) Q_d	$Q_d = Q_b - Q_{\text{dessalé}}$	$Q_{\text{dessalé}}$: Quantité d'eau dans le brut dessalé.
Quantité d'eau de purge	$Q_w' = (Q_b + Q_w) - Q_d$	
vitesse de décantation	$V_d = \frac{2}{9} \left\{ \frac{r^2(\rho_1 - \rho_2)}{\mu_2} \right\}$	Avec : V_d : Vitesse de décantation (m/s) r : Rayon de la goutte d'eau (m) ρ_1 : Masse volumique de la phase dispersée (eau) (kg/m ³) ρ_2 : Masse volumique de la phase continue (Pa.s) μ_2 : Accélération de la pesanteur (9,81 m/s ²) Avec $\mu_2 = \theta \rho_2$ θ : la viscosité cinématique de la phase continue (brut) (m ² /s)
Temps de décantation	$T_d = L_1/V_d$	Où : T_d : Temps de décantation (sec). L_1 : Distance entre l'électrode basse et l'interface en (m). V_d : Vitesse de décantation (m/sec).
Temps de séjour	$T_s = V/Q$	T_s : Temps de séjour V : Volume de la capacité (m ³) Q : Débit volumique de la charge $Q = Q_b + Q_w$ Q_b : Débit volumique du pétrole brut Q_w : Débit volumique de l'eau de lavage

6. Étape de raffinage du pétrole brut Constituants du pétrole brut (teneur en sel)

Le pétrole brut non-raffiné contient de nombreuses impuretés indésirables, comme le sable, les sels inorganiques, la boue de forage, les polymères, les sous-produits de corrosion. La teneur en sel du pétrole brut varie en fonction de la source du pétrole brut et selon le mode de transport. L'élimination des sels et de l'eau avant la distillation est un processus habituel en raffinerai, donc, deux procédés s'appliquent successivement à savoir : la déshydratation et le dessalage.

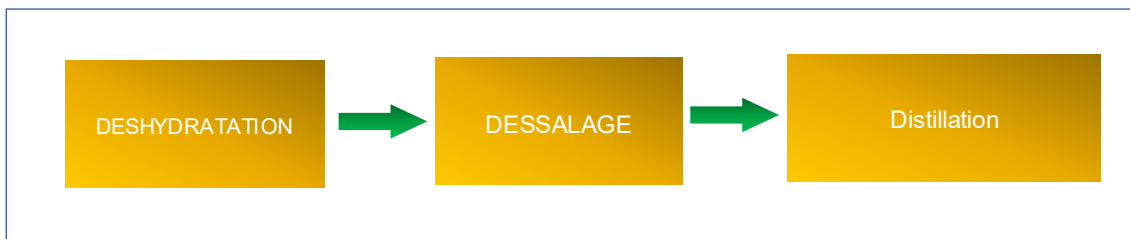


Figure 12. Étapes de raffinage du pétrole brut.

7. Procédé de déshydratation

Le procédé de déshydratation consiste à éliminer l'eau et les constituants de la saumure qui accompagnent le pétrole brut. Pour déshydrater le pétrole brut non raffiné, il faut assurer un temps de stockage dans un réservoir adéquat sous des conditions bien définies, la séparation s'effectue de manière naturelle afin de collecter l'eau sous le pétrole dans le fond du réservoir. Les deux fluides sont bien séparés, à l'exception d'une couche d'interface "d'eau noire", dite "rag layer", qui est une émulsion de pétrole et d'eau. Le réservoir est ensuite déshydraté en soutirant l'eau du fond de la cuve puis dirigé vers les stations de traitement de l'eau usée ([Sotelo et al. 2018](#)).



Figure 13. Bac de stockage pour la déshydratation du pétrole brut.

7.1.Chaine déshydratation/dessalage

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.

