

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des Sciences appliquées

Département de Génie des Procédés

Mémoire fin d'études

MASTER ACADEMIQUE

Domaine: Science et Technologie

Filière: industries pétrochimique

Spécialité : Génie Pétrochimique

Présenté Par :

BEKIRI Mohmmed Aymen

BECHOUA Lakhdar

Thème :

Étude le dessaleur électrostatique sur le champ de BRN

Soutenu publiquement le : 13/06/20023

Devant le jury composé de:

Dr. IZZA Hedaya

MCA (UKM Ouargla)

Présidente

Dr. TABCHOUCHE Ahmed

MCB (UKM Ouargla)

Examineur

Pr. GHIABA Zineb

Pr (UKM Ouargla)

Encadreur

Année Universitaire :2022/2023



Dédicaces

A ma mère qui m'a tant soutenu à travers tout
Ces longues années d'études
A mon père, un homme d'invisibilité, et mon soutien dans
ce monde.

A mes frères ;

A tous mes amis ;

A toute ma famille.

A tous mes collègues.

A tous ceux que j'ai connus dans le passé
À tous ceux qui se soucient de moi et qui se soucient de
moi.

Je dédie ce travail.

Bekiri Mohammed Aymen



Dédicaces

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.

Lakhdar BECHOUA



Remerciements

Tout d'abord, nous tenons à remercier sincèrement le
modérateur

Zineb GHIABA

Pour l'aide qu'il nous a apportée, et pour ses précieux
conseils tout au long de ce travail.

Je tiens également à remercier tous les membres du
jury

Pour l'intérêt qu'ils portent à notre travail et nous
leur exprimons notre profonde gratitude.

Nous remercions tous nos professeurs et tous sont
ceux qui ont directement ou indirectement contribué
à l'aboutissement de ce travail.

Liste des tableaux :

CHAPITRE IV : Résultats et discussion		
Tableau IV.1	Les valeurs de la salinité par rapport la température de brut chaque jour au niveau du Train 1	44
Tableau IV.2	Les valeurs de la salinité par rapport le dosage de désémulsifiant chaque jour au niveau du Train 1	45
Tableau IV.3	Résultats de salinité entré et sortie de brute au niveau de train 1.	46

Liste des figures :

CHAPITRE I : Dessalage du pétrole brut		
Figure I.1	Origine et formation du pétrole brut	6
Figure I.2	Photomicrographie de pétrole brut amplifié	10
Figure I.3	Représentation d'une émulsion avec émulsifiant	11
Figure I.4	Représentation d'une émulsion avec émulsifiant	12
Figure I.5	Représentation schématique d'un tensioactif	13
Figure I.6	Les différents types d'émulsions	15
Figure I.7	Émulsion d'eau dans l'huile	15
Figure I.8	Principe de l'émulsion	16
Figure I.9	Principe dessalage	17
CHAPITRE II : Dessalage électrostatique		
Figure II.1	Dessaleur électrostatique (1)	18
Figure II.2	Dessaleur électrostatique (2)	20
Figure II.3	Coalescence des gouttelettes d'eau	21
Figure II.4	Variation de la viscosité en fonction de la température	24
Figure II.5	Variation de la densité en fonction de la température	25
Figure II.6	Variation du facteur de décantation en fonction de la température	25
Figure II.7	Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage	26
Figure II.8	Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique	28
CHAPITRE III : Généralité sur le champ de BRN (BIR RBAA NORD)		
Figure III.1	Localisation du champ BRN	33
Figure III.2	Champs de BRN (toit Fm. Tadrart)	33
Figure III.3	Situation géographique du champ du BRN	34
Figure III.4	Les Divers compartiments du CTH	35
Figure III.5	Organigramme du groupement Sonatrach-ENI	35
Figure III.6	Les différentes étapes de traitement d'huile	36
CHAPITRE IV : Résultats et discussion		
Figure IV.1	Montage expérimental de la méthode de Mohr	40
Figure IV.2	Dissociation des sels dans le brut	41
Figure IV.3	Phénomène de solvatation	41
Figure IV.4	Titration de l'eau minérale	42
Figure IV.5	Salinité vs produit injecté (Dosage)	43
Figure IV.6	Courbe montre la variation de la salinité en fonction de dosage	43
Figure IV.7	La salinité et la température de brut chaque jour au niveau du Train 1	44
Figure IV.8	Comparaison entre l'entrée et la sortie de teneur en sel au niveau dessaleur Train 1	47

Liste des abréviations :

- **a** : Rayon des gouttelettes.
- **d** : Distance entre les centres de gouttelettes.
- **E** : Champ électrique.
- **V_c**: Vitesse de coalescence
- **X** : Taux d'eau de lavage
- **μ** : Viscosité dynamique du brut
- **g** : Accélération de la pesanteur
- **d_a** : Densité de la phase dispersée (eau)
- **d_c** : Densité de la phase continue (brut)
- **v_c** : Viscosité cinématique de la phase
- **D** : Diamètre des gouttelettes d'eau
- **E₁**: champ primaire (V).
- **E₀**: tension entre les deux électrodes (V/cm).
- **ρ₁**: la masse volumique de l'eau.
- **ρ₂**: la masse volumique du brut.
- **μ₂**: la viscosité du brut.
- **T_s** : temps du séjour (s).
- **V** : volume du dessaleur (m³).
- **Q**: débit volumique du brut à dessaler (brut+l'eau de lavage), (m³ /s)
- **V₁** : Volume versé d'AgNO₃.
- **0.1** : Normalité d'AgNO₃
- **V₂** : volume de la prise d'échantillon en ml
- **ESD** :Entrée de la salinité
- **SSD** : Sortie de la salinité

SOMMAIRE

Liste Des Tableaux

Liste Des Figures

Liste Des Abréviations

Introduction Générale

Etude bibliographique

CHAPITRE I : Dessalage du pétrole brut

I.1. Généralités sur le pétrole brut	06
I.1.1 Définition du pétrole brut.....	06
I.1.2 Origine et formation du pétrole brut.....	06
I.2. Composition du pétrole brut.....	07
I.3. Classification du pétrole brut.....	07
I.4. Le dessalage.....	08
I.4.1 Définition du dessalage.....	08
I.5. Généralité sur les sels.....	08
I.5.1. Nature des sels.....	08
I.5.2. Inconvénients des sels.....	09
I.6. Emulsion.....	10
I.6.1. Définition.....	10
I.6.2. Types d'émulsion.....	11
I.6.3. Les agents émulsifiants.....	12
I.6.4. Conditions de formation d'une émulsion.....	12
I.6.5. Stabilité d'une émulsion.....	13
I.6.6. Procédés des désintégrations des émulsions.....	14
I.6.7. Étapes de désintégration des émulsions.....	16

CHAPITRE II : Dessalage électrostatique

II.1. Dessaleur électrostatique.....	18
II.2. Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique.....	19
II.3. Mécanisme de dessalage électrostatique.....	20
II.3.1. La diffusion des sels du brut dans l'eau de lavage.....	21
II.3.2. Coalescence des gouttelettes d'eau.....	21
II.3.3. Décantation.....	22
II.4. Paramètres de fonctionnement d'un dessaleur électrostatique.....	23
II.4.1. Niveau d'interface eau-brut.....	23
II.4.2. Température de dessalage.....	24
II.4.3. Taux de l'eau de lavage.....	25
II.4.4. Nature de l'eau de lavage.....	26
II.4.5. Pression de service et les pertes de charge dans la vanne de mélange.....	26
II.4.6. Nature et taux de désémulsifiant.....	27
II.4.7. Champ électrique.....	27
II.4.8. Temps de séjour.....	27
II.5. Avantages et inconvénient.....	28

Matériel et méthodes

CHAPITRE III : Généralité sur le champ de BRN (BIR RBAA NORD)

III.1. Généralité sur le champ de BRN.....	33
III.2. Situation géographique.....	34

III.2.1 Centre de traitement d'huile « CTH ».....	34
III.3. Organigramme du groupement Sonatrach-ENI.....	35
III.3.1 Organigramme de Département Exploitation.....	36
III.4. Capacité de production.....	36
III.5. Spécifications des produits.....	37
III.6. Principe de fonctionnement du centre de traitement d'huile BRN (CTH).....	37

Étude expérimentale

CHAPITRE IV : Résultats et discussion

IV.1 Tests industriels	39
IV.1.1 Conduite du test industriel	39
IV.1.2 Contrôle de l'efficacité du dessalage.....	39
IV.1.3 Mode opératoire	40
IV.2 Résultats du test industriel.....	42
IV.2.1 Dosage du désémulsifiant.....	42
IV.2.2 La Salinité vs le dosage.....	42
IV.2.3 l'analyse de salinité par rapport à température de brut au niveau de Train1 ...	44
IV.2.3.1 Interprétation des résultats	45
IV.2.4 Résultats de salinité entrée sortie de brute unité	46
IV.2.4.1 Interprétation des courbes.....	48
IV.3 Conclusion	48

CONCLUSION GENERALE

BIBLIOGRAPHIE

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Les besoins en énergie augmentent constamment dans divers domaines, ce qui nous rend de plus en plus dépendants de cette énergie sous ses diverses formes. Le pétrole joue un rôle important dans le développement de l'industrie et est à la base de nombreuses formulations devenues des nécessités quotidiennes [1].

Le pétrole brut est un mélange complexe d'hydrocarbures de différentes familles (paraffiniques, naphthéniques et aromatiques), associé à des composés oxygénés, azotés et sulfurés, ainsi qu'à des traces de métaux spécifiques (vanadium, molybdène et nickel). Le pétrole brut est devenu un produit industriel majeur seulement au milieu du XIXe siècle.

Le raffinage du pétrole est une industrie lourde qui transforme un mélange d'hydrocarbures en produits énergétiques tels que les carburants, ainsi qu'en produits non énergétiques tels que les bitumes.

Actuellement, la commercialisation des bruts est régie par des contrats liant les producteurs, les transporteurs et les raffineurs, qui fixent les spécifications du pétrole mis en vente, en particulier les teneurs en sel et en eau. Les valeurs les plus courantes sont d'environ 40 mg/l pour la teneur en sel et d'environ 1% pour l'eau [2].

Les raffineries doivent réduire la salinité du pétrole brut à un maximum de 40 ppm avant de le traiter, afin de prévenir tous les problèmes potentiels tels que l'encrassement des échangeurs, la corrosion des équipements en tête de colonne de distillation atmosphérique et la détérioration de la qualité des résidus atmosphériques [3]. De plus, le sel peut provoquer la corrosion des instruments et des tuyaux de transport, ainsi que des blocages s'il cristallise dans l'équipement, voire la désactivation des catalyseurs dans les réacteurs de raffinerie. Pour éviter ces problèmes majeurs, il est nécessaire de réduire la teneur en sel du pétrole brut en installant une unité de dessalage [4] [5].

En général, ces unités de dessalement sont de type électrostatique, soumises à une haute tension (20 000 volts). Elles servent à éliminer les sels de manière très efficace en utilisant un champ électrique, de l'eau de lavage et des désémulsifiants.

Pour approfondir ce sujet, nous avons divisé ce travail en quatre chapitres, organisés comme suit :

Chapitre I :. dessalage du pétrole brut.

Chapitre II : Dessalage électrostatique

Chapitre III : Généralité sur le champ de BRN (BIR RBAA NORD).

Chapitre IV : Résultats et discussion.

Enfin, nous terminerons cette lettre par une conclusion générale sur cette étude.

Etude bibliographique

CHAPITRE I :
DESSALAGE DU PÉTROLE
BRUT

I.1 Généralités sur le pétrole brut :

Le pétrole brut et le gaz naturel sont des sources d'énergie vitales et constituent les principales ressources énergétiques dans le monde moderne. Son rôle est essentiel en étant responsable de 60% des besoins énergétiques mondiaux. Il est composé d'hydrocarbures qui sont utilisés pour produire une large gamme de produits énergétiques tels que les lubrifiants, les bitumes et les produits pétrochimiques. La diversité des produits dérivés du pétrole ne cesse de croître, englobant des éléments tels que les fibres synthétiques, les matières plastiques, les solvants et les détergents.

I.1.1. Définition du pétrole brut :

Le terme "pétrole" trouve son origine dans le mot latin "petroleum", qui se traduit par "huile de roche". Il désigne une huile minérale naturelle combustible, de couleur très foncée, possédant une odeur caractéristique plus ou moins prononcée. Le pétrole a une densité comprise entre 0,8 et 0,95. Il est formé d'hydrocarbures constitués d'un nombre différent d'atomes de carbone et d'hydrogène et donc de molécules de tailles et de structures différentes, ce qui détermine leur état physique, solide, liquide, gazeux. Donc Le pétrole se compose d'une combinaison de divers hydrocarbures, et ses propriétés varient considérablement en fonction de la proportion relative des différents composants qui le constituent [6].

I.1.2. Origine et formation du pétrole brut :

Le pétrole (Petra-oléum) ou huile de pierre, est un mélange complexe d'hydrocarbures liquides et/ou gazeux ; il renferme aussi une petite quantité de composés organiques oxygénés, azotés, soufrés... etc. Il est associé dans le gisement à de l'eau salée. Selon la théorie de l'origine organique du pétrole, cette ressource dérive principalement des restes organiques d'organismes végétaux et animaux qui vivent dans l'eau, tels que le plancton, ainsi que dans les fonds marins, connus sous le nom de benthos [7,8].

Le pétrole se trouve emprisonné dans une roche perméable dite roche éponge ou roche mère ou aussi parfois roche réservoir.

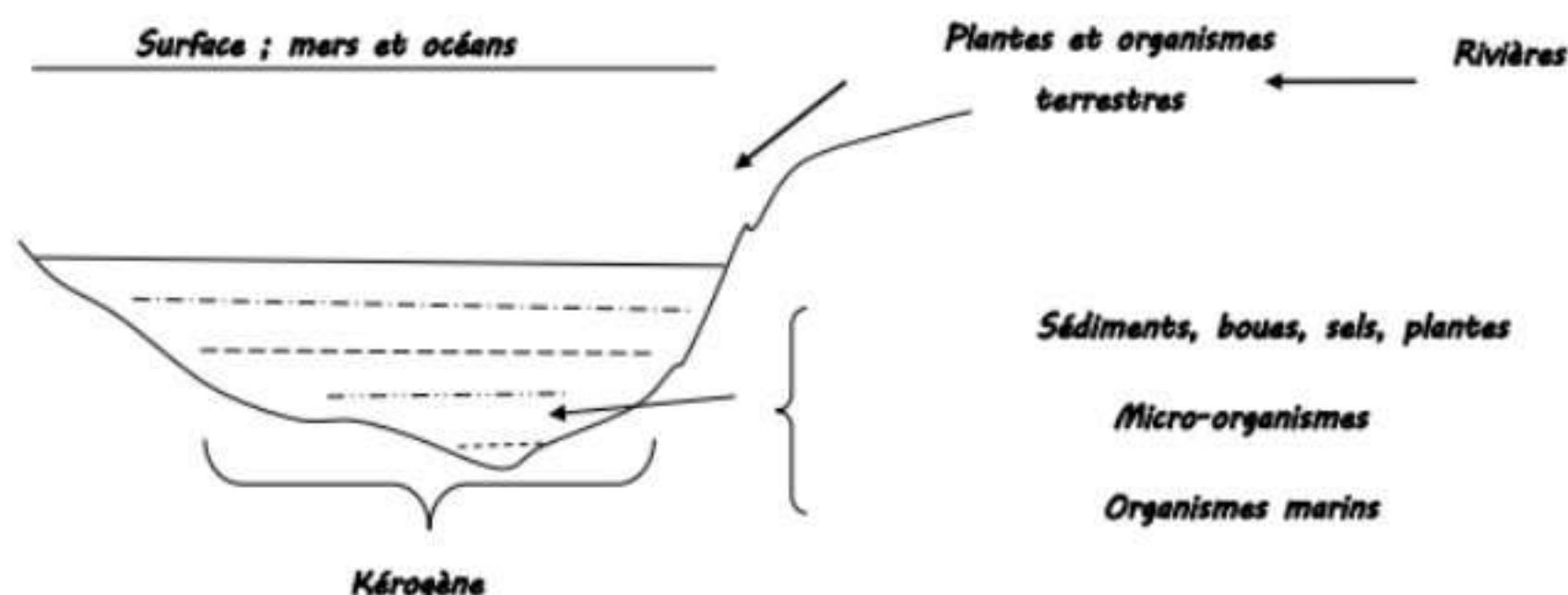


Figure I.1 : Origine et formation du pétrole brut [9]

CHAPITRE I : DESSALAGE DU PÉTROLE BRUT

Il y'a des centaines de millions d'années, le dépôt des restes végétaux et animaux terrestres et marins mélangés avec les sels, les boues les micro - organismes et les sédiments sableux rocheux et argileux formaient un mélange hétérogène dit (Kérogène).

Sous l'action de la pression, de la température et/ou des bactéries et des micro-organismes, le kérogène s'est décomposé et a mis en évidence l'initiation de milliers de réactions qui ont conduit à la formation du pétrole.

I.2 Composition du pétrole brut :

Le pétrole est un mélange complexe principalement composé d'hydrocarbures, représentant entre 93 et 99 % de sa masse. En plus des hydrocarbures, il contient également des composés organiques soufrés (entre 0,01 et 6 % de sa masse), des composés azotés (entre 0,05 et 0,5 % de sa masse), des composés oxygénés (entre 0,1 et 0,5 % de sa masse), ainsi que de petites quantités de certains métaux tels que le nickel et le vanadium (représentant entre 0,005 et 0,015 % de sa masse)[10].

La composition élémentaire des pétroles bruts se situe dans les limites suivantes :

- Le carbone : 84-87% ;
- L'hydrogène : 11-14% ;
- L'azote, le soufre, l'oxygène : 0-7%
- Métaux : 0.005-0.015% [9] [11].

I.3 Classification des pétroles bruts :

On classe le pétrole brut selon trois méthodes :

- Classification industrielle : Généralement, on classe les pétroles bruts en fonction de la densité en quatre grandes catégories : Les pétroles légers $d_4^{15} < 0.825$, les pétroles moyens $0.825 < d_4^{15} < 0.875$, les pétroles lourds $0.875 < d_4^{15} < 1.000$.
- Classification suivant le facteur de caractérisation K_{UOP}

Le facteur de caractérisation K_{UOP} a été introduit par les chercheurs de la société "Universal OilProducts". Pour les hydrocarbures purs étudiés, les valeurs de K_{UOP} sont de 13 pour les paraffines, de 12 pour les hydrocarbures où le poids relatif des chaînes et des cycles est équivalent, de 11 pour les naphènes purs et de 10 pour les aromatiques pures.

- Classification selon le caractère chimique dominant : C'est le classement du brut selon les familles prédominantes des hydrocarbures. Le pétrole peut être de type : paraffiniques, naphénique, aromatique[12].