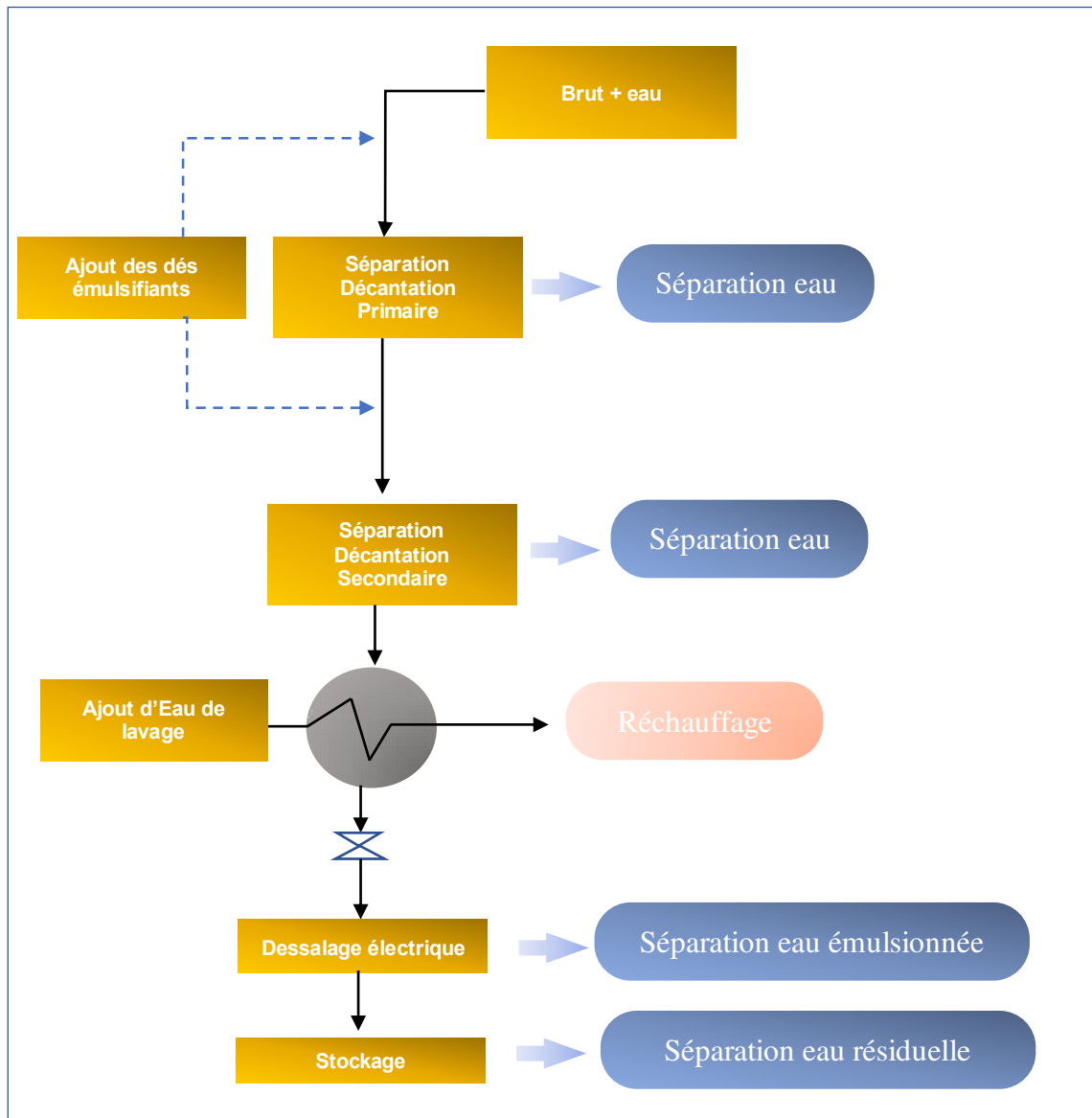


Figure 14. Organigramme descriptif de la chaîne déshydratation/dessalage (Hsu and Robinson 2019).