I.4Le dessalage :

1.4.1 Définition du dessalage :

Le pétrole brut souvent contient de l'eau, des sels, des particules solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau. La salinité du pétrole brut est généralement limitée à 40 mg/l et la quantité d'eau, de sédiments et de sels (BSW - Basic Sediment and Water) doit être inférieure à 1%. Pour cette raison, des techniques avancées et des recherches continues sont menées sur le pétrole brut afin d'éliminer les sels et l'eau qu'il contient. L'objectif est de préserver les installations de traitement et de raffinage, ainsi que d'améliorer le prix de vente du baril de pétrole. En effet, la première étape du raffinage consiste à éliminer ces contaminants par le dessalage (déshydratation) pour réduire la corrosion, le colmatage et l'encrassement des installations [13][14].

Le rôle de l'unité de dessalage est d'éliminer par lavage à l'eau les sels minéraux présents dans les pétroles bruts. Le dessalage de ces sels peut potentiellement causer des dommages corrosifs et entraîner des obstructions dans les équipements de traitement du pétrole brut. De plus, cette opération de dessalage permet de récupérer les dépôts présents dans le pétrole brut. La séparation entre le pétrole brut dessalé et l'eau se réalise dans un réservoir décanteur de grande taille appelé le dessaleur [15]. Des expériences antérieures montrent que les propriétés corrosives des sels solubles dans l'eau peuvent causer des dommages importants aux équipements d'exploitation (par exemple, tuyaux, vannes, pompes, réservoirs et navires-citernes) ainsi qu'aux parties internes des tours de distillation de raffinerie [16] [17].

Les impuretés peuvent provoquer un encrassement des surfaces intérieures de l'équipement, entraînant ainsi potentiellement le colmatage des tuyaux de chauffage d'huile et une augmentation de la température et de la pression à l'intérieur, avec des implications critiques sur la consommation d'énergie

1.4.2 But du dessalage :

Le dessalage est nécessaire pour trois raisons principales :

Sous certaines conditions, les sels peuvent se cristalliser en plaques dans les tubages, les conduites et les installations de traitement, ce qui entrave la production.

La présence de sels favorise les corrosions électriques et chimiques.

Les exploitants sont contractuellement tenus de fournir aux raffineurs du pétrole brut dont la teneur en chlorures est inférieure à environ 40 mg par litre. L'objectif est donc de parvenir à :

- Éliminer la présence d'eau « DESHYDRATATION »
- Éliminer la présence de sel « DESSALAGE »
- Répondre aux exigences commerciales spécifiques. Plus précisément, il faut s'assurer que la salinité est inférieure à 40 mg/l.

Limiter le transport de l'eau dans les pipes (pertes de charge, corrosion) [18]

I.5 Généralité sur les sels :

I.5.1 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 [19].

Les sont présents soit :

- Sous forme de cristaux ;
- Ionisés dans l'eau présente dans le brut [20].

I.5.2 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 [21].

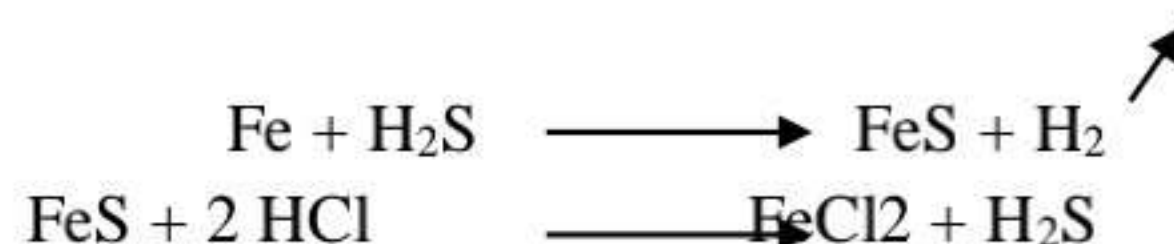
Les sels présents dans les unités de traitement du pétrole brut entraînent plusieurs désavantages et inconvénients, notamment lors des opérations de stabilisation et de topping.

Ces inconvénients comprennent :

- La réduction de la capacité de production due à l'obstruction progressive des passages par les dépôts de sels.
- La diminution du coefficient de transfert de chaleur dans les échangeurs en raison de la faible conductivité des dépôts de sels.
- Le risque de perforation et de rupture des tubes des fours et des échangeurs en raison de la corrosion provoquée par les sels.
- La formation d'hydroxydes et d'acides par l'hydrolyse des sels [22].

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 suivantes [23] :

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

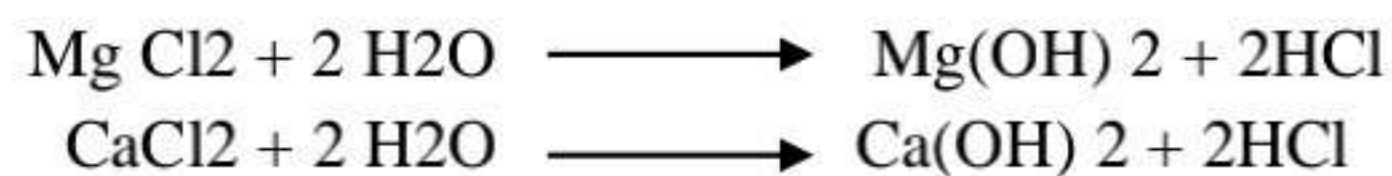


CHAPITRE I : DESSALAGE DU PÉTROLE BRUT

- ✓ L'acide chlorhydrique attaque le fer :



- ✓ Les sels d'hydrolysent sous l'effet de la température donnant de l'acide chlorhydrique[24]:



I.6 Emulsion:

1.6.1 Définition de l'émulsion :

Une émulsion est définie comme un mélange de deux liquides immiscibles dont l'un est dispersé sous forme de fines gouttelettes, dans l'autre, tels que l'eau et l'huile. Elle est formée lorsque de petites gouttelettes d'un liquide sont dispersées dans un autre liquide. Le liquide enveloppant constitue la phase continue ou externe, le liquide dispersé constitue la phase interne, nous appellerons par émulsion stable, une émulsion qui ne peut pas être rompue sans avoir recours à certaines formes de traitement.

Dans le cas d'une huile brute ou d'une émulsion ordinaire, il s'agit d'une dispersion de gouttelettes d'eau dans l'huile (figure I.2). Normale, ou régulière, des émulsions d'huile terrain consistent en une phase huileuse continue ou externe et une eau dispersée ou de la phase interne [25-27].

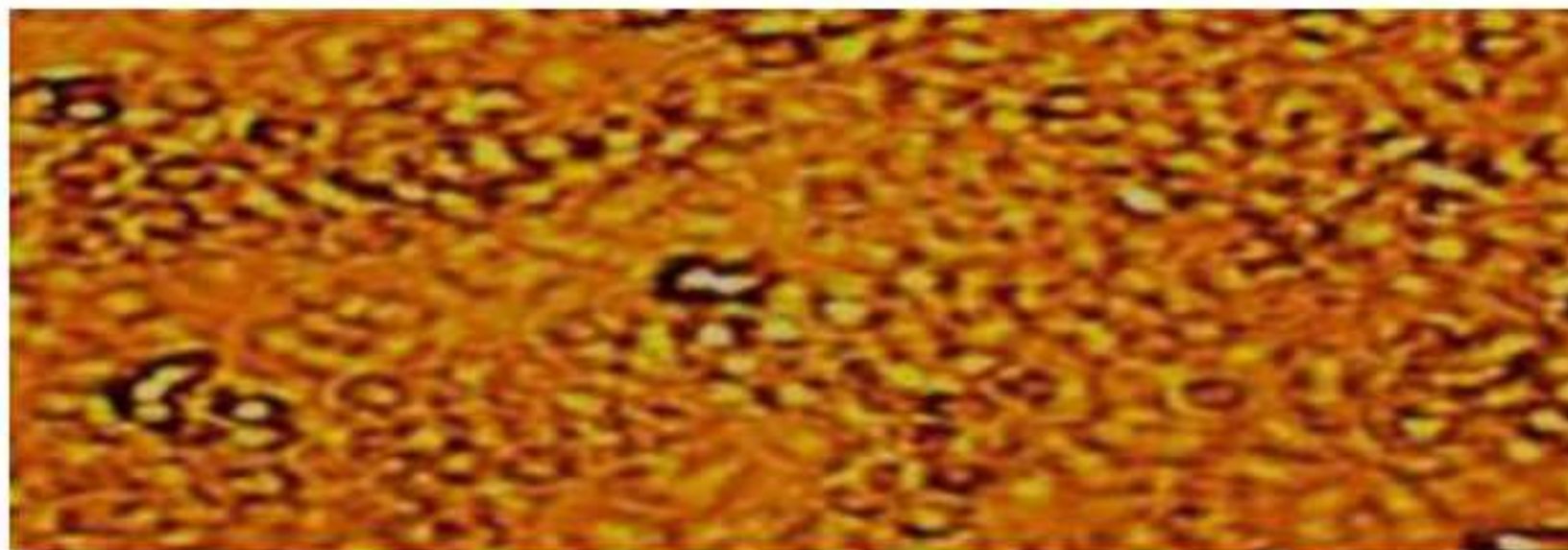


Figure I.2 : Photomicrographie de pétrole brut amplifié. [26].

La phase qui est présente sous forme de gouttelettes est dénommée « phase dispersée » et la phase qui constitue la matrice dans laquelle se trouve les gouttelettes en suspension est appelée la « phase continue ». La phase continue est parfois appelée la phase externe, milieu de dispersion ou milieu de suspension. Les émulsions contiennent aussi généralement un troisième composant, appelé l'agent émulsionnant ou émulsifiant, qui a généralement le rôle de stabiliser le système d'émulsion. qui présentée dans la figure ci-dessous [28]

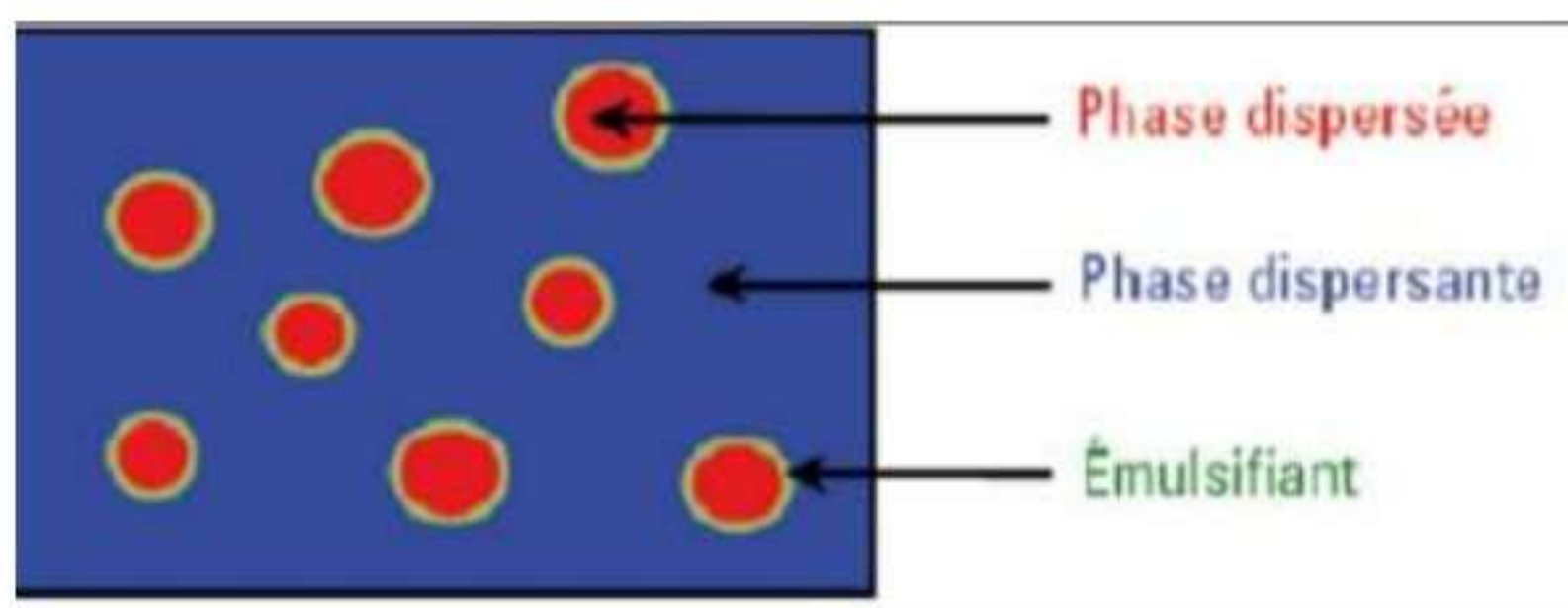


Figure I.3 : Représentation d'une émulsion avec émulsifiant [28]

1.6.2 Les types d'émulsions :

Il existe différents types d'émulsions, représentés sur la (figure I.3).

Les émulsions simples où des gouttes d'eau ou d'huile sont dispersées respectivement dans l'huile ou l'eau sont appelées E/H et H/E.

Il existe également des structures plus complexes appelées émulsions doubles ou émulsions multiples où la phase dispersée contient à son tour des gouttelettes. Les deux types d'émulsions doubles sont notées E/H/E et H/E/H où la phase la plus interne et la phase la plus externe sont soit aqueuses, soit huileuses

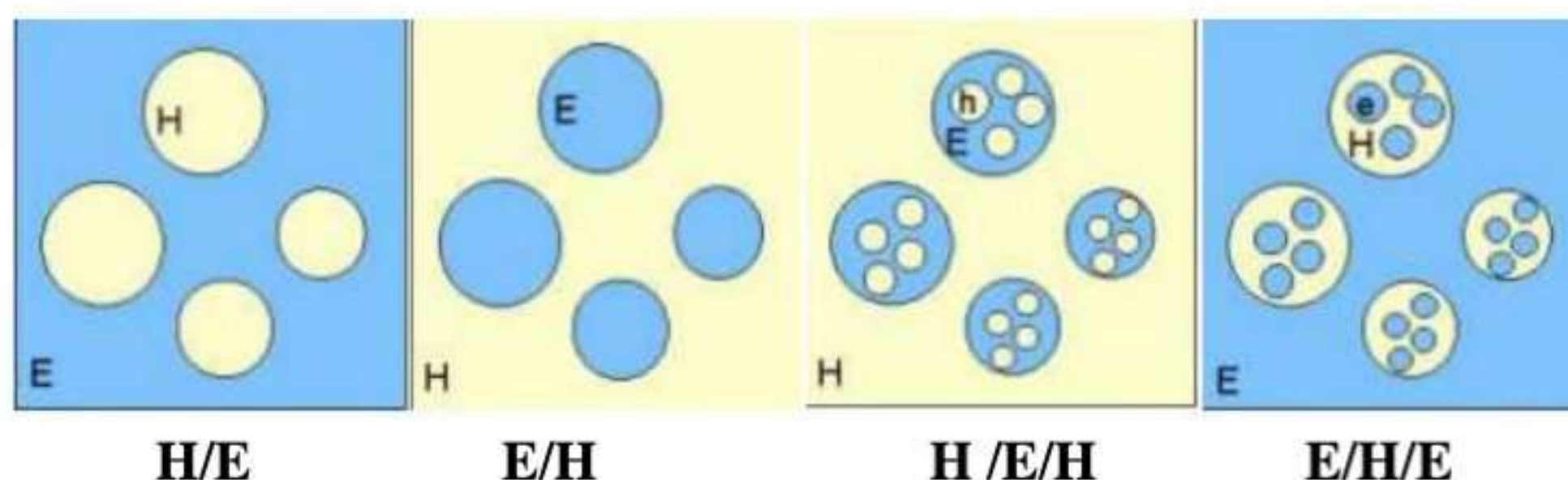


Figure I.4: Les différents types d'émulsions

Les pourcentages d'eau émulsionnée dans le pétrole brut peuvent varier considérablement. Il est courant de trouver des bruts contenant entre 40 et 50 % d'eau, et certains champs continuent d'être exploités avec un effluent composé à 95 % d'eau.

La présence d'eau dans le pétrole brut peut avoir diverses origines. D'une part, il peut s'agir d'une présence naturelle. Lorsque le pétrole se déplace à travers les pores de la formation, il se mélange intimement avec l'eau présente dans le gisement, entraînant ainsi la formation d'une émulsion. Ce phénomène peut être négligeable au début de l'exploitation de certains puits, mais il finit par se manifester au cours de la durée de vie du champ.

D'autre part, la présence d'eau émulsionnée dans le pétrole brut peut également provenir d'une zone située au-dessus de la couche productive, de manière accidentelle.

CHAPITRE I : DESSALAGE DU PÉTROLE BRUT

De l'injection effectuée pour réaliser une récupération secondaire ou tertiaire. De la contamination du brut par de l'eau de mer au cours du transport maritime.

Volontaires : Les lavages à l'eau douce pratiqués sur les installations de production pour dissoudre les dépôts de sel, et dans le but pour le dessaler, sont également responsables de la formation d'émulsion.

La présence d'eau, souvent salée, dans le pétrole brut est toujours nuisible à une exploitation efficace. Elle entraîne une augmentation de la viscosité, favorise la corrosion et peut entraîner la pollution des produits raffinés. C'est pourquoi les acheteurs imposent des limitations quant au pourcentage d'eau et de sédiments présents dans le pétrole brut [29-35].

1.6.3 Les Agents Emulsifiants :

C'est le facteur primordial dans la stabilité d'une émulsion en effet, son absence ne conduit pas à une émulsion stable, l'activité d'un agent émulsifiant se définit par sa vitesse de migration à l'interface et par son pouvoir émulsifiant. Toutefois, il est impossible de prédire quel type d'agent émulsifiant produit l'émulsion la plus stable [36].

1.6.4 Conditions de formation d'une émulsion :

Dans la production du pétrole brut, les émulsions les plus généralement rencontrées sont du type eau dans l'huile ou « hydrophobe », le milieu continu étant l'huile.

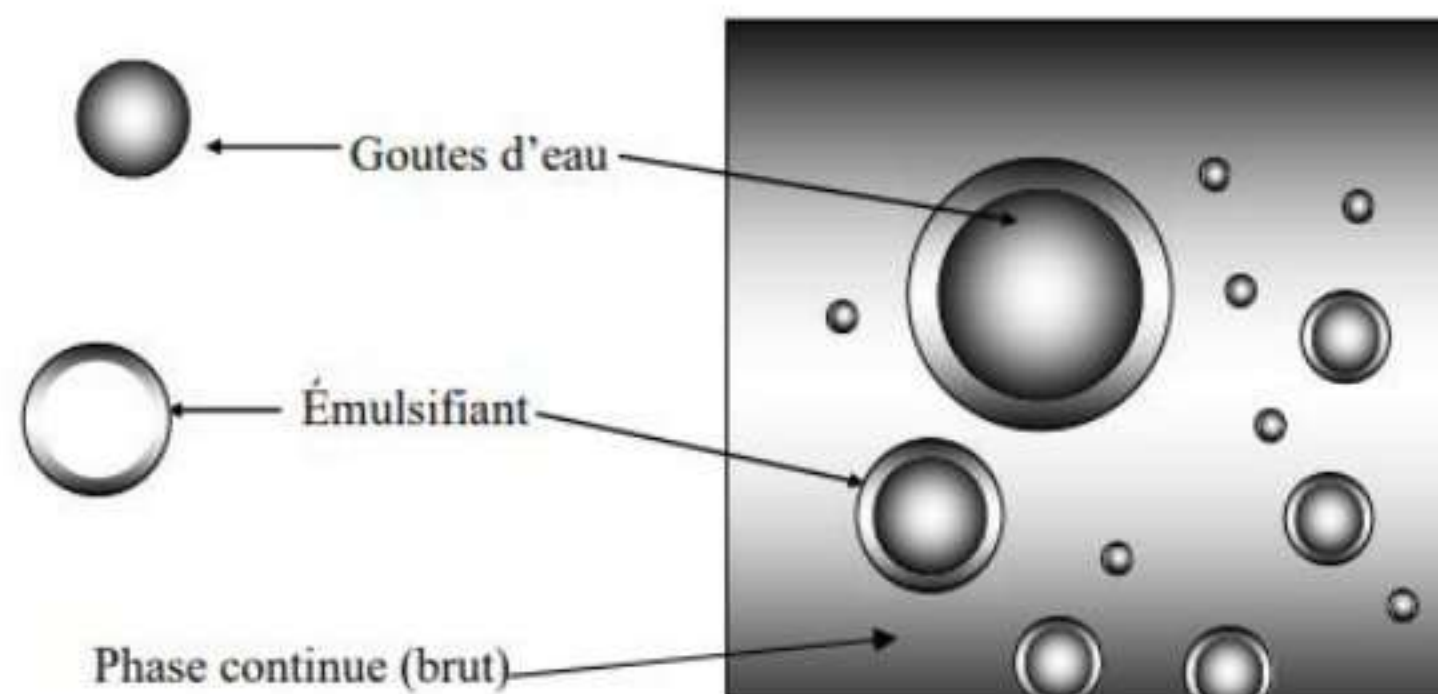


Figure I.4 : Représentation d'une émulsion avec émulsifiant

Les émulsions du type huile dans l'eau ou émulsions inverses « hydrophile » existent mais se rencontrent plus rarement.

Trois conditions sont nécessaires à la formation d'une émulsion stable :

- ✓ Non miscibilité des deux liquides.
- ✓ Énergie suffisante pour disperser une phase dans une autre.
- ✓ Présence d'un agent émulsifiant.

Les agents émulsifiants rencontrés dans le pétrole brut comprennent les asphaltènes, les résines, les acides organiques.

CHAPITRE I : DESSALAGE DU PÉTROLE BRUT

Les paraffines solubles dans l'huile ou des particules finement divisés qui sont généralement plus mouillées par le pétrole brut que par l'eau. Parmi ces solides finement divisés, on peut trouver des sulfates de fer, zinc et aluminium, des carbonates de calcium, de la silice, de l'argile et du sulfure de fer.

L'agent émulsifiant contenu dans le pétrole brut se rencontre à l'interface eau/huile en formant une barrière autour des gouttes d'eau, ce qui empêchera la coalescence, le plus souvent d'ailleurs, ces émulsifiants naturels contenus dans le pétrole brut sont des molécules polaires [36].

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 asphaltènes, les résines, les acides organiques et les paraffines solubles dans le brut.

Les agents émulsifiants naturel contenu dans le brut sont des molécules polaires se rencontre à l'interface eau – brut et empêchent la coalescence des gouttelettes d'eau [28] [38].

1.6.5 Stabilité d'une émulsion :

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

1.6.5.1. Solubilité de l'agent émulsifiant :

Le facteur le plus important pour assurer la stabilité d'une émulsion est la présence d'un agent émulsifiant. En effet, sans agent émulsifiant, une émulsion ne sera pas stable. L'efficacité d'un agent émulsifiant est déterminée par sa capacité à migrer rapidement à l'interface entre les phases et par son pouvoir émulsifiant. Cependant, il est impossible de prédire quel type d'agent émulsifiant produira l'émulsion la plus 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.

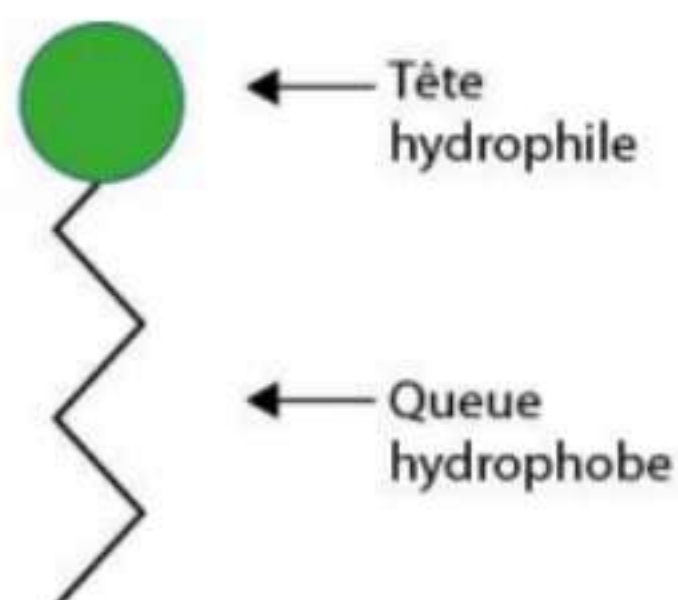


Figure I.5 : Représentation schématique d'un tensioactif [28].

1.6.5.2 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.

1.6.5.3 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.

Le taux d'augmentation de la viscosité, le seuil d'écoulement sont en fonction de la concentration de l'agent émulsifiant dans la solution.

1.6.5.4 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.

1.6.5.5 Age de l'émulsion :

L'âge d'une émulsion est lié à la migration des agents émulsifiants et des solides vers l'interface. La vitesse de migration dépend non seulement des composés Tensioactifs eux-mêmes, mais aussi de la viscosité de la phase continue et de sa densité (donc de la température).

Une émulsion vieillera donc plus lentement avec un pétrole brut lourd qu'avec un pétrole brut léger, il sera donc important de travailler avec des échantillons frais, surtout avec des pétroles bruts de plus de 30° API ; plus âgée sera une émulsion, plus difficile elle sera à traiter.

1.6.5.6 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.

1.6.6 Procédés des désintégrations des émulsions:

Ces procédés sont généralement conçus comme un prétraitement visant à rompre les émulsions eau/huile et à éliminer les impuretés et l'eau salée du pétrole. Des études ont été

CHAPITRE I : DESSALAGE DU PÉTROLE BRUT

réalisées pour évaluer le comportement de ce processus, notamment l'évaluation de la taille et de la répartition des gouttelettes d'eau dans l'émulsion de pétrole brut, ainsi que la rupture et la coalescence des gouttelettes dans des conditions d'écoulement turbulent [39]. Après avoir mélangé de l'eau douce avec du pétrole brut, l'eau salée doit être séparée des phases organiques pour compléter le processus de désintégration des émulsions. Les agents de démulsification sont un groupe de produits chimiques ou de tensioactifs utilisés (généralement à faible concentration) pour séparer la teneur en eau salée dans les émulsions eau-dans-huile ou huile-dans-eau [40].

Il existe trois principaux types des procédés :

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

Chacun de ces procédés a pour but de rassembler les gouttelettes d'eau en grosses gouttes susceptibles de se déposer rapidement au fond du décanteur. Le recours à l'un des procédés précités doit être motivé par la nature de l'émulsion et par de nombreuses considérations d'ordre économique. Le procédé mécanique uniquement n'est efficace que pour des émulsions stables du simple fait de différence entre les poids spécifiques des composés de l'émulsion. La majorité des unités de traitement utilisent les deux procédés (chimique et électrique) en même temps pour intégrer les émulsions stables [41].

L'émulsion stable ne peut pas être séparée par simple décantation, mais peuvent être séparées par un traitement (physique, chimique et électrique). Un agent désémulsifiant injecté pour séparer la couche d'émulsion.

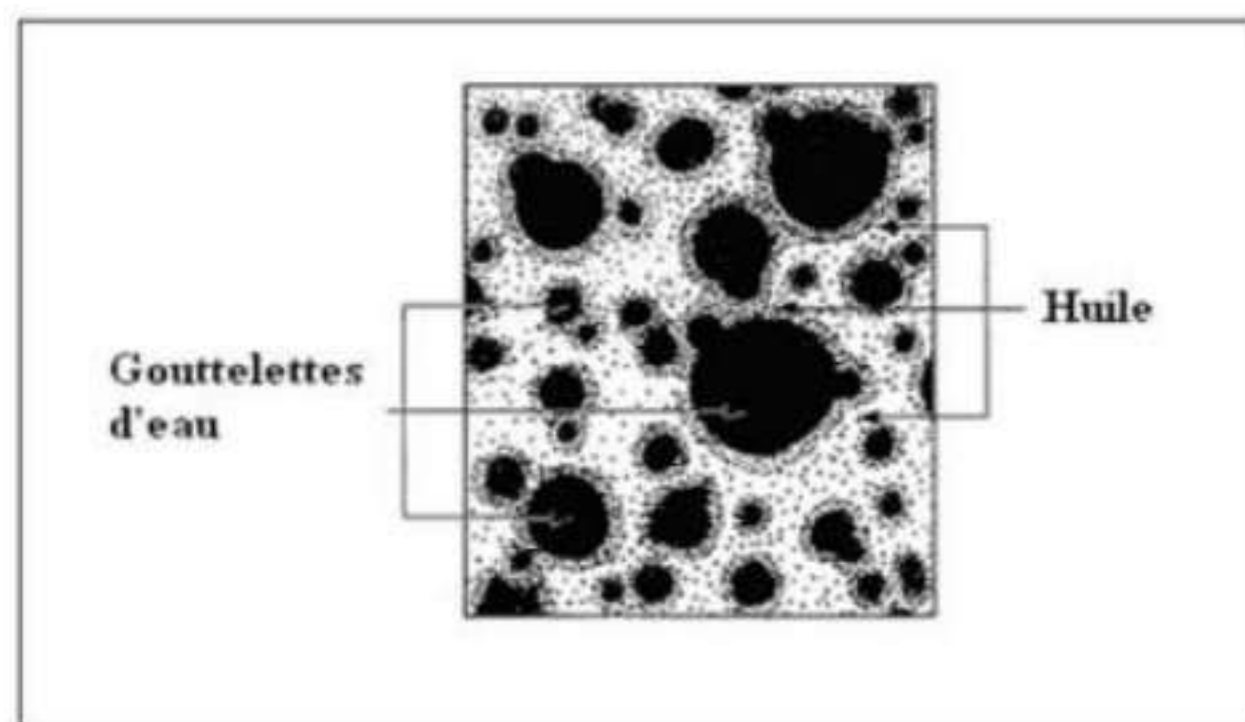


Figure I.6 : Émulsion d'eau dans l'huile [28].

La stabilité d'une émulsion en fonction de :

- ✓ La densité du pétrole brut ;
- ✓ La tension superficielle de l'eau ;
- ✓ Les impuretés et les contaminants ;
- ✓ Les paraffines contenues dans le pétrole brut ;

CHAPITRE I : DESSALAGE DU PÉTROLE BRUT

- ✓ Les acides organiques.

Tous ces paramètres dépendent de la taille de gouttelette d'eau. Des gouttelettes plus petites d'eau font une émulsion plus forte ; c.-à-d. plus difficile pour se casser ces émulsions.

I.6.7 Etapes de désintégration des émulsions

Deux forces s'opposent : les tensions inter faciales des deux liquides qui tendent à faire s'homogénéiser chaque phase, et la résistance du film inter facial qui s'oppose à cette fusion dans la phase dispersée.

Réduire une émulsion se ramène donc à briser les films inter faciaux par une action chimique ou électrique

Ainsi les gouttes dispersées peuvent fusionner. On dispose pour cela de moyens chimiques, électriques et mécaniques

Une fois que les gouttes d'eau se sont rapprochées, ont fusionné la séparation par gravité peut effectuer

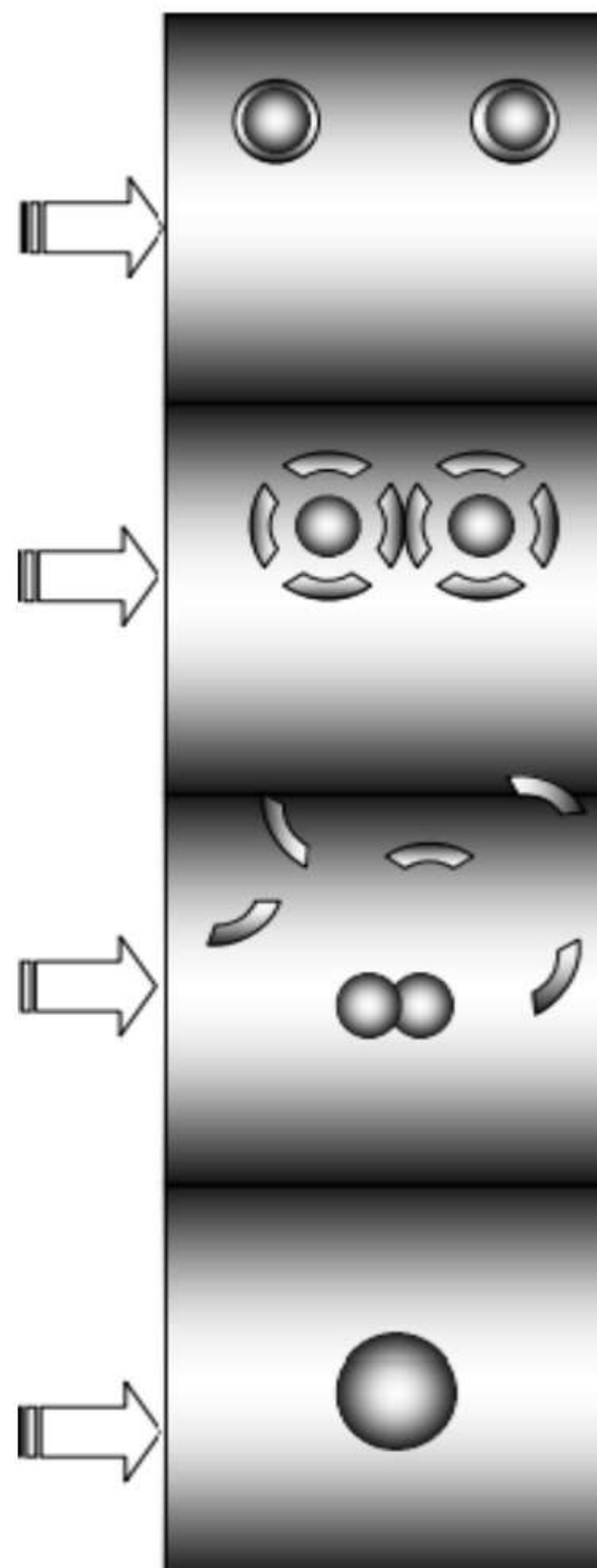


Figure I.7 : Principe de l'émulsion [37].

L'opération de dessalage rassemblé dans les schémas suivant :

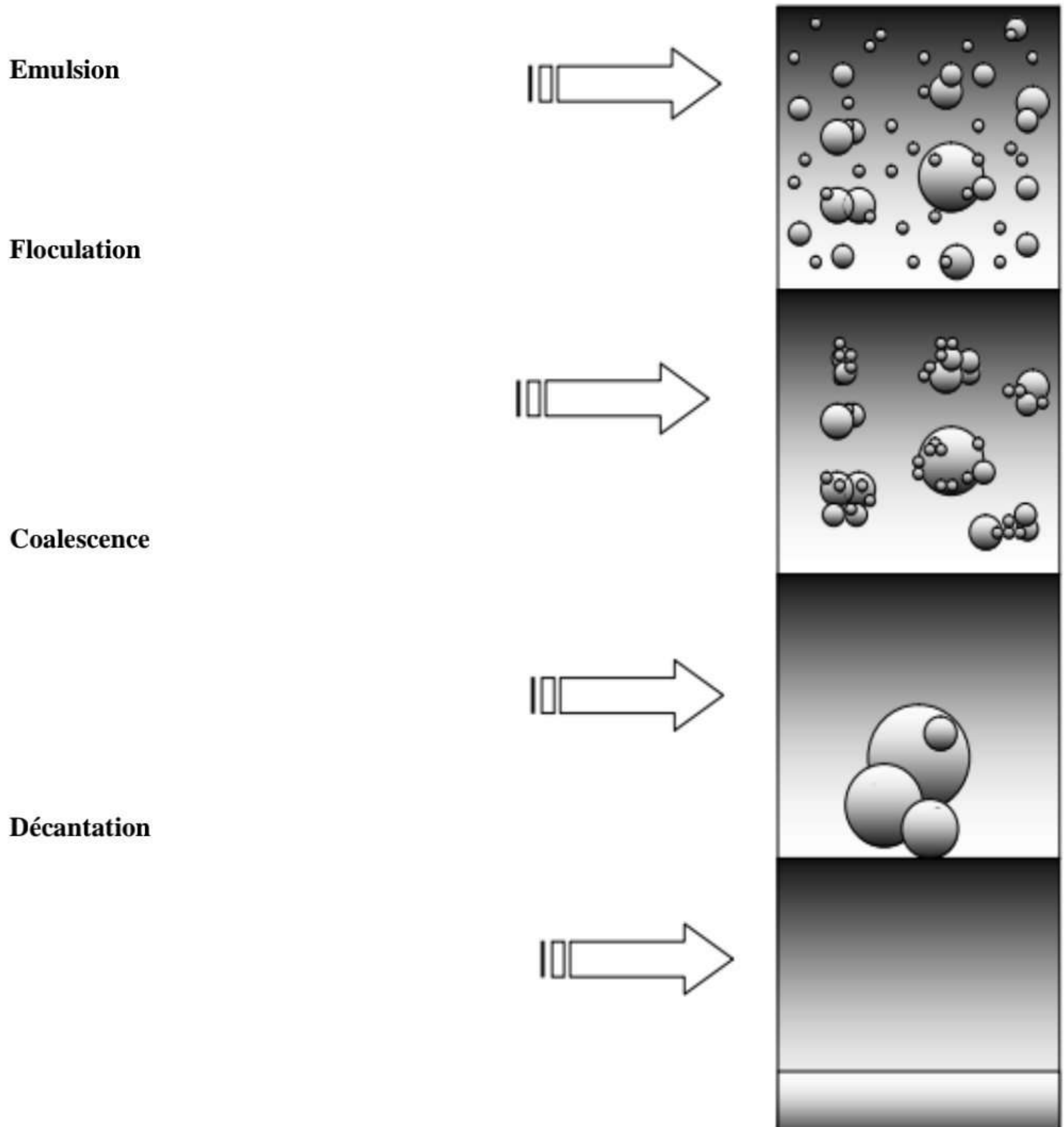


Figure I.8 : Principe dessalage [37].