8. Procédé de dessalage

Le dessalage est une opération de lavage à l'eau qui élimine les minéraux solubles dans l'eau et les solides entraînés. Les deux opérations peuvent être effectuées sur le champ de production, à la raffinerie, ou les deux des endroits. Les impuretés les plus préoccupantes dans le pétrole brut comprennent :

Le dessaleur est utilisé pour l'élimination des sels dissous dans l'eau et aussi pour l'enlèvement des sédiments et pour l'évacuation de l'eau. Le procédé de dessalage est très important et doit être appliqué pour protéger les conduites et les unités de la corrosion.

Le dessalage aide à déboucher les tubes et les vannes à plateaux. La quantité de l'eau évacuée permet de diminuer la charge thermique produite par les fours.

Le dessalage est une opération qui passe par des étapes dont les plus importantes sont : (i) l'ajout des dés émulsifiant, (ii) Ajout d'eau de lavage avec augmentation de la température, (iii) mélange de l'eau avec du pétrole brute.

Le processus de dessalage s'effectue selon les étapes suivantes :

1. Injection et dispersion d'eau de dilution
2. Emulsification de l'eau diluée dans l'huile
3. Répartition de l'émulsion dans le champ électrostatique
4. coalescence électrostatique
5. Dépôt de gouttes d'eau

La vitesse de sédimentation d'une particule dans un liquide visqueux est inversement proportionnelle à la viscosité du fluide. La viscosité du fluide est inversement proportionnelle à la température du fluide. La vitesse de décantation est donc directement proportionnelle à la température du fluide.

8.1. Unité de dessalage

Le pétrole brut non raffiné doit être passer par l'unité de dessalage. Le dessalage du pétrole brut peut effectuer par deux méthodes à savoir le le dessalage chimique et électrostatique en utilisant de l'eau chaude comme agent d'élimination des sels (Nasirpouri et al. 2014).

8.2. Méthode de dessalage chimique

Cette méthode est basée sur l'utilisation des tensioactifs chimiques ajoutés au pétrole brut avec de l'eau, puis le mélange est chauffé pour que les les sels et autres impuretés se dissolvent dans l'eau et/ou se fixent aux molécules d'eau (Feyziev et al. 2007).

La quantité de solution chauffée est maintenue dans un réservoir pour que la séparation s'effectue spontanément selon la différence de densité. Dans le cas où le pétrole contient des quantités considérables des impuretés solides, l'ajout des tensioactifs peut simplifier la procédure de raffinage.

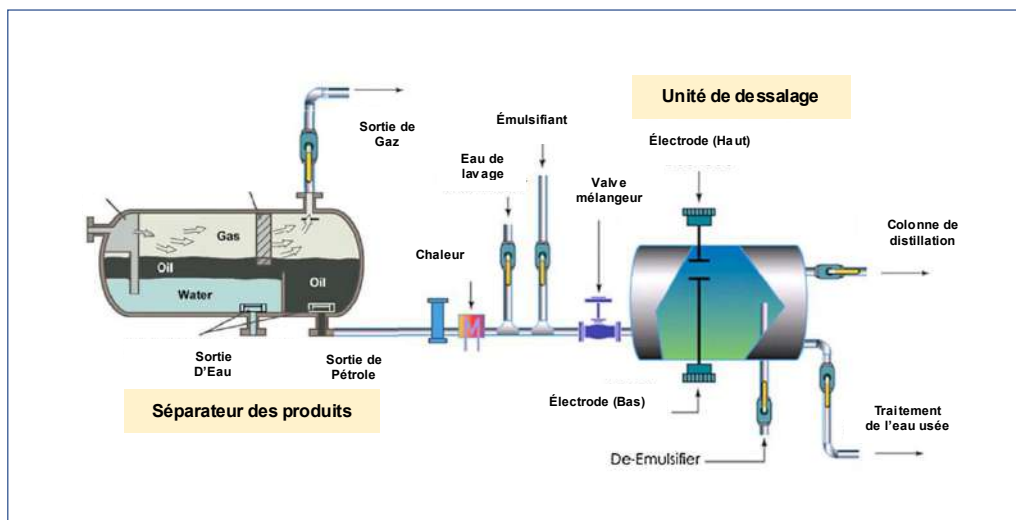


Figure 15. Procédés de raffinage de pétrole avec unité de dessalage (Nasirpouri et al. 2014).