CHAPITRE II :
DESSALAGE
ÉLECTROSTATIQUE

II.1 Le dessaleur électrostatique :

Le système de dessalage est conçu dans le but de retirer l'eau et les sels du pétrole brut qui proviennent des têtes des puits. Le dessalage du pétrole est une opération essentielle en raffinage, car elle conditionne la bonne ou mauvais marche des traitements. La grosse molécule d'eau va décanter au fond du récipient et le brut va flotter à la surface de l'eau car l'eau est plus lourde que le brut. Les petites molécules d'eau sont plus difficiles à enlever. Elles demeurent dans le mélange et sont entraînées avec le brut. Pour enlever ces gouttelettes microscopiques, elles doivent être suffisamment grossies afin de permettre une séparation induite par gravité. Les plus petites molécules d'eau sont difficiles à évacuer du pétrole brut. Donc pour extraire ces gouttelettes microscopiques, il faut d'une certaine manière les faire grossir suffisamment pour pouvoir les séparer par gravité induite. Ceci peut être réalisé par le dessalage électrostatique, qui utilise un courant électrique pour provoquer la coalescence des petites gouttelettes et devenir assez grosse pour pouvoir se séparer du pétrole brut. Donc une charge électrique est envoyée vers une série de plateaux à l'intérieur du dessaleur, appelée grille électrique. Lorsque le brut entre en contact avec le grillage électrique, le courant active les molécules d'eau qui en se déplaçant plus rapidement se frappent entre elles, pour se grouper en grosses gouttelettes. Les grosses gouttelettes se déposent alors sous l'huile et sont déversées comme eau d'effluent, de cette manière le brut est dessalé et déshydraté efficacement. L'huile et l'eau peuvent former une couche d'émulsion où les fines molécules d'eau et d'huile sont difficilement séparables. Pour briser cette couche d'émulsion on utilise un agent désémulsifiant [37]

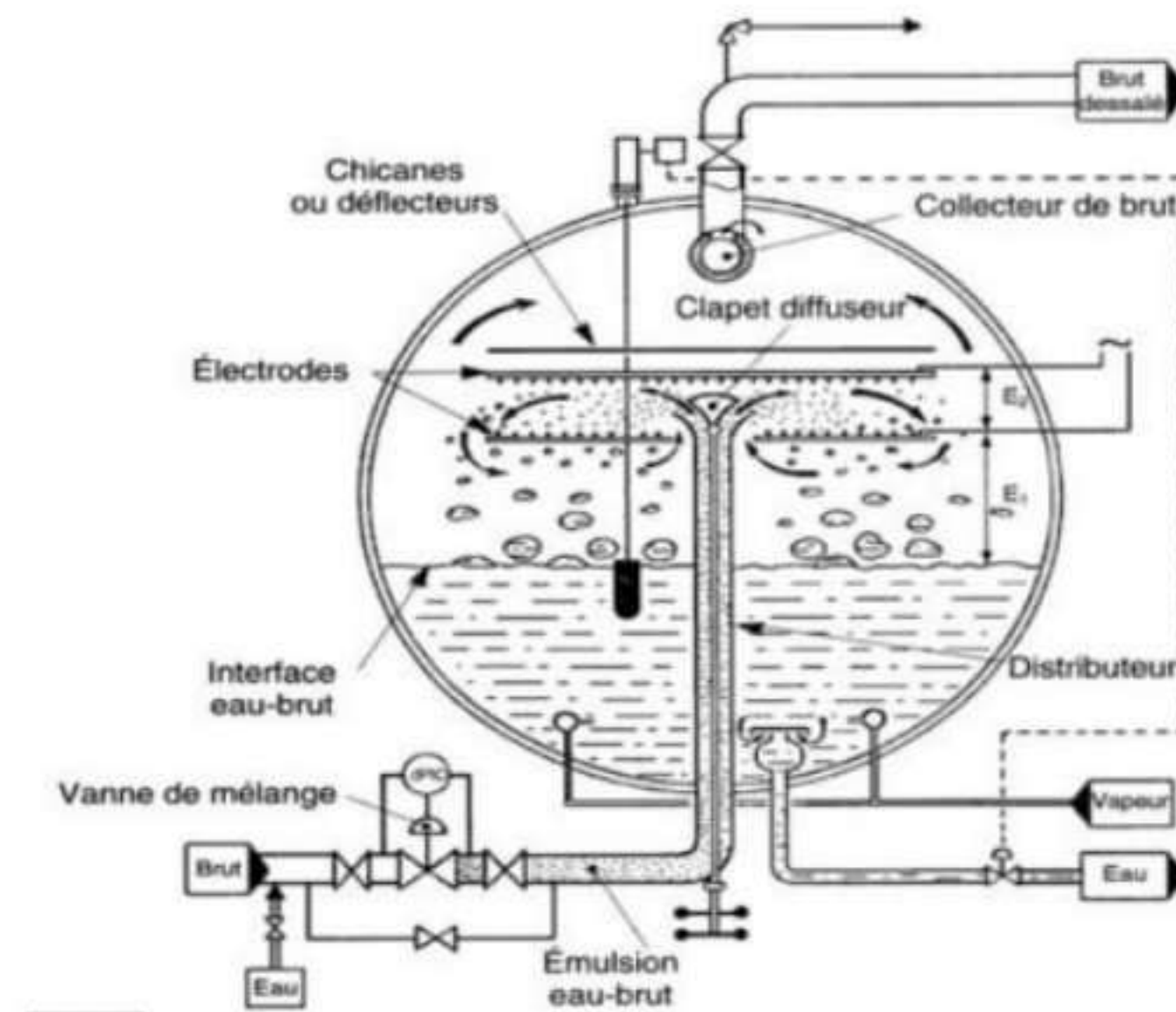


Figure II.1 : Dessaleur électrostatique(1) [13].

Dans ce processus, les particules chargées d'eau salée sont soumises à un champ électrique, ce qui entraîne leur séparation et leur accumulation dans des collecteurs appropriés, tandis que l'eau désalinisée est collectée séparément.

II.2 Fonctionnement d'un dessaleur électrostatique:

Le fonctionnement d'un dessaleur électrostatique repose sur des principes électrostatiques pour éliminer le sel et les impuretés. Le dessalage électrique est la méthode typique de dessalage du pétrole brut [42]. Après la séparation par décantation gravitaire, le pétrole brut peut être dessalé en suivant les étapes suivantes[43]:

- Le pétrole brut est préchauffé pour réduire sa viscosité, ce qui facilite la séparation de l'eau des impuretés et facilite ainsi le dessalage. Le préchauffage augmente également la réactivité des agents de démulsiification et déstabilise l'émulsion. Cependant, la température du pétrole brut est limitée afin d'éviter sa vaporisation dans le dessalateur et d'éviter d'endommager les isolateurs du réseau électrique.
- Utiliser des produit chimique appelés démulsiifiants, ce sont des tensioactifs qui migrent vers l'interface eau/huile pour rompre le film stabilisant autour des gouttelettes d'eau, ce qui leur permet de fusionner et de se regrouper. Les taux d'utilisation des produits chimiques varient considérablement en fonction du type de pétrole brut et de l'équipement de dessalage. Les produits chimiques sont plus efficaces avec une eau ayant un pH basique, tandis que les dessaleurs électriques fonctionnent beaucoup mieux dans une plage de pH acide. Un faible pH peut entraîner une corrosion excessive, tandis qu'un pH élevé permet à l'ammoniac (ajouté pour augmenter le pH) de migrer dans le pétrole brut. Un pH excessivement élevé peut favoriser la formation d'une émulsion stable, il est donc nécessaire de contrôler le pH de manière appropriée.
- Injecter l'eau douce (eau de lavage) favorise la coalescence et la déstabilisation de l'émulsion. Le volume d'eau de lavage peut être fixé entre 3 et 10 %, sa valeur est déterminée par les besoins du raffineur.
- Le mélange de l'eau de lavage est appliqué pour s'assurer que l'eau douce ajoutée est bien dispersée afin de pouvoir se combiner avec les contaminants présents dans le brut. Le mélange de l'eau de lavage est réalisé à l'aide d'une vanne de mélange avec une chute de pression réglable. L'ouverture de cette vanne de mélange est contrôlée par un régulateur de pression différentielle (ΔP) à travers la vanne de mélange.
- Enfin, un champ électrique élevé est appliqué dans la cuve de dessalage pour coalescer et regrouper les gouttelettes d'eau salée en un flux d'eau qui se dépose sous l'effet de son poids.Ce flux laminaire de l'émulsion est envoyé dans un distributeur à l'intérieur du dessaleur [18]

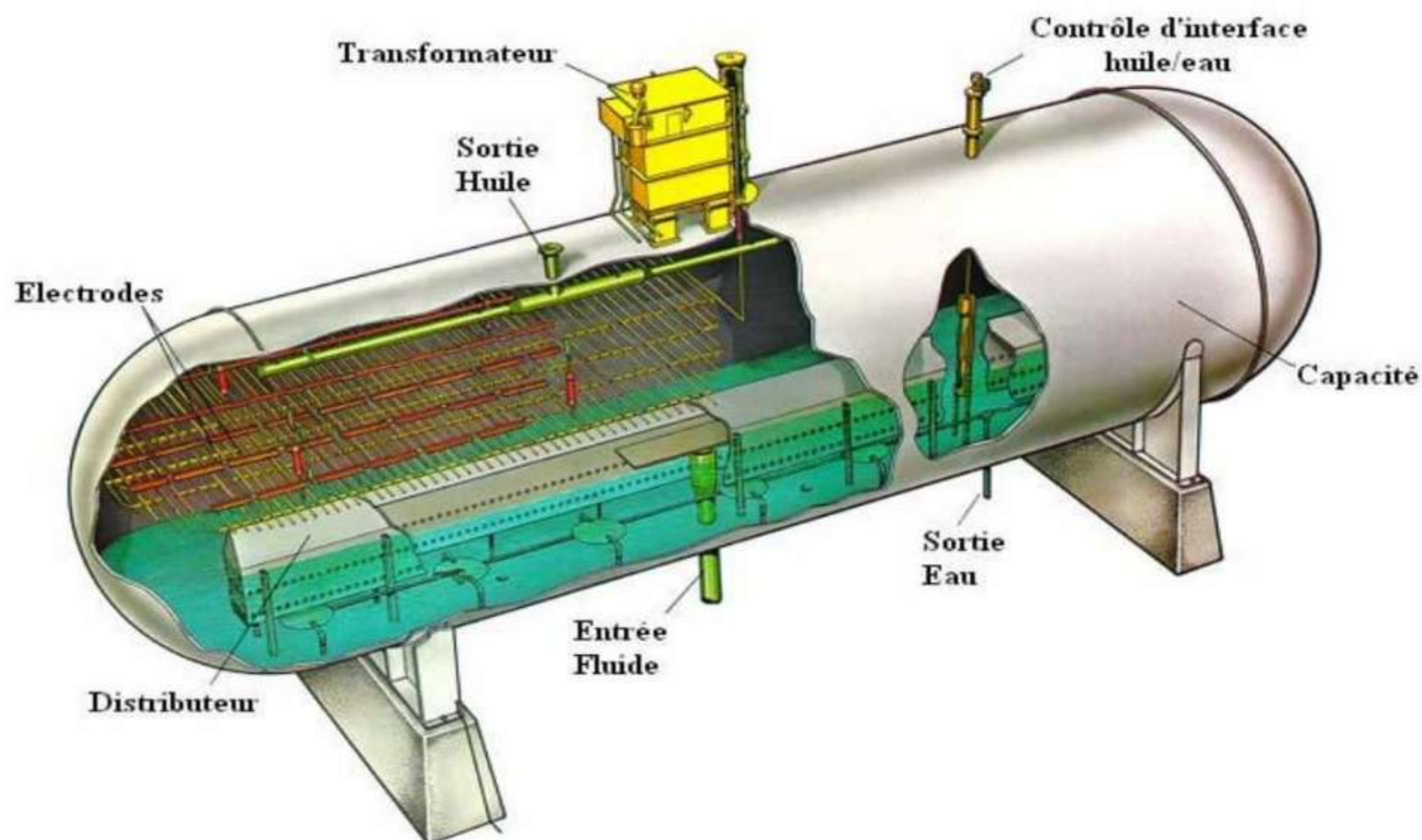


Figure II.2: Dessaleur électrostatique(2) [18].

Meidanshahi et al. [44] analysent la rétroaction entre la concentration de sel et la taille des gouttelettes d'eau lorsqu'une démulsiion est réalisée par le dessalage électrique. Leurs résultats suggèrent que l'utilisation simultanée de techniques électriques et chimiques pour la désalinisation présente un potentiel nettement plus élevé que d'autre méthode.

Le distributeur est situé juste au-dessus du fond du dessaleur, immergé dans l'eau. L'émulsion sort du distributeur à travers des trous répartis sur toute sa longueur. En se déplaçant lentement, l'émulsion forme souvent des doigts d'émulsion qui remontent le dessaleur. Ces doigts d'émulsion traversent l'eau de bas en haut sans entrer en contact avec les gouttelettes d'eau. Lorsque les doigts d'émulsion atteignent la partie supérieure du dessaleur, ils passent entre les électrodes, ce qui provoque la rupture de l'émulsion en gouttelettes d'eau et en huile. Ces gouttelettes sont polarisées puis fusionnent entre elles. L'huile poursuit son chemin vers le haut et quitte le dessaleur par les sorties prévues à cet effet, généralement deux sorties jumelles situées au sommet du séparateur. La sortie d'huile est reliée à un collecteur multi-orifices à l'intérieur du dessaleur. De même, l'eau quitte le dessaleur par deux sorties jumelles situées au fond du dessaleur, qui sont également connectées à un collecteur multi-orifices à l'intérieur du dessaleur.

II.3 Mécanisme de dessalage électrostatique :

Le dessalage du brut comporte trois étapes successives :

II.3.1 Diffusion des sels dans l'eau de lavage :

L'eau de lavage est utilisée pour dissoudre les cristaux de sels présents dans le pétrole brut. Il est essentiel d'assurer un contact étroit entre l'eau et le brut afin de favoriser cette dissolution. Pour ce faire, le mélange eau/brut est réalisé à travers une vanne de mélange. Il est important de régler cette vanne de manière à obtenir une émulsion aussi fine que possible, tout en préservant la capacité ultérieure de décantation.

Le but est d'obtenir une émulsion fine qui permettra une interaction maximale entre l'eau de lavage et le brut, facilitant ainsi la dissolution des cristaux de sels. Cependant, il est primordial de trouver le bon équilibre lors du réglage de la vanne de mélange, afin d'éviter la formation d'une émulsion trop stable qui pourrait entraver la décantation lors des étapes ultérieures du processus.

II.3.2 Coalescence des gouttelettes d'eau :

L'émulsion stable eau/brut est fortement stabilisée par les molécules polaires telles que les asphaltènes et des solides finement divisés.

Ces agents stabilisent l'émulsion, d'où la nécessité d'utiliser certains désémulsifiants. La difficulté de la coalescence sera donc fonction de la quantité d'émulsifiant naturel contenu dans le brut et aussi de la présence des solides finement divisés. Deux mécanismes provoquent la coalescence :

- Les forces d'attraction des gouttelettes entre elles dues à la polarité des molécules d'eau qui tendent à s'orienter.
- L'agitation créée par le champ électrique.

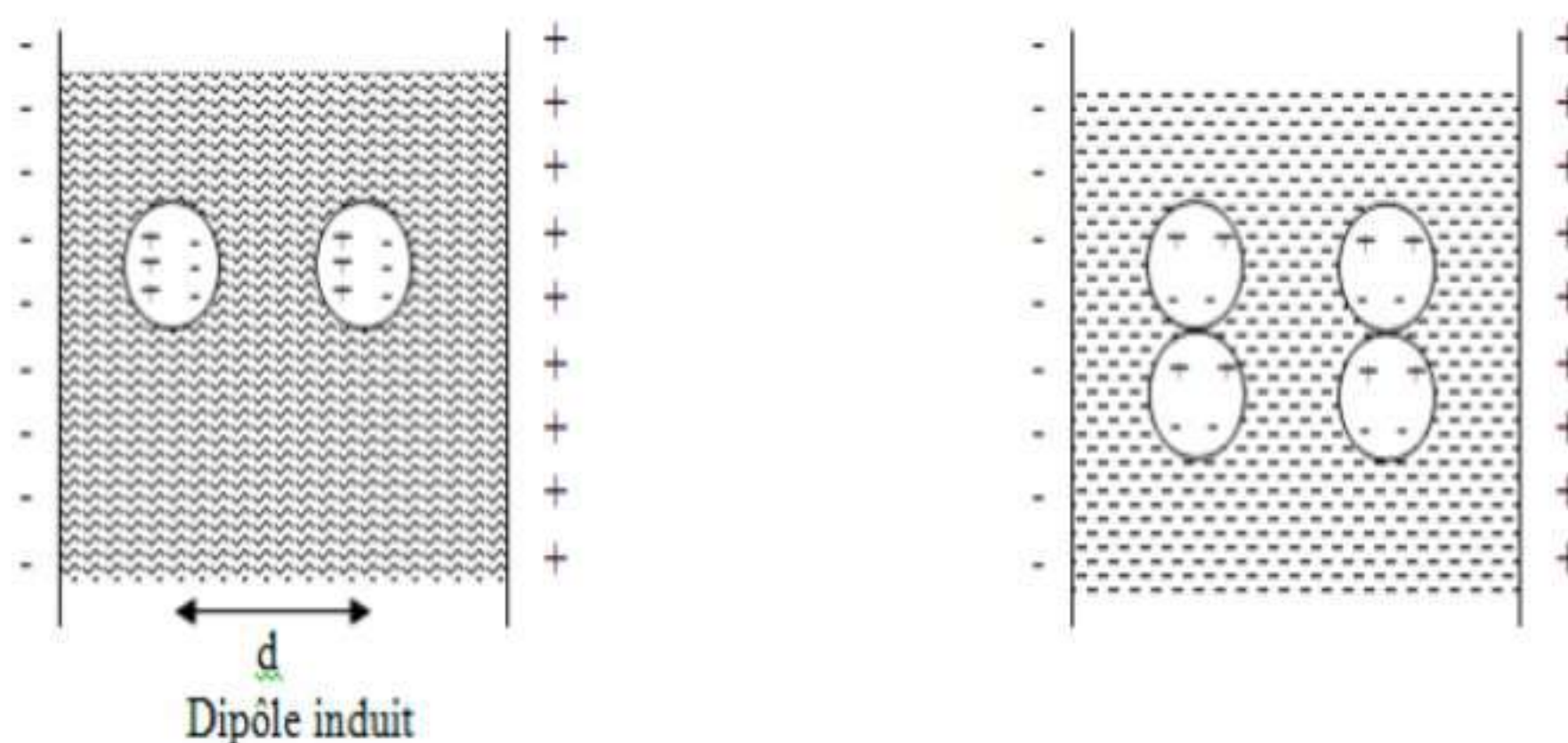


Figure II.3 : Coalescence des gouttelettes d'eau

La force d'attraction entre les gouttelettes est donnée par la formule suivante :

$$F = KE^2 \frac{a^6}{d^4} \dots\dots\dots(1)$$

Où :

CHAPITRE II : DESSALAGE ÉLECTROSTATIQUE

- a : Rayon des gouttelettes.
- d : Distance entre les centres de gouttelettes.
- E : Champ électrique.