8.3.Méthode de dessalage électrostatique

Cette méthode est basée sur l'application d'une haute tension électrostatique ce qui concentrent les globules d'eau en suspension au fond du bassin de décantation. Une vue en coupe typique de l'intérieur du dessaleur. Comme on peut le voir, il existe une unité de séparation dans le processus de raffinage du pétrole brut. Le but de cette unité est de diviser le flux en fractions souhaitées.

L'unité de dessalage est construite par des matériaux à base d'acier ordinaire, de carbone ou d'acier galvanisé au cadmium qui sont anti-corrosion et peuvent minimiser la contamination par les produits de corrosion.

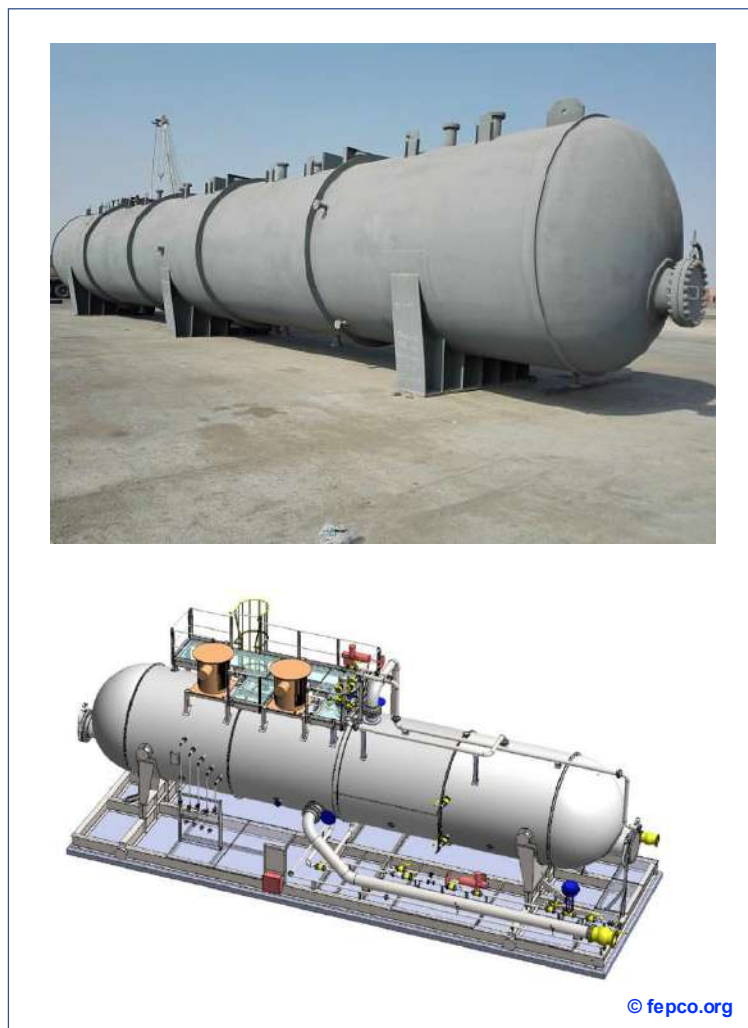


Figure 16. Photo d'un dessalage électrostatique

9. Calcul des paramètres de dessalage

9.1. Calcul de la vitesse de décantation

La vitesse de décantation est déterminée à l'aide de la Formule de Stokes :

$$V_d = \left[\frac{4}{3} \cdot \frac{(d_d - d_c) \cdot d_g \cdot g}{d_c \cdot \Phi} \right]^{1/2}$$

Où:

- V_d** : vitesse de décantation (m/s).
- d_d** : densité de la phase dispersée.
- d_c** : densité de la phase continue.
- d_g** : diamètre des gouttelettes d'eau.
- g** : force de la pesanteur
- Φ** : Coefficient de frottement.

9.2. Calcul de la vitesse d'écoulement

La vitesse d'écoulement de brut dans le distributeur est donnée comme suit :

$$W = \frac{Q_b}{3600 \times 2n \times f}$$

Où :

- W** : vitesse d'écoulement (m/s).
- Q_b** : Débit de la charge.
- n** : nombre de rampes.
- f** : Surface de passage d'un trou (m²).

9.3. Calcul du diamètre du dessaleur

Le calcul du diamètre du dessaleur est en fonction de Af.

Af : Facteur relatif à la phase légère (Pétrole) , Af est déterminé par la relation :

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

Où :

- Q_d** : Débit de brut dessalé (m³/s).
- r** : Rapport de la longueur sur le diamètre du dessaleur.

9.4.Calcul du champ critique

$$E_c = A' \sqrt{\frac{2\delta}{\varepsilon \times d_g}}$$

Où :

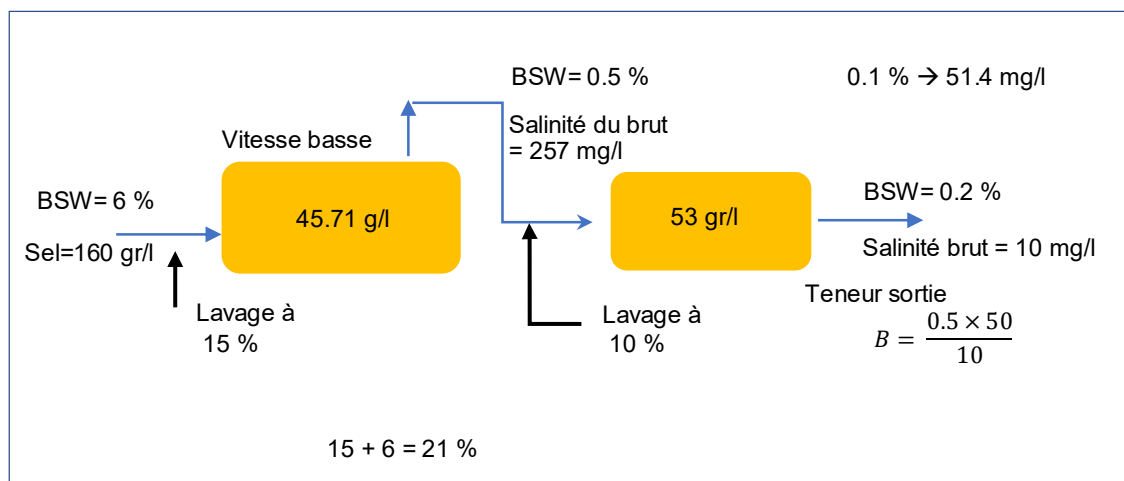
δ : tension interfacial entre l'eau et le pétrole.

A' : coefficient de proportionnalité.

d_g : diamètre de gouttelettes d'eau en (cm).