Pour augmenter la force d'attraction, on a donc intérêt à augmenter le champ électrique E
La coalescence dépend aussi du taux d'injection d'eau de lavage, ainsi, la vitesse de coalescence est donnée par la formule suivante :

$$V_c = K \frac{X^{4/3}}{\mu} \dots \dots \dots (2)$$

Où :

- V_c: Vitesse de coalescence
- X : Taux d'eau de lavage
- μ : Viscosité dynamique du brut

On peut conclure que la coalescence dépend :

- du champ électrique.
- du taux d'injection d'eau de lavage.
- de la température de dessalage

II.3.3 La décantation :

Sous l'effet du champ électrique, les gouttelettes d'eau se rassemblent et donnent de grosses gouttelettes qui, sous l'effet de leur densité supérieure à celle du brut, décantent au fond du dessaleur, et leur vitesse de décantation est donnée par la formule de **Stokes**

$$\frac{1}{18} \times g \times \frac{(d_d - d_c)}{d_c} \times \frac{D^2}{\nu} \dots \dots \dots (3)$$

Où :

- g : Accélération de la pesanteur
- d_d : Densité de la phase dispersée (eau)
- d_c : Densité de la phase continue (brut)
- ν_c : Viscosité cinématique de la phase
- D : Diamètre des gouttelettes d'eau

On a donc intérêt pour améliorer la décantation :

- A augmenter la taille des gouttelettes d'eau (par augmentation de la quantité d'eau injectée et utilisation de désémulsifiant).
- D'opérer à la température la plus élevée possible pour diminuer la viscosité de la phase continue.

D'une manière pratique, les dessaleurs sont calculés pour une viscosité de deux centpoises et pour un temps de décantation apparent de 20 à 30 minutes.

Il est important de noter que la performance et l'efficacité du dessalage électrostatique peuvent être influencées par divers facteurs tels que la concentration de sel, le pH de l'eau, la température, la configuration des électrodes et les paramètres électriques utilisés.

Ces étapes fournissent une vue d'ensemble du mécanisme de dessalage électrostatique, mais il convient de noter qu'il existe différentes variations et technologies spécifiques qui peuvent être utilisées pour optimiser le processus en fonction des besoins et des contraintes particulières.

II.4 Paramètres de fonctionnement d'un dessaleur électrostatique:

Plusieurs chercheurs dans le domaine du dessalement du pétrole ont réalisé des études et proposé leurs suggestions et investigations dans le but d'améliorer l'efficacité du dessalement et de la déshydratation du pétrole brut, et ainsi de résoudre les problèmes rencontrés afin de préserver les installations de traitement et d'augmenter le prix de vente d'un baril de pétrole brut. Certains d'entre eux [45-49] ont établi un modèle mathématique pour étudier théoriquement les paramètres clés du dessalement électrostatique du pétrole en vue de les appliquer dans des unités de traitement afin de réduire les quantités d'eau et de sels dans le pétrole traité en sortie. Mahdi [50] a utilisé une approche statistique pour évaluer les performances de dessalement en calculant l'efficacité de l'élimination des sels (EES) et l'efficacité de l'élimination de l'eau en fonction de cinq paramètres de processus. Ils ont constaté que pour l'efficacité de l'élimination des sels dépendant des valeurs optimales de la quantité d'agent de démulsification, de la température, du rapport eau de lavage, du temps de décantation et du temps de mélange avec l'eau de lavage

Dans ce cas, le dessalage électrostatique est généralement implique de nombreux paramètres de fonctionnement qui doivent être réglés et optimisés afin d'obtenir le meilleur rendement du dessaleur.

II.4.1 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 [13].

La loi du champ primaire est donnée par l'équation suivante:

$$E_1 = \frac{E_0}{h}$$

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 [28].

II.4.2 Température de dessalage:

La température du dessaleur joue un rôle essentiel et doit être maintenue dans une plage qui comprise entre 70 à 150 °C. Elle a un impact sur la vitesse de coalescence des gouttelettes d'eau en raison de son influence sur la viscosité. La viscosité est très sensible aux variations de température.

Le critère de décantation est défini comme une fonction croissante de la température, selon la relation suivante :

$$\frac{(\rho_1 - \rho_2)}{\mu_2} = \text{constante}$$

- 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 [51].

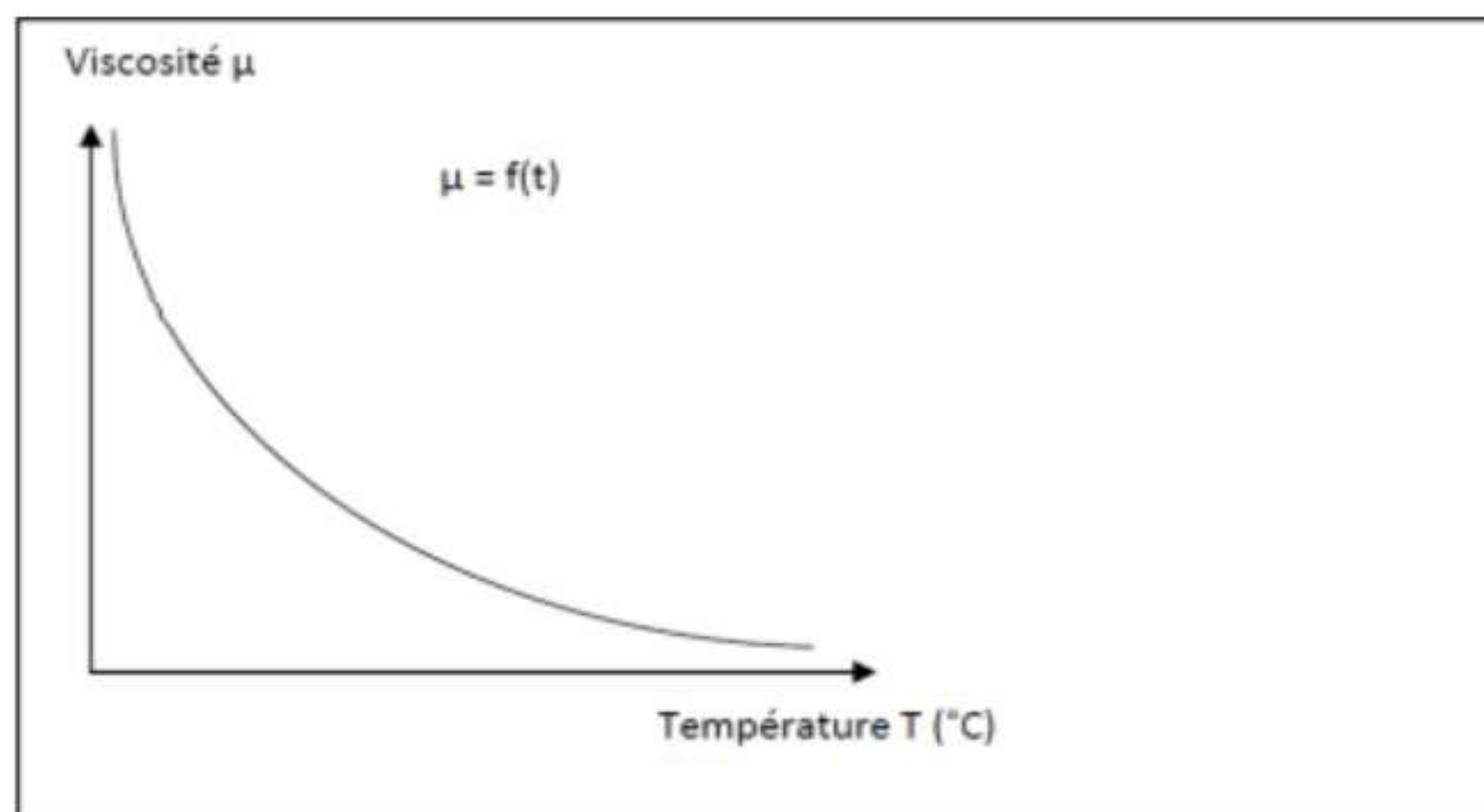


Figure II.4 : Variation de la viscosité en fonction de la température [28].

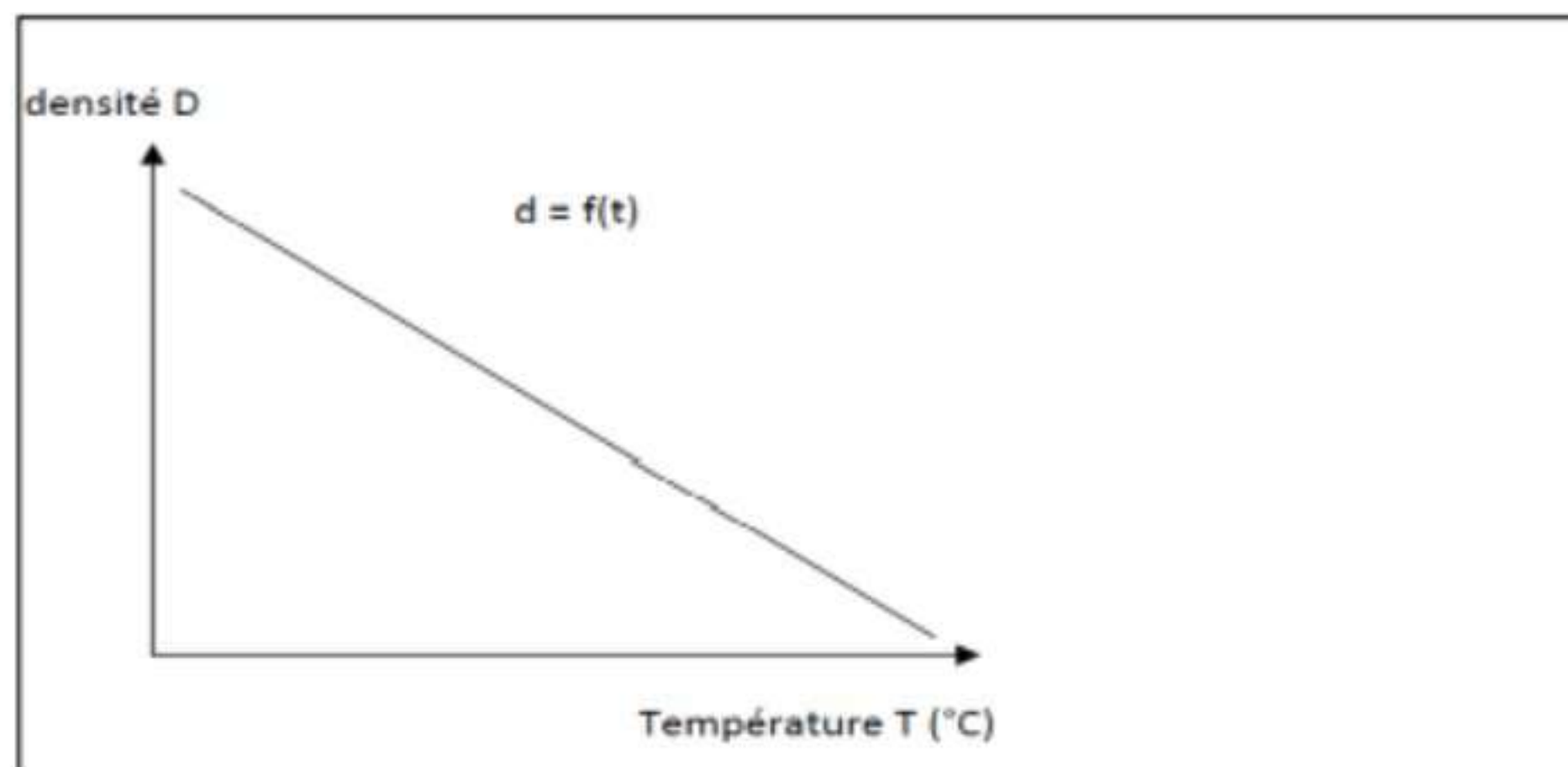


Figure II.5 : Variation de la densité en fonction de la température [28].

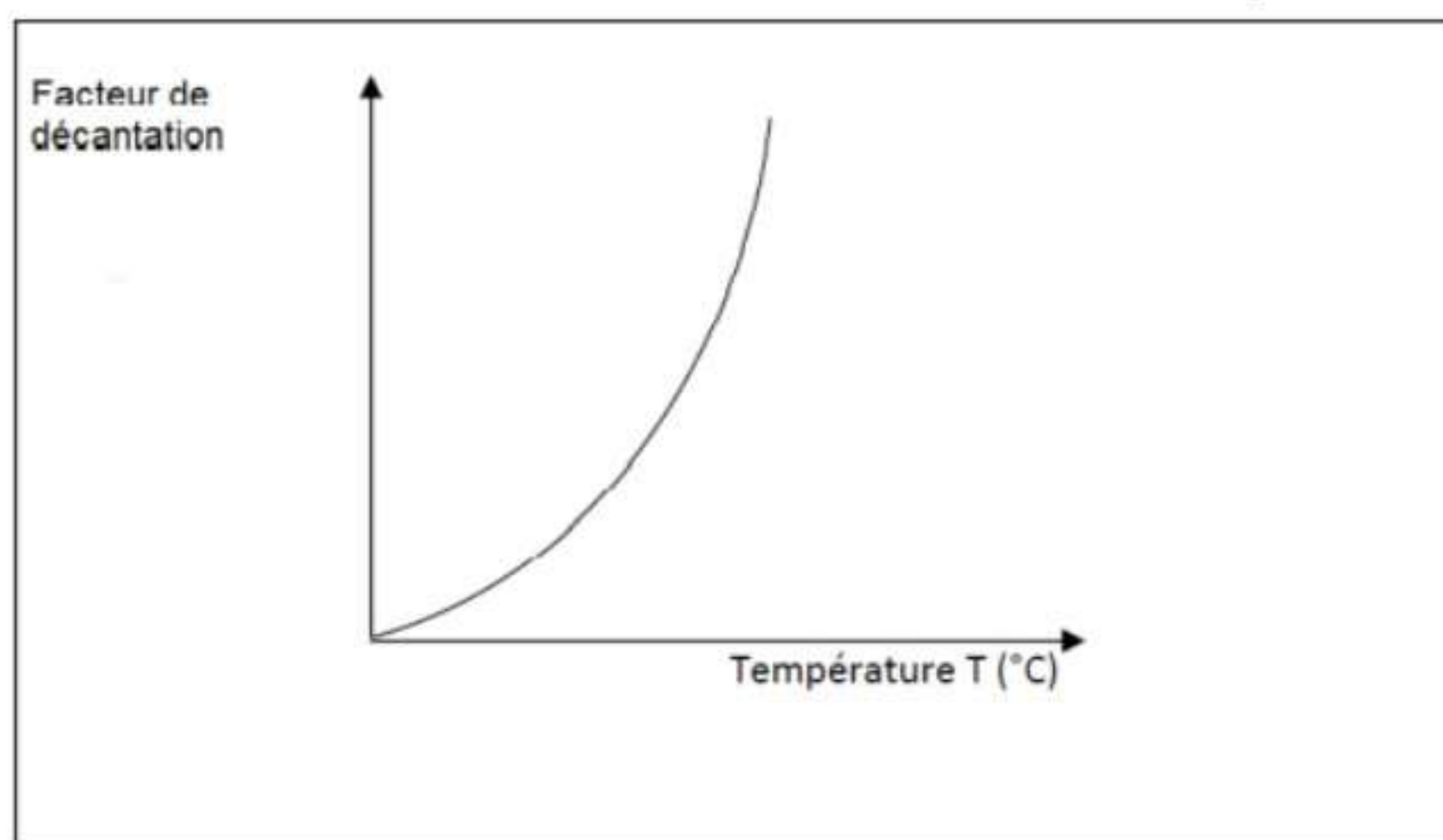


Figure II.6 : Variation du facteur de décantation en fonction de la température [28].

II.4.3 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 [51].

La figure ci-dessous montre que la variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux d'eau de lavage:

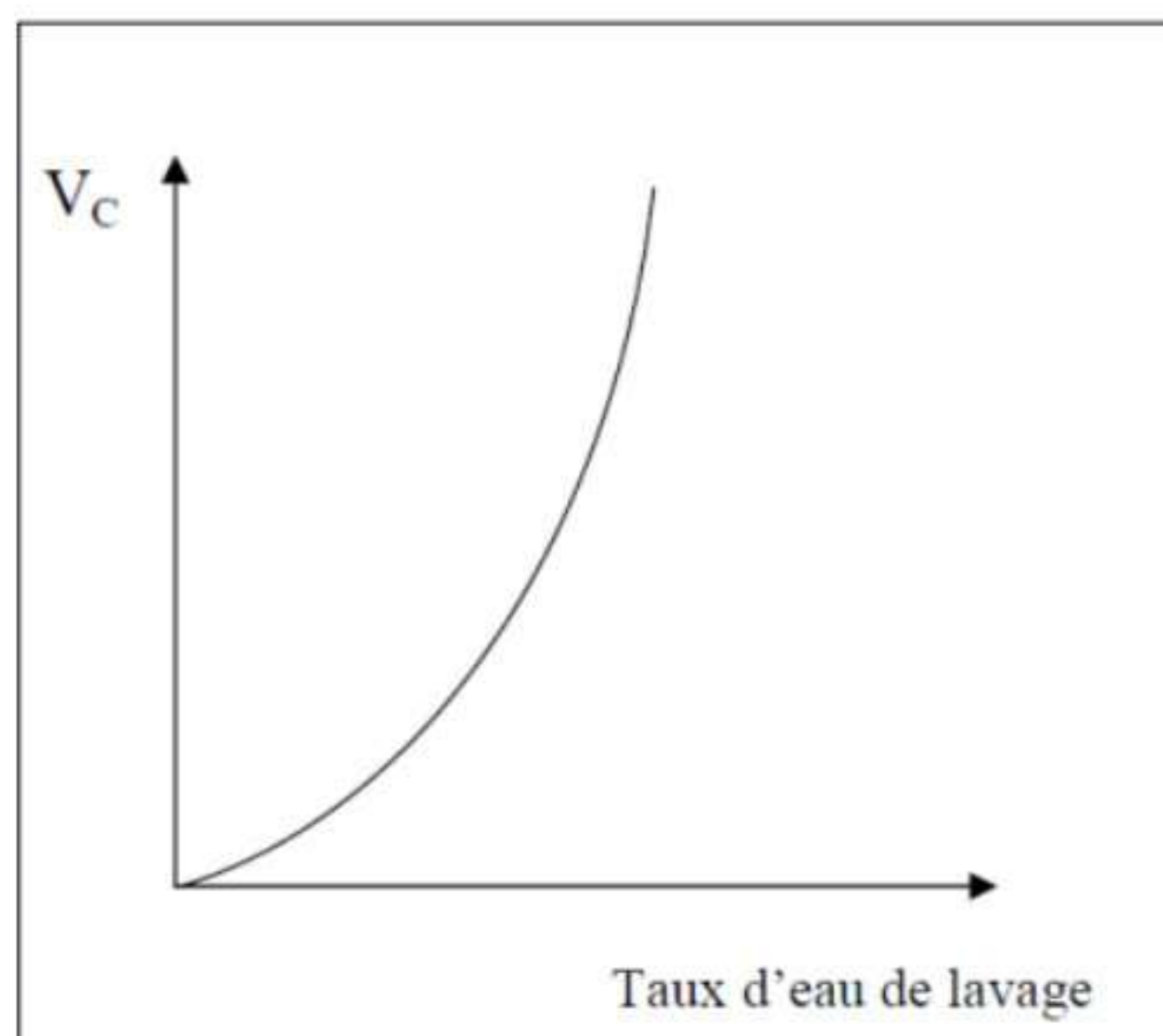


Figure II.7: Variation de la vitesse de coalescence en fonction du taux de lavage [28].

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 [28].

II.4.4 Nature de l'eau de lavage:

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 [13].

II.4.5 Pression de service et la perte de charge dans la vanne de mélange:

La pression dans le dessaleur n'a aucune influence directe sur la salinité du pétrole brut, mais elle peut avoir un impact sur le fonctionnement du dessaleur. Il est important de maintenir une pression constante dans le dessaleur, car une augmentation de la pression peut entraîner la vaporisation du brut, ce qui réduirait l'efficacité du dessalage. D'autre part, une baisse de pression peut entraîner la saturation des vapeurs d'hydrocarbures en eau, ce qui les rend plus conductrices que le brut lui-même. Cela peut entraîner une augmentation de la puissance électrique appliquée aux électrodes du dessaleur, ce qui peut se traduire par une production de chaleur supplémentaire qui réchaufferait le brut. Dans de tels cas, la vaporisation du brut pourrait être favorisée, ce qui peut entraîner le déclenchement des électrodes [28].

Une importante 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 [13].

II.4.6 Nature et taux de désémulsifiant:

Pour casser l'agent émulsifiant on utilise le désémulsifiant approprié selon le cas. En règles générales, ils sont injectés en amont des séparateurs ; du déshydrateur 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 désémulsifiant sont :

- Forte attraction par l'interface eau – huile.
- Flocculation.
- Coalescence.
- Mouillage des solides [28].

La formule générale d'un désémulsifiant contient 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 désémulsifiant, 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 [13]

II.4.7 Champ électrique:

La coalescence est provoquée par un champ électrique, ce qui engendre une force d'attraction entre les gouttelettes d'eau, les faisant se regrouper et former des dipôles induits. Lorsque les gouttelettes d'eau entrent dans le champ électrique alternatif, elles commencent à vibrer à une fréquence de 50 Hz. Ce mouvement continu entraîne leur déformation, les rendant elliptiques. Les collisions entre les gouttelettes d'eau se produisent, ce qui favorise leur fusion et la formation de gouttes d'eau plus importantes. Ce processus facilite la migration des gouttelettes d'eau entre les électrodes et leur décantation au fond du dessaleur [13].

II.4.8 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:

$$T_s = \frac{V}{Q}$$

Avec:

- T_s : 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) [28].

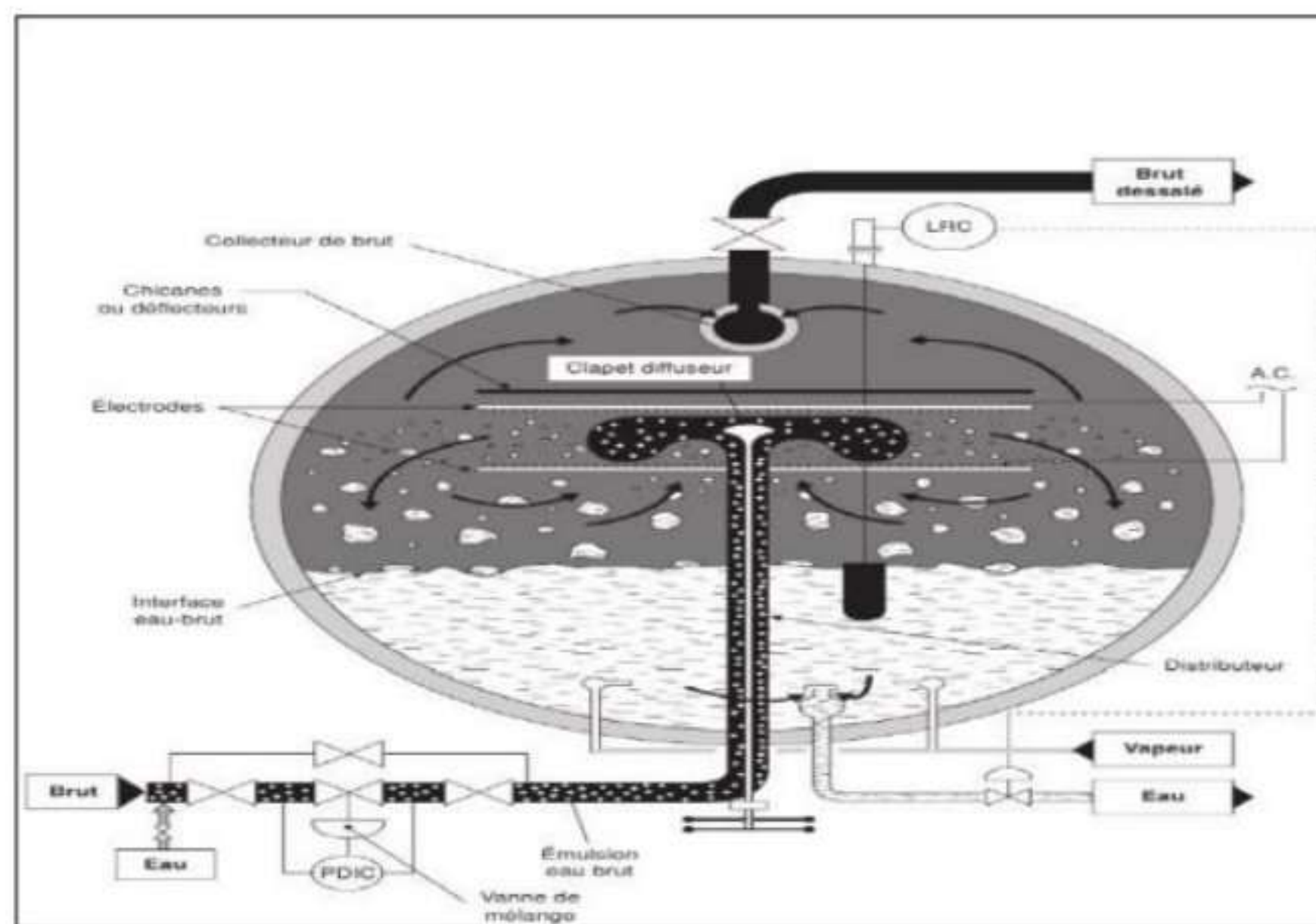


Figure II.8:Schéma de principe d'un dessaleur électrostatique [28].

II.5 Avantages et inconvénients [51]:

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 dessaleurs les plus anciens contiennent deux électrodes horizontales, une inférieure et une supérieure, créant ainsi deux champs électriques : l'un entre les électrodes et l'autre entre l'électrode inférieure et l'interface eau-huile.

Les dessaleurs les plus récents sont composés de grilles verticales qui servent d'électrodes, et le brut est injecté entre ces grilles. Le champ primaire est conservé, mais il est perpendiculaire à l'écoulement et n'entrave pas la décantation des gouttes d'eau. Plusieurs champs secondaires se forment, à la fois entre les électrodes et l'interface et entre les nappes d'électrodes.

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

II.5.1 Les avantage :

Les avantages du processus de dessalage sont les suivants :

➤ ***Très bonne efficacité :***

Le processus de dessalage présente une efficacité élevée dans la réduction de la teneur en sel du brut traité. Cela permet de produire un brut de meilleure qualité, avec une salinité réduite, ce qui est essentiel pour la plupart des applications industrielles et de raffinage.

➤ ***Compacité, temps de séjour d'environ 8 minutes :***

Le temps de séjour nécessaire pour le processus de dessalage est relativement court, environ 8 minutes. Cela permet un traitement rapide et efficace du brut.

➤ ***Marche dégradée possible :***

Le système de dessalage est conçu pour fonctionner même dans des conditions de fonctionnement dégradées. Cela signifie qu'il peut maintenir une performance raisonnable même en cas de variations ou de problèmes dans les conditions de fonctionnement normales.

➤ ***Indicateurs de dysfonctionnement en temps réel :***

Le système de dessalage est équipé d'indicateurs qui permettent de détecter les éventuels dysfonctionnements ou problèmes en temps réel. Cela permet une surveillance constante du processus de dessalage et facilite la prise de mesures correctives rapides en cas de besoin.

➤ ***Réglage possible et facile :***

Le système de dessalage offre des possibilités de réglage pour optimiser son fonctionnement en fonction des caractéristiques spécifiques du brut traité. Cela permet d'adapter le processus de dessalage pour obtenir les meilleurs résultats en termes de réduction de la salinité.

➤ ***Limitation de la consommation de produits chimiques :***

Le processus de dessalage est engendré pour minimiser la consommation de produits chimiques, tels que les désémulsifiants. Cela contribue à réduire les coûts et les impacts environnementaux liés à l'utilisation de ces produits.

II.5.2 Les inconvénients:

Les inconvénients du processus de dessalage sont les suivants :

➤ ***Teneur en eau limitée à l'entrée :***

La quantité d'eau qui peut être traitée efficacement est limitée à un pourcentage spécifique, généralement autour de 15 à 20 % maximum. Si la teneur en eau du brut dépasse cette limite, des étapes supplémentaires de déshydratation peuvent être nécessaires, ce qui augmente la complexité et les coûts du traitement.

➤ ***Nécessité de deux étages pour une BSW élevée :***

Si la teneur en eau du brut (BSW - Basic Sediment and Water) est élevée, un processus de dessalage seul peut ne pas être suffisant. Dans de tels cas, il peut être nécessaire d'ajouter une étape supplémentaire de déshydratation avant le dessalage pour éliminer une plus grande quantité d'eau et de sédiments.

➤ ***La phase gaz est interdite :***

Le processus de dessalage est spécifiquement conçu pour traiter le brut contenant de l'eau dissoute. Il n'est pas adapté pour traiter les phases gazeuses, telles que les gaz associés au brut.

➤ ***Coût élevé et consommation d'énergie électrique :***

CHAPITRE II : DESSALAGE ÉLECTROSTATIQUE

Les équipements nécessaires pour le dessalage peuvent être coûteux à installer et à entretenir. De plus, le processus de dessalage nécessite une consommation d'énergie électrique, notamment pour les pompes et les systèmes de contrôle, ce qui peut augmenter les coûts opérationnels.

Matériel et méthodes

CHAPITRE III :

Généralité sur le champ de BRN (bir RBAA NORD)

III.1 Généralité sur le champ de BRN :

Le champ de BRN (BirRebaa Nord) se trouve dans le permis d'exploitation 403, qui représente une portion de la zone septentrionale du bassin de Berkine/Ghadamès (Figure I.1).

La figure I.2 montre la carte structurale et le permis d'exploitation du champ de BRN (polygone en bleu)[52].

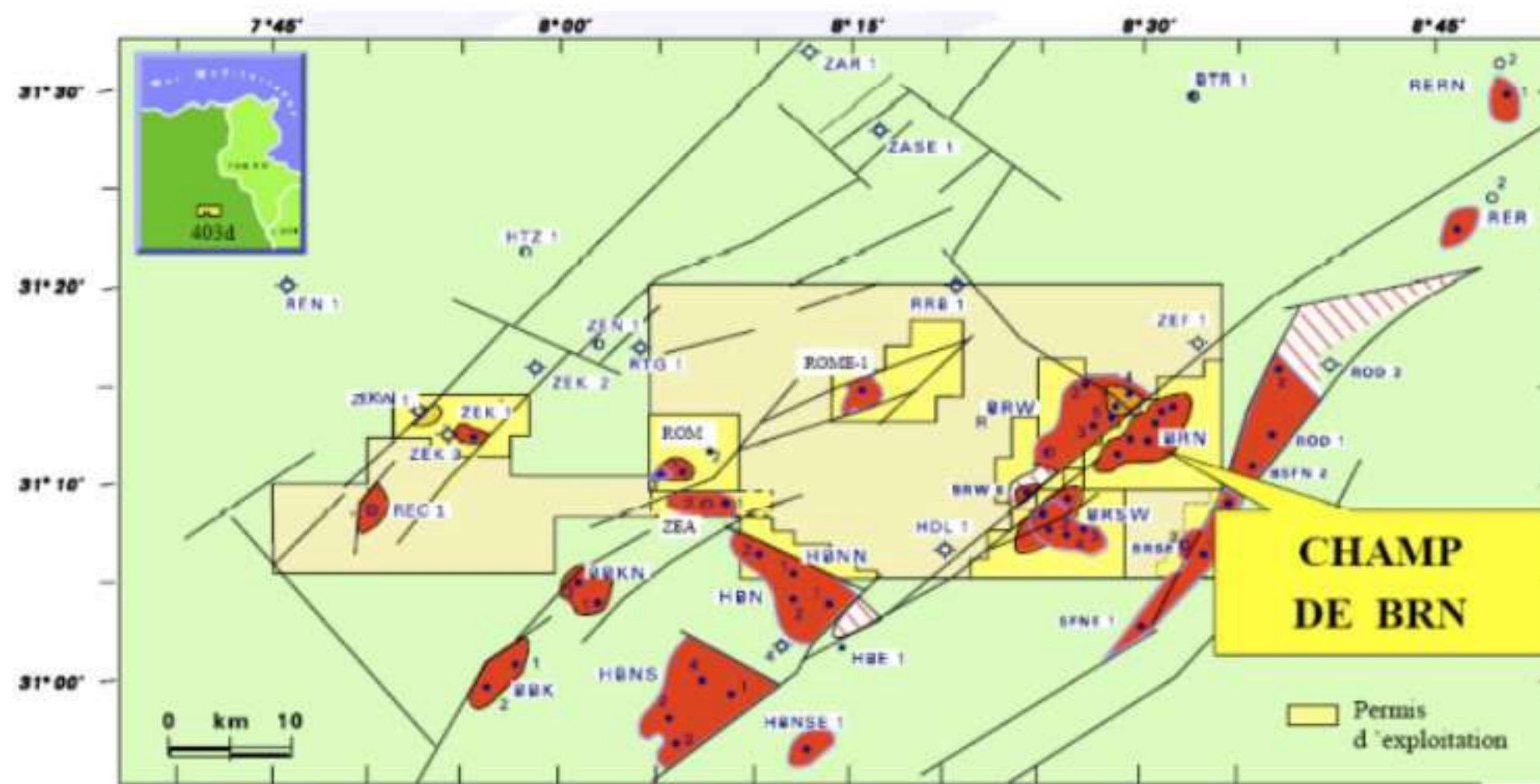


Figure III.1 : Localisation du champ BRN.

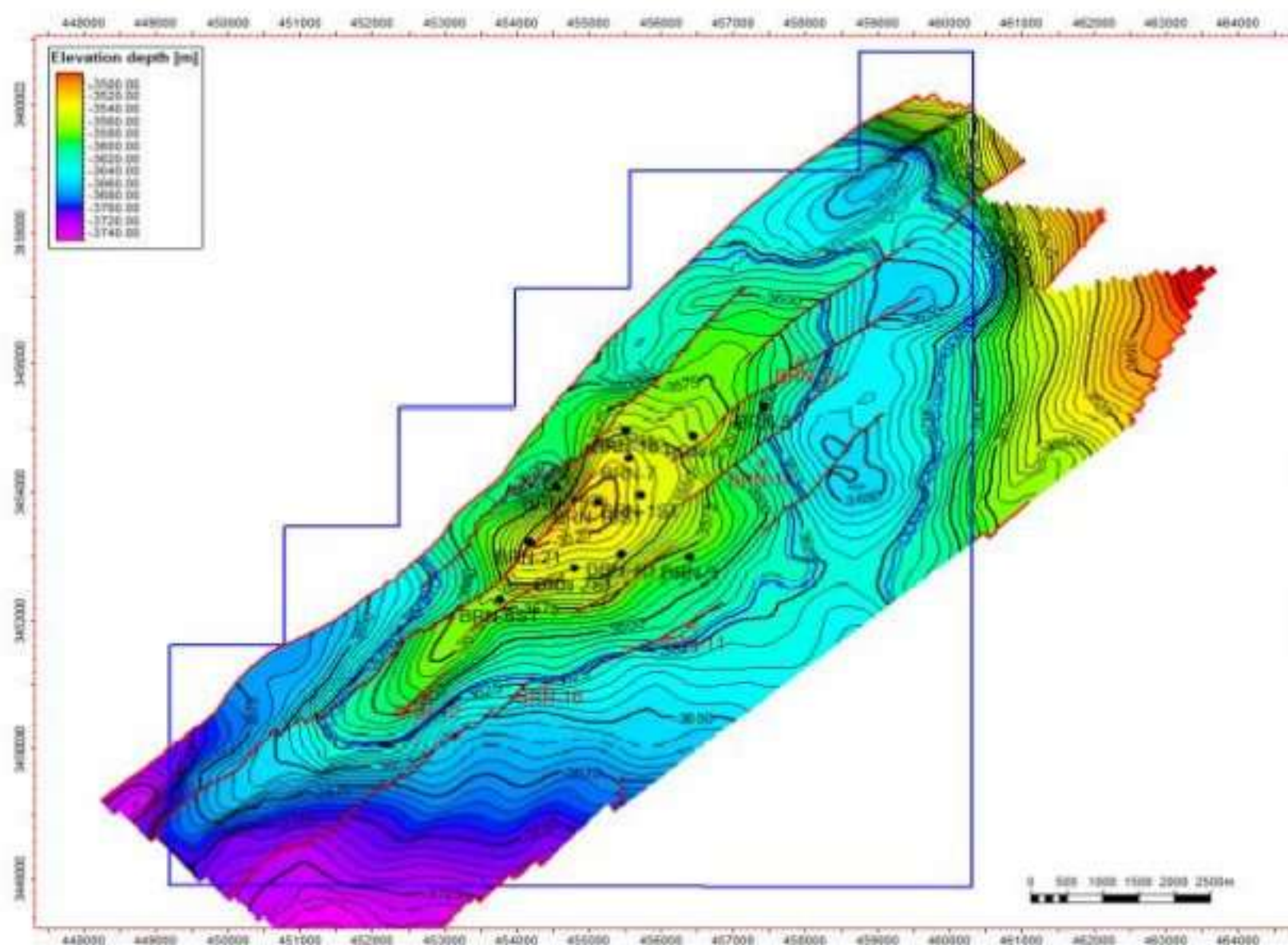


Figure III.2 : Champs de BRN (toit Fm. Tadrart).