10. Redimensionnement du dessaleur

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 au laboratoire pour dégrossir les problèmes (Température, temps de séjour etc) n modélisant un pseudo procédé. En général le temps de rétention varie entre 20 et 30 minutes et la teneur en hydrocarbure 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)



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

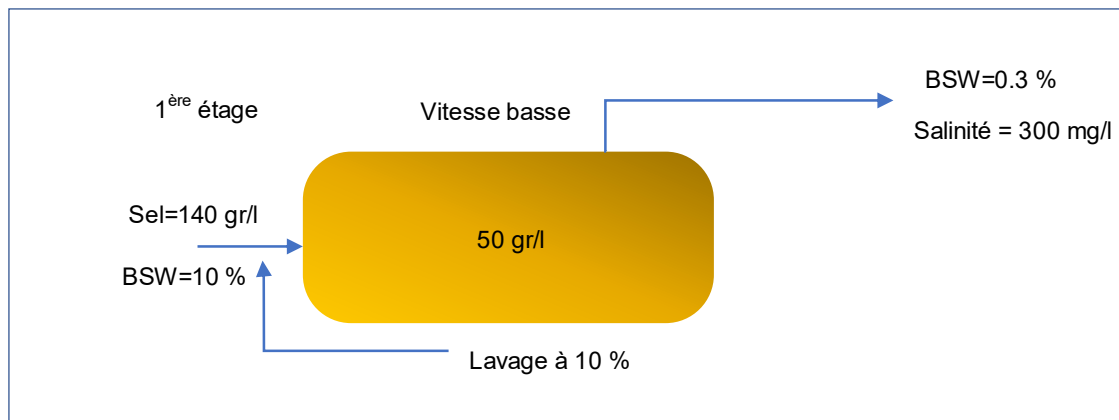
$$(6 \% \times 160 \text{ gr/l}) + (15 \% \times 0) = \text{Teneur moyenne} \times 21 \%$$

Soit une teneur moyenne salinité

$$\frac{160 \times 0.06}{0.21} = 45.71 \text{ gr/l}$$

Teneur en salinité pour un rendement de 100 %, si le rendement diminue on doit diviser la valeur de la teneur sur la valeur du rendement.

11. Méthode de calcul de l'eau de lavage



La salinité du brut est de $0,003 \times 140 = 420 \text{ mg/l}$ à la sortie. Il faudra injecter plusieurs fois de l'eau douce 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 le dessaleur travail à une vitesse basse (Low velocity), le BSW peut s'augmenter à l'entrée jusqu'à une valeur inférieure à 40 %. Le BSW du brut étant de 5 %, on obtient $40-5 = 35\%$ eau de lavage maxi.

Conclusion générale

Ce travail met la lumière sur la problématique de l'impureté du pétrole brute par les sels inorganiques. On a présenté dans ce mémoire les principales techniques utilisées pour le dessalement du pétrole brute ainsi que les étapes de dessalage. Le dessalage par la méthode électrostatiques est détaillé, aussi, le dessaleur est dimensionné. Le phénomène d'émulsion est décrit dans ce mémoire.

Pour améliorer la coalescence des gouttelettes dans un dessaleur électrostatique, trois méthodes peuvent s'appliquer selon le type des champs appliquées tels que :

1. Champs de courant continu (CC),
2. Champs de courant alternatif (CA),
3. Champs mixte AC=DC combinés.

Les champs CC sont très efficaces mais peuvent favoriser la corrosion électrolytique. Par conséquent, ils ne s'applique pas pour le dessalage du pétrole brut mais surtout pour déshydrater les huiles raffinées ayant une faible conductivité ([Meidanshahi, Jahanmiri, and Rahimpour 2012](#)).

Comme la situation sanitaire (Covid-19) du pays empêche de passer un stage aux unités de dessalage du pétrole brut, on s'est contenté de réaliser une étude théorique approfondie sur le dessalement du pétrole. Le phénomène est bien décrit, les équations exprimant les paramètres affectant l'opération du dessalage sont bien illustré. Dans ce travail une étude théorique sur le phénomène d'émulsion et sur le dimensionnement du dessaleur électrostatique est présenté. Le travail traite aussi les équations de calcul des paramètres relatifs au dessalage du pétrole brut par un dessaleur électrostatique. Le calcul aide à comprendre le phénomène de dessalage du pétrole brut.

Références

- Al-Otaibi, M., A. Elkamel, T. Al-Sahhaf, and A. S. Ahmed. 2003. "Experimental Investigation of Crude Oil Desalting and Dehydration." *Chemical Engineering Communications* 190 (1): 65–82. doi:10.1080/00986440302094.
- Aryafard, E., M. Farsi, and M.R. Rahimpour. 2015. "Modeling and Simulation of Crude Oil Desalting in an Industrial Plant Considering Mixing Valve and Electrostatic Drum." *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification* 95 (September): 383–89. doi:10.1016/j.cep.2015.06.011.
- Bahadori, A., and K. Zeidani. 2005. "Analysis of Crude Oil Electrostatic Desalters Performance." In *Canadian International Petroleum Conference*. Calgary, Alberta: Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/2005-093.
- Dadari, Soheil, Masoud Rahimi, and Sirus Zinadini. 2016. "Crude Oil Desalter Effluent Treatment Using High Flux Synthetic Nanocomposite NF Membrane-Optimization by Response Surface Methodology." *Desalination* 377 (January): 34–46. doi:10.1016/j.desal.2015.09.005.
- Daniel-David, Delphine, Isabelle Pezron, Christine Dalmazzone, Christine Noïk, Danièle Clause, and Ljepsa Komunjer. 2005. "Elastic Properties of Crude Oil/Water Interface in Presence of Polymeric Emulsion Breakers." *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* 270–271 (December): 257–62. doi:10.1016/j.colsurfa.2005.06.010.
- Feyziev, G. K., M. F. Dzhililov, A. M. Kuliev, and B. Sh. Badalov. 2007. "Good Prospects for Repeated Use of Spent Regenerative Solutions at Chemical Desalting Plants with Reduced Consumptions of Reagents and Wastewater." *Journal of Water Chemistry and Technology* 29 (2): 110–14. doi:10.3103/S1063455X07020075.
- Fritzmann, C., J. Löwenberg, T. Wintgens, and T. Melin. 2007. "State-of-the-Art of Reverse Osmosis Desalination." *Desalination* 216 (1–3): 1–76. doi:10.1016/j.desal.2006.12.009.
- Hsu, Chang Samuel, and Paul R. Robinson. 2019. *Petroleum Science and Technology*. Cham: Springer International Publishing. doi:10.1007/978-3-030-16275-7.
- Maneerat, Suppasil, Takeshi Bamba, Kazuo Harada, Akio Kobayashi, Hidenori Yamada, and Fusako Kawai. 2006. "A Novel Crude Oil Emulsifier Excreted in the Culture Supernatant of a Marine Bacterium, Myroides Sp. Strain SM1." *Applied Microbiology and Biotechnology* 70 (2): 254–59. doi:10.1007/s00253-005-0050-6.
- Meidanshahi, Vida, Abdolhossein Jahanmiri, and Mohammad Reza Rahimpour. 2012. "Modeling and Optimization of Two Stage AC Electrostatic Desalter." *Separation Science and Technology* 47 (1): 30–42. doi:10.1080/01496395.2011.614316.
- Nasirpouri, Farzad, Amir Mostafaei, Leila Fathyunes, and Robabeh Jafari. 2014. "Assessment of Localized Corrosion in Carbon Steel Tube-Grade AISI 1045 Used in Output Oil-Gas Separator Vessel of Desalination Unit in Oil Refinery Industry." *Engineering Failure Analysis* 40 (May): 75–88. doi:10.1016/j.engfailanal.2014.02.012.
- Pak, Afshin, and Toraj Mohammadi. 2008. "Wastewater Treatment of Desalting Units." *Desalination* 222 (1–3): 249–54. doi:10.1016/j.desal.2007.01.166.
- Sotelo, Carlos, Antonio Favela-Contreras, David Sotelo, Francisco Beltrán-Carbajal, and Ezequiel Cruz. 2018. "Control Structure Design for Crude Oil Quality Improvement in a

Dehydration and Desalting Process.” *Arabian Journal for Science and Engineering* 43 (11): 6579–94. doi:10.1007/s13369-018-3360-6.