III.2 : Situation géographique :

Le champ BRN (BirRebaa Nord) se trouve dans la zone homonyme du Sahara à environ 315 Km au sud-est de Hassi Messaoud et a 120 Km de la Frontière libyo-tunisienne et a 230 Km du terminal de MESDAR ou l'huile traitée sera expédiée. Coordonnées géographiques :

- ✓ Latitude 3.455.000 N
- ✓ Longitude 459.000 E

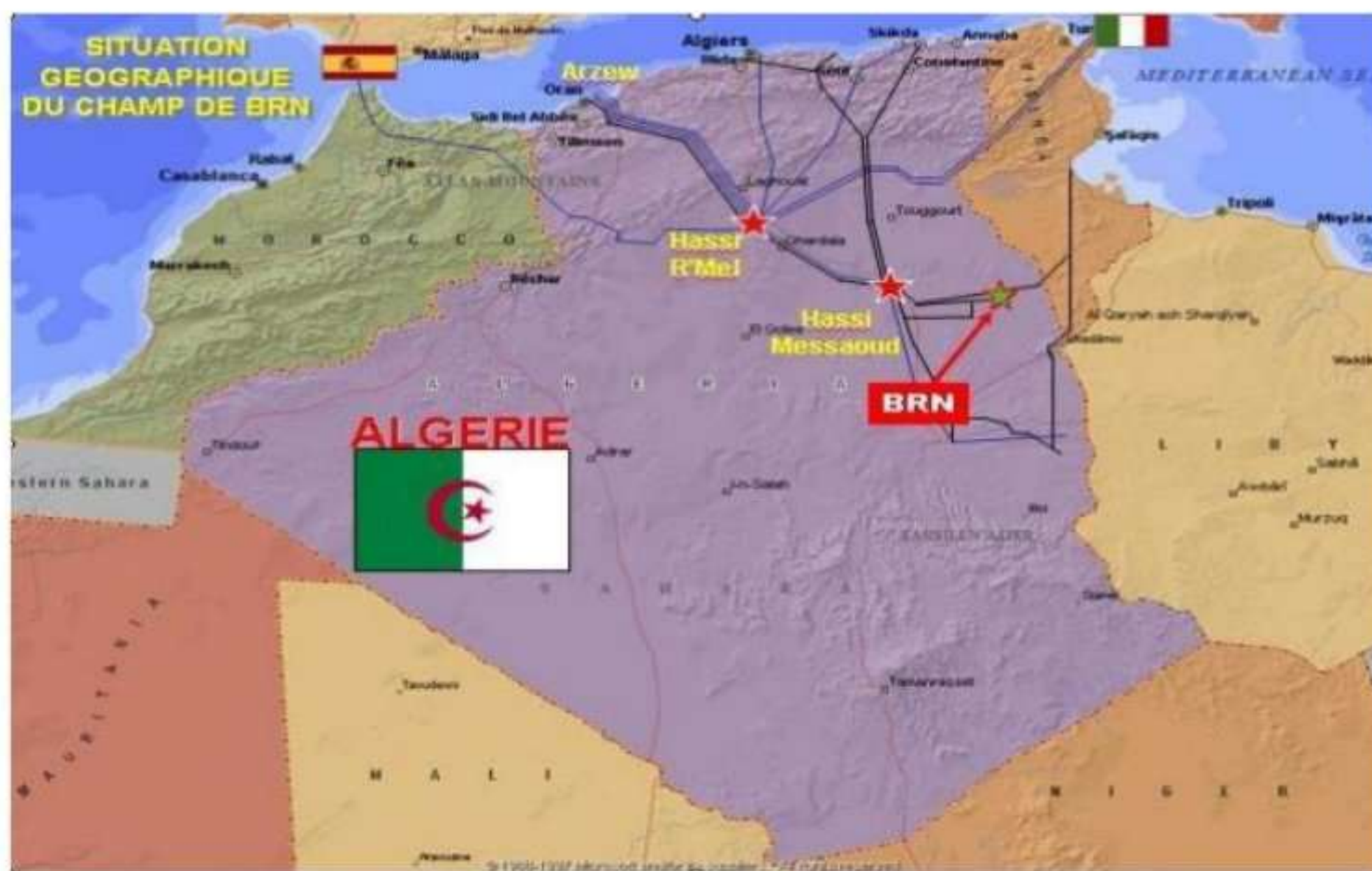


Figure III.3: Situation géographique du champ du BRN

III.2.1 Centre de traitement d'huile « CTH » :

Le centre de traitement d'huile CTH est une usine dimensionnée en 2 parties. Une partie exploite le champ BRN avec les trains 1 et 2 et une autre partie exploite le champ ROD avec le train 3. On résume le pétrole non traité qui arrive des têtes de puits est acheminée directement au manifold d'entrée puis séparé du gaz associé et de l'eau de gisement, dessalé/déshydraté, stabilisé et envoyé ensuite au stockage afin de se conformer aux normes de transport et commerciales (salinité, TVR, densité, BSW) de là il est envoyé par pipeline au terminal de Mesdar éloigné d'environ 230 Km.



Figure III.4 : Les Divers compartiments du CTH.

III.3 Organigramme du groupement Sonatrach-ENI :

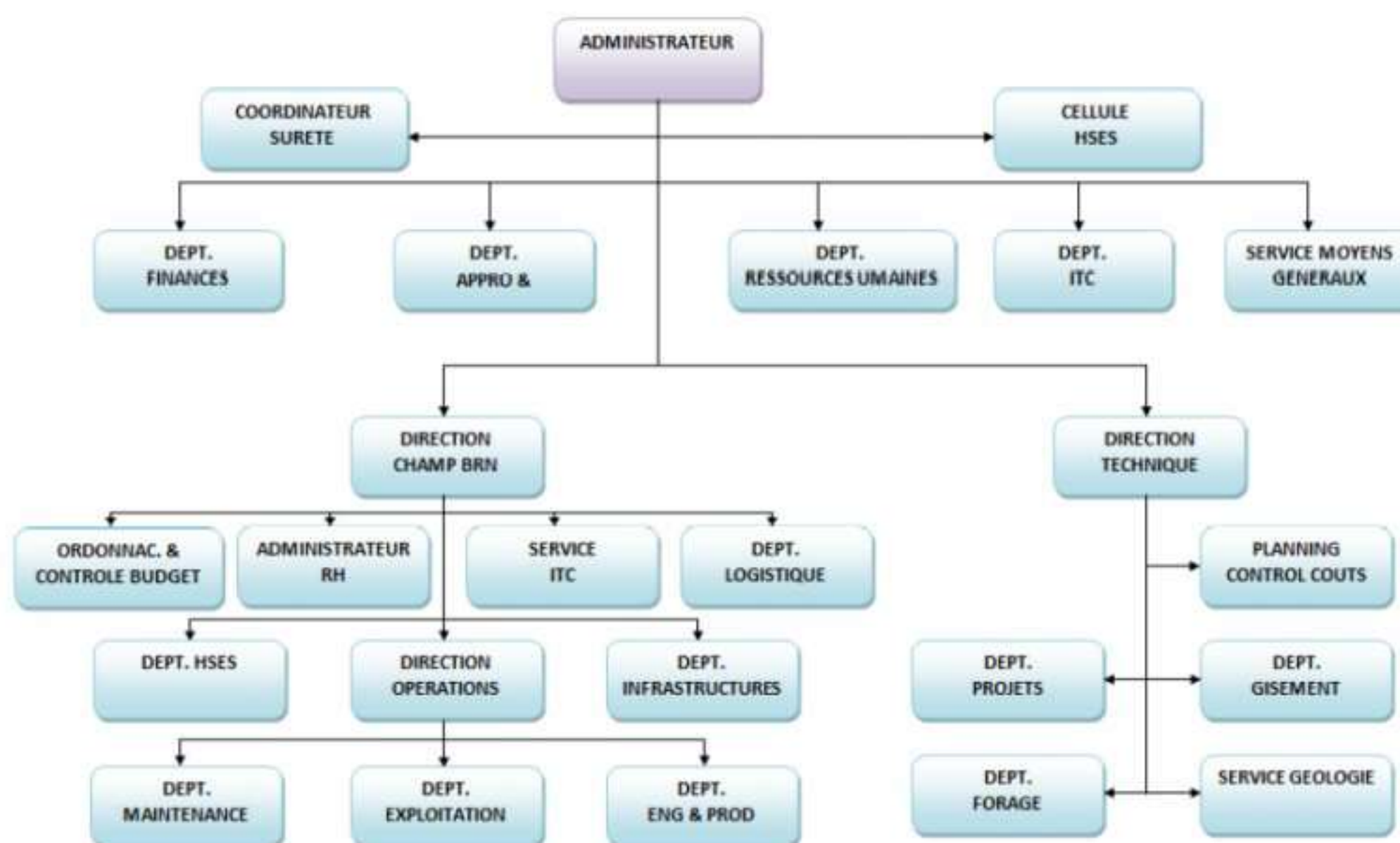


Figure III.5 : Organigramme du groupement Sonatrach-ENI.

Le principal rôle de ce département est de contrôler toute l’installation du CTH, c’est aussi « l’autorité de zone » au CHT, autrement dit, il est le département qui donne les autorisations a tout travail dans le CTH. Le département exploitation a pour objectifs :

- ✓ Assurer la continuité de la production en produit fini raffiné destiné à la vente.
- ✓ Maintenir le bon fonctionnement des machines/équipement avec un rendement optimal et participer à l’optimisation des coûts d’entretien et de maintenance.
- ✓ Renforcer la sécurité des installations.
- ✓ Réduire les pertes de production et le débit de gaz torché.

- ✓ Garantir une capacité d'injection pour le maintien de pression des gisements en cours d'exploitation.

I.3.1 Organigramme de Département Exploitation :

- **Principe :** Les hydrocarbures issus des puits de production ne peuvent pas être vendus tels quels aux différents utilisateurs. Ils doivent subir un certain nombre de traitements sur le champ de production afin de répondre aux spécifications / standards de qualité souhaitées par les clients. Un gisement de pétrole brut produit un mélange d'hydrocarbures lourds et légers sous forme liquide et gazeuse auquel peuvent s'ajouter des constituants gazeux non hydrocarbonés (tels que de l'azote, du gaz carbonique, de l'hydrogène sulfuré, ...) de l'eau plus ou moins salée, éventuellement des solides. Les traitements consistent à :
 - ✓ Stabiliser le brut en le séparant de la phase gaz.
 - ✓ Éliminer l'eau, le sel et les sédiments au moyen d'une installation de dessalage.

III.4 Capacité de production :

- Les différentes phases de traitement s'effectuent au niveau du Centre de Traitement d'Huile (CTH) sont :
 - ✓ Séparation par gravité d'huile/gaz associée ; Eau de gisement.
 - ✓ Dessalage/Déshydratation électrostatique de l'huile.
 - ✓ Stabilisation de l'huile par distillation.
 - ✓ Déshydratation du gaz associé par absorption au glycol.
 - ✓ Re- compression du gaz associé.
 - ✓ Traitement et pompage de l'eau pour l'injection dans le gisement.

Le procédé du traitement est présenté ci-dessous :

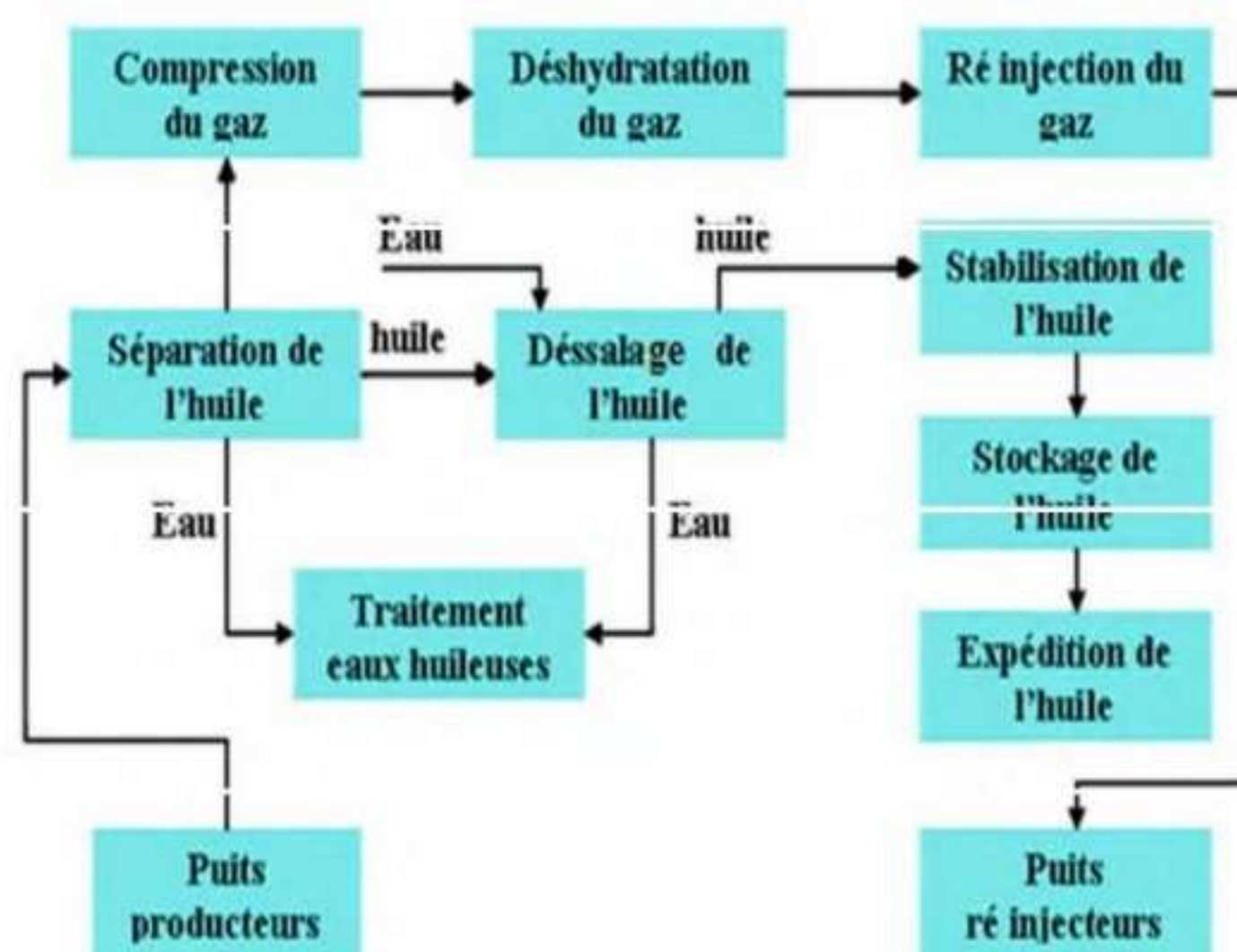


Figure III.6 : les différentes étapes de traitement d'huile.

III.5 Spécifications des produits :

La production toujours accompagnée de la vente de produit, implique l'obligation d'effectuer sur les hydrocarbures, des contrôles contractuels de qualité ; dont le non-respect entraîne souvent des pénalités financières. En outre pour assurer la qualité de la production le laboratoire est indispensable à l'unité. Parmi les analyses effectuées au niveau du laboratoire :

- 1. La salinité :** qui doit être inférieur à 40 mg/l.
- 2. La TVR :** ne doit pas sortir de l'intervalle 11-7 PSI.
- 3. Densité :** comprise entre 0.7949 et 0.8105.
- 4. BSW:** « BottomSediment Water » 0.5% maximum en volume.
- 5. Gravité A.P.I:** comprise entre 43.5 et 46.5°.

III.6 Principe de fonctionnement du centre de traitement d'huile BRN (CTH) :

D'après ce que j'ai vu le but du DCS est de contrôler les procédés industriels, Au même temps l'interface graphique permet aux opérateurs tableautiste de commander des équipements sur site « moteurs, pompes, compresseur, turbines ... ». Les divers paramètres contrôlés :

- Contrôle de niveau.
- Contrôle de débit.
- Contrôle de pression. Contrôle de température

ETUDE EXPERIMENTALE

RÉSULTATS ET DISCUSSION

IV.1 Tests industriels :

IV.1.1 Conduite du test industriel :

Le processus de conduite du test industriel décrit ici comprend deux étapes principales : l'injection du désémulsifiant et le prélèvement d'échantillons de brut pour évaluation.

- **Injection du désémulsifiant :**

Dans cette étape, le produit est injecté en continu en amont du dessaleur. Le désémulsifiant est un produit chimique utilisé pour rompre l'émulsion d'eau dans le brut, facilitant ainsi le processus de dessalage. L'injection du désémulsifiant se fait à l'aide d'une pompe doseuse électrique. Trois points différents sur les pipes provenant du dessaleur sont utilisés pour l'injection, ce qui permet de distribuer uniformément le désémulsifiant dans le flux de brut.

- **Points de prélèvement :**

Pour évaluer l'efficacité du processus de dessalage, des points de prélèvement du brut sont prévus au niveau du Train. Ces points sont des emplacements spécifiques où des échantillons de brut sont prélevés régulièrement. Dans le cas présent, un échantillon de brut est prélevé tous les matins. Une fois prélevé, l'échantillon est rapidement acheminé vers le laboratoire où il sera analysé.

IV.1.2 Contrôle de l'efficacité du dessalage :

Pour contrôler l'efficacité du dessalage, trois paramètres importants sont pris en compte :

- **Salinité du brut à l'expédition :**

La salinité du brut est un indicateur clé de l'efficacité du processus de dessalage. Elle mesure la quantité de sel présente dans le brut après le traitement. La salinité est généralement exprimée en termes de conductivité électrique, qui est une mesure de la capacité du liquide à conduire le courant électrique. Une salinité plus faible indique un dessalage plus efficace, car cela signifie qu'une plus grande quantité de sel a été éliminée du brut.

- **Température du brut dans le dessaleur :**

La température du brut dans le dessaleur est un autre paramètre essentiel à contrôler. Une température adéquate est nécessaire pour faciliter le processus de séparation entre l'eau et le brut. La chaleur aide à rompre l'émulsion d'eau et favorise la séparation des phases. Le contrôle de la température permet de s'assurer que les conditions optimales sont maintenues pour un dessalage efficace.

- **Dose injectée de désémulsifiant :**

La quantité de désémulsifiant injectée est un facteur crucial pour garantir un dessalage efficace. La dose de désémulsifiant doit être correctement déterminée et ajustée en fonction des caractéristiques du brut et du niveau de salinité visé. Une dose insuffisante peut entraîner une inefficacité dans le dessalage, tandis qu'une surdose peut entraîner des effets indésirables tels que la formation d'émulsions plus stables. Un contrôle précis de la dose de désémulsifiant permet d'optimiser l'efficacité du dessalage.

a- Salinité :

Les normes internationales recommandent un pétrole de salinité ne dépassent pas 40ppm (mg/l) pour éviter la formation de corrosion au niveau des trains et du four.