Zahedi, Gholamreza, S. Saba, Musleh al-Otaibi, and Khairiyah Mohd-Yusof. 2011. “Troubleshooting of Crude Oil Desalination Plant Using Fuzzy Expert System.” *Desalination* 266 (1–3): 162–70. doi:10.1016/j.desal.2010.08.020.

ملخص. يحتوي الزيت الخام على كميات ضخمة من الأملاح التي تتنوع حسب طبيعة البئر. تسبب الأملاح أضرارًا جسيمة للمعدات وكذلك للأنايبب التي تنقل النفط الخام. تعتبر عملية تحلية الزيت ضرورية قبل التكرير. يساعد تحديد حجم جهاز إزالة الملوحة على فهم العملية الدقيقة لتحسين كميات المياه اللازمة للغسيل. تساعد دراسة المستحلب بدوره على فهم واجهة الزيت السائل التي تساهم في الاختيار الصحيح لعامل الاستحلاب. يوصى بشدة باستخدام أداة إزالة الملوحة الكهروضوئية لتحلية الزيت الخام نظرًا لبساطتها وكفاءتها في تحلية العديد من أنواع الأملاح. في هذا العمل تم تقديم دراسة نظرية حول ظاهرة المستحلب وأيضاً عن تحجيم مزيل الأملاح الكهروستاتيكي. يتعامل العمل أيضاً مع معادلات حساب المعلمات المتعلقة بتحلية النفط الخام بواسطة جهاز التحلية الكهروستاتيكي. يساعد الحساب على فهم ظاهرة تحلية النفط الخام.

الكلمات المفتاحية: الزيت الخام، التحلية، التحلية الكهروستاتيكية، الملح، ماء الغسيل .

Résumé. Le pétrole brut contient des quantités énormes des sels qui sont varié selon la nature du puit. Les sels causes des graves endommagements aux équipements tant qu'aux conduites transportant le brut. Le procédé de dessalage du pétrole est primordial avant le raffinage. Le dimensionnement du dessaleur aide à comprendre le processus fin d'optimiser les quantités d'eau nécessaire pour le lavage. L'étude de l'émulsion aide à son tour de comprendre l'interface liquide-huile ce qui contribue au bon choix de l'agent émulsifiant. L'utilisation du dessaleur électrooptique pour le dessalage du pétrole brut est très recommandé due à sa simplicité et de son efficacité à dessaler plusieurs types des sels. Dans ce travail une étude théorique sur le phénomène d'émulsion et aussi sur le dimensionnement du dessaleur électrostatique est présenté. Le travail traite aussi les équations de calcul des paramètres relatifs au dessalage du pétrole brut par un dessaleur électrostatique. Le calcul aide à comprendre le phénomène de dessalage du pétrole brute.

Mots-clefs. Pétrole brut, dessalage, dessaleur électrostatique, sel, eau de lavage.

Abstract. Crude oil contains huge amounts of salts which are varied depending on the nature of the well. The salts cause serious damage to the equipment as well as to the pipes transporting the crude. The oil desalting process is essential before refining. The sizing of the desalter helps to understand the fine process of optimizing the amounts of water needed for washing. The study of the emulsion in turn helps to understand the liquid-oil interface which contributes to the correct choice of emulsifying agent. The use of the electro-optical desalter for desalting crude oil is highly recommended due to its simplicity and efficiency in desalting many types of salts. In this work a theoretical study on the phenomenon of emulsion and also on the sizing of the electrostatic desalter is presented. The work also deals with the equations for calculating the parameters relating to the desalination of crude oil by an electrostatic desalter. The calculation helps to understand the phenomenon of desalination of crude oil.

Key-words. Crude oil, desalting, electrostatic desalter, salt, wash water.