- ✓ **Principe :** Les sels extraits du pétrole par un lavage à l'eau chaude sont dosés par les nitrates d'argent (argentométrie) suivant la réaction :



La Formation de AgCl (Précipité Blanc) en premier par rapport à Ag Cr2O7 par ce que la solubilité de AgCl est inférieure de celle de Ag Cr2O7 (Précipité rouge), l'indicateur utilisé est K2Cr2O7.

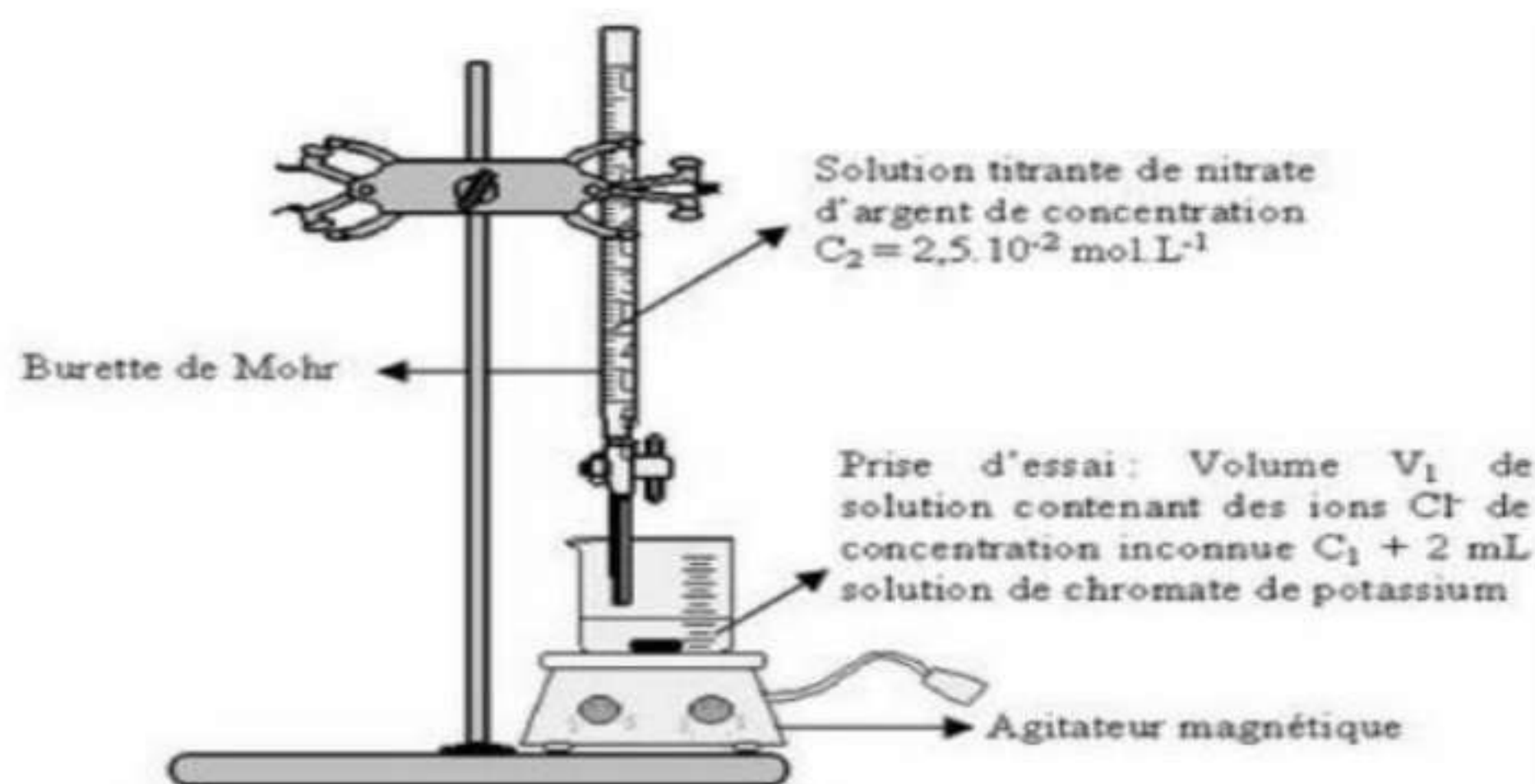


Figure IV.1 : Montage expérimental de la méthode de Mohr

IV.1.3 Mode opératoire :

- On met 100ml du brut avec 100ml désémulsifiants (dosage préparé 20ppm) dans un boîtier d'agitation. - Après agitation préalable de l'échantillon à la température ambiante pendant 45min
- Verser le contenu dans une ampoule à décanter puis laisser décanter 45min.
- On prélève 20 ml d'extrait aqueux dans un bécher on lui ajoute deux gouttes de bichromate de potassium (K2Cr2O7) et agiter doucement. On titre avec du nitrate d'argent (AgNO3) de normalité 0.1N, jusqu'à l'obtention d'une couleur rouge brique. La salinité est exprimée en mg de NaCl par litre de brut et donnée par la formule simplifiée suivante :

$$\text{Salinité } \left(\frac{\text{mg}}{\text{l}}\right) \text{ d'NaCl} = V_1 \times 58.45 \times \frac{0.1}{V_2(\text{ech})}$$

58.45 : masse moléculaire de NaCl

VI : Volume versé d'AgNO₃.

0.1 : Normalité d'AgNO₃

V2 : volume de la prise d'échantillon en ml



Figure IV.2 : dissociation des sels dans le brut

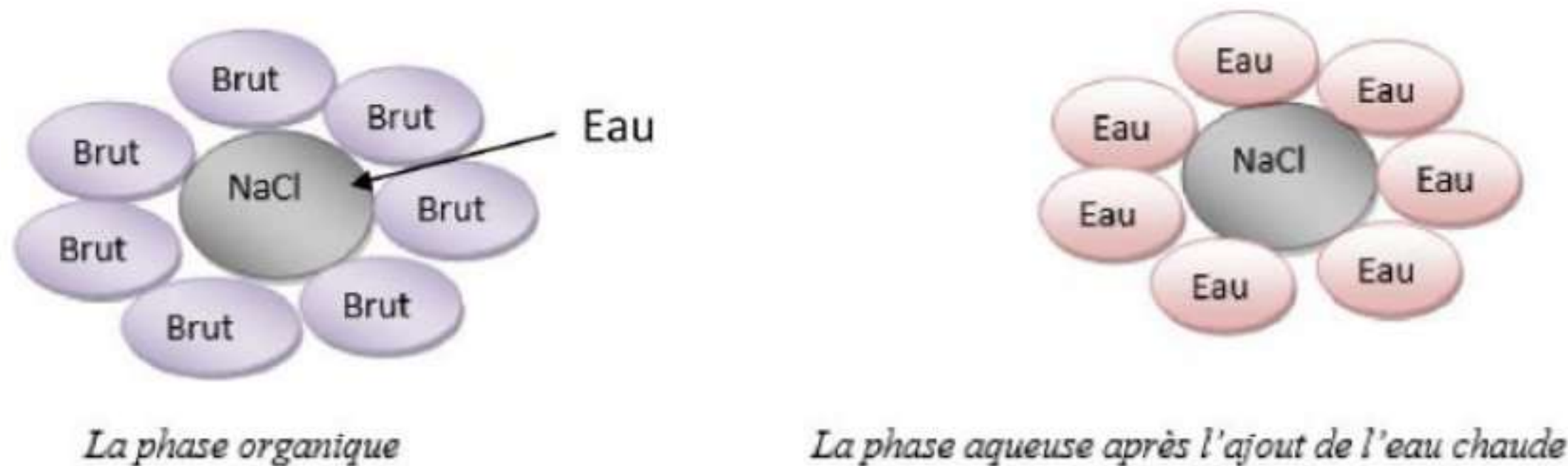


Figure IV.3 : Phénomène de solvation

- ✓ Explication de phénomène Les molécules de NaCl sont entourées (empiégé) par un cercle formé des molécules d'eau liées entre elles par des liaisons hydrogènes. L'eau chaude provoque la libération de NaCl de brut parce que les molécules d'eau préfèrent la solvation des ions simple qui sont moins soluble dans le brut.

- ✓ **Titrage**



Figure IV.4 : Titrage de l'eau minérale

IV.2 Résultats du test industriel :

IV.2.1 Dosage du désémulsifiant :

Pour obtenir le dosage du désémulsifiant, On a calculé le dosage réel pour le 15 mai (Train 1)

On a comme données : la charge du brut : $Q=4189(\text{m}^3/\text{j})$

Volume du désémulsifiant injecté : $V_{inj} = 63(\text{L}/\text{j})$ Donc : $4189(\text{m}^3/\text{j}) \cdot 63(\text{L}/\text{j}) \cdot 1(\text{L}/\text{j})$, X (en id) $X = (63 \cdot 106) / (4189 \cdot 1000) = 15.03 \mu\text{L}$ Dose = 15ppm.

IV.2.2. La Salinité vs le dosage

L'analyse de la courbe de dosage en fonction de la salinité du pétrole indique une corrélation inverse significative avec un coefficient de corrélation (R^2) de -0,9. Cette corrélation négative suggère que la salinité du pétrole diminue au fur et à mesure de l'injection du produit de dosage pendant la période de test, allant du premier jour de l'épartition jusqu'au dernier jour (de 15/05/2022 jusqu'à 31/05/2022).

Une corrélation inverse aussi forte indique une relation étroite entre le dosage appliqué et la diminution de la salinité du pétrole. Ces résultats suggèrent fortement que la méthode de dosage utilisée a été efficace dans l'élimination du sel présent dans le pétrole.

Il est important de noter que la diminution de la salinité peut avoir des implications significatives pour les processus de production de pétrole. Une salinité élevée peut entraîner des problèmes de corrosion, de floculation ou de formation de dépôts, réduisant ainsi l'efficacité de l'extraction et augmentant les coûts de maintenance.

Grâce à cette corrélation inverse forte, il est possible d'affirmer que l'utilisation de cette méthode de dosage a entraîné une diminution significative de la salinité du pétrole. Cela indique clairement que cette méthode est efficace dans le processus d'élimination du sel, ce qui peut avoir

un impact positif sur l'efficacité globale de la production de pétrole et réduire les problèmes liés à la salinité.

Il convient cependant de souligner que l'interprétation des résultats de cette courbe de dosage dépend de la rigueur de la méthodologie utilisée, de la qualité des données recueillies et de la pertinence du dosage utilisé.

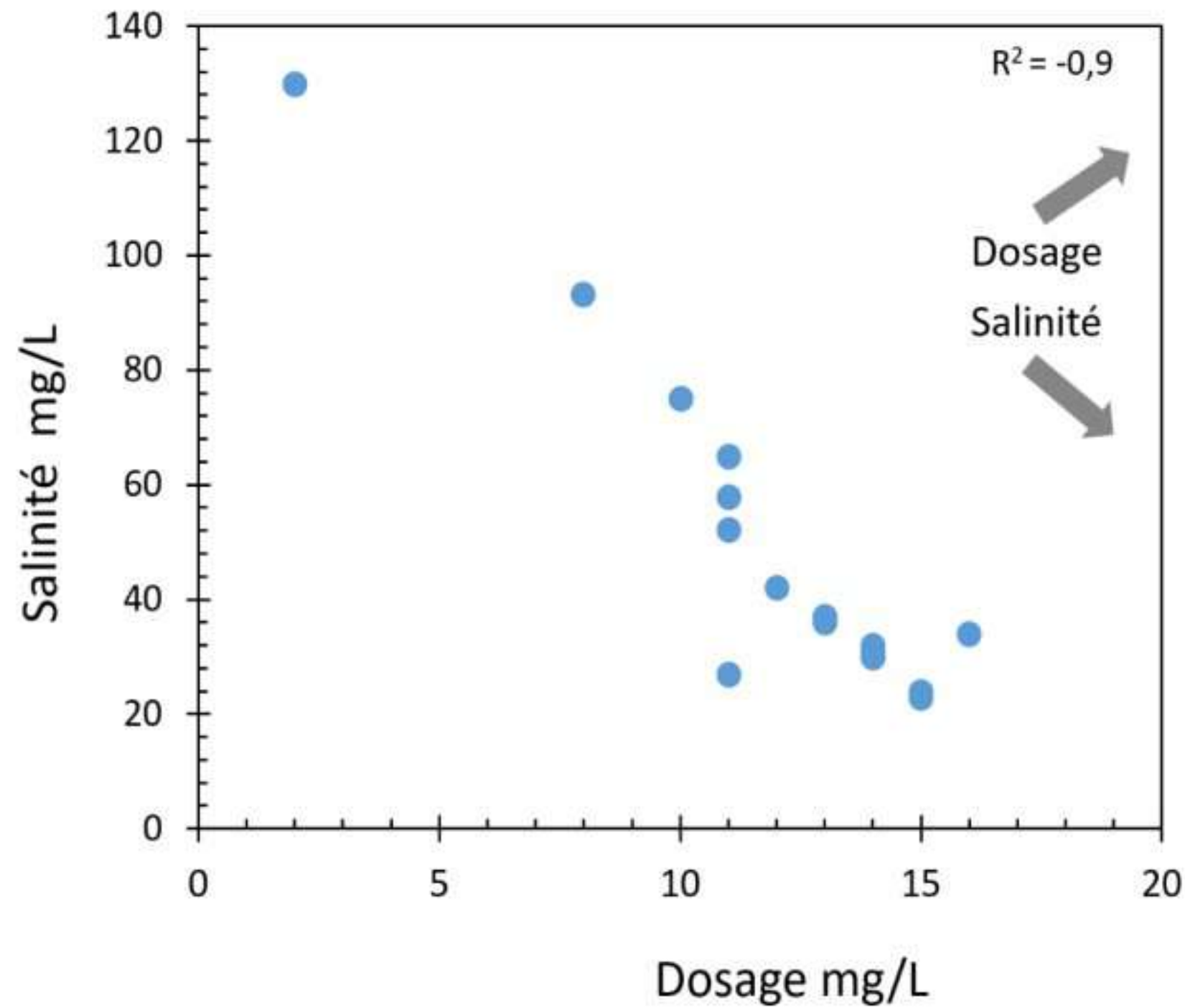


Figure IV.5 : Salinité vs produit injecté (Dosage)

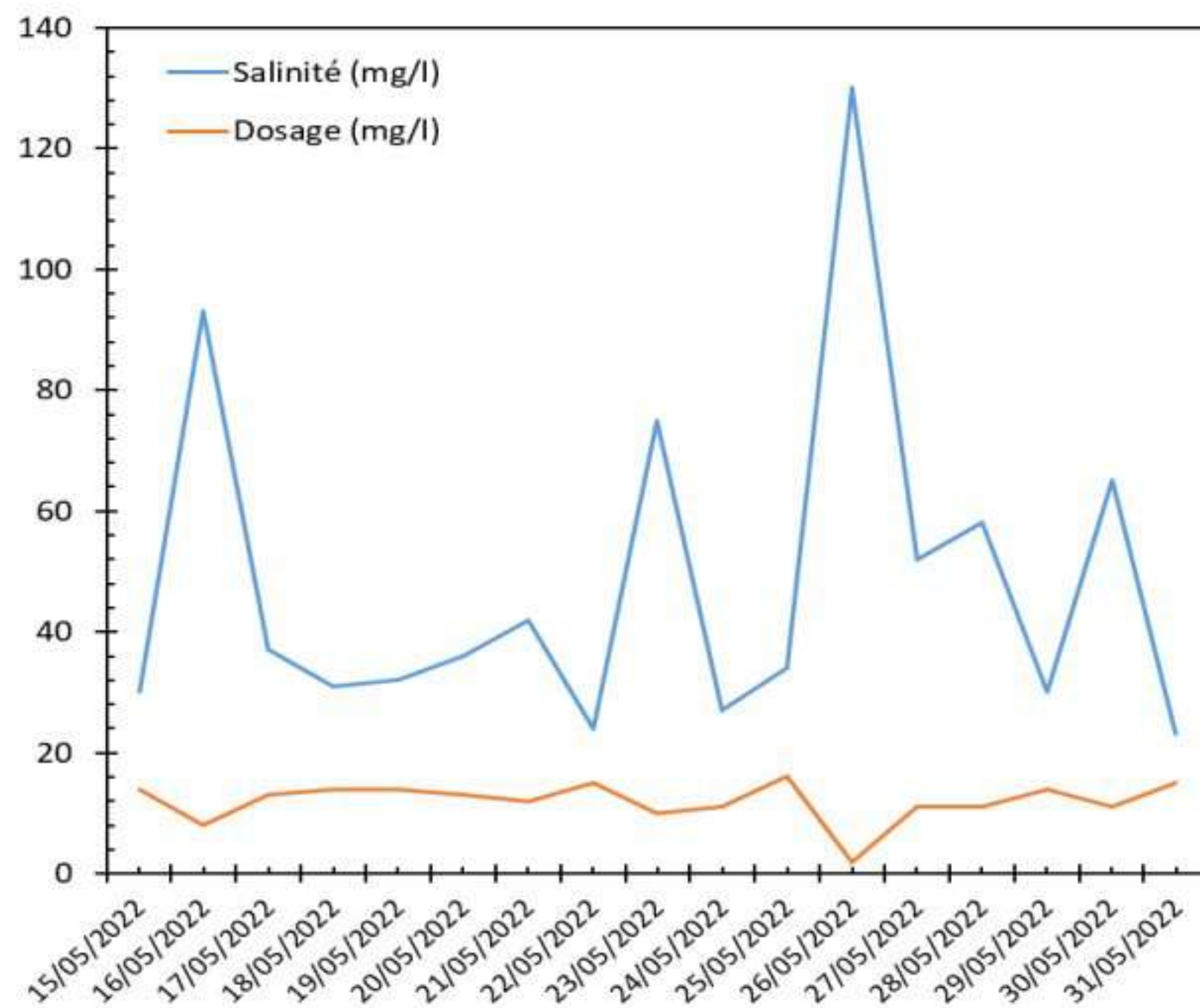


Figure IV.6 : Courbe montre la variation de la salinité en fonction de dosage.

IV.2.3 l'analyse de salinité par rapport à température de brut au niveau de Train1 :

Les résultats obtenus sont présentés dans le tableau et présentés sous forme graphique :

Jour	Salinité ml/l	Température °C
15/05/2022	30	58
16/05/2022	93	60
17/05/2022	37	59
18/05/2022	31	60
19/05/2022	32	60
20/05/2022	36	58
21/05/2022	42	57
22/05/2022	24	55
23/05/2022	75	27
24/05/2022	28	46
25/05/2022	58	56
26/05/2022	130	58
27/05/2022	52	56
28/05/2022	58	58
29/05/2022	30	57
30/05/2022	65	55
31/05/2022	23	52

Tableau IV.1 : Les valeurs de la salinité par rapport la température de brut chaque jour au niveau du Train 1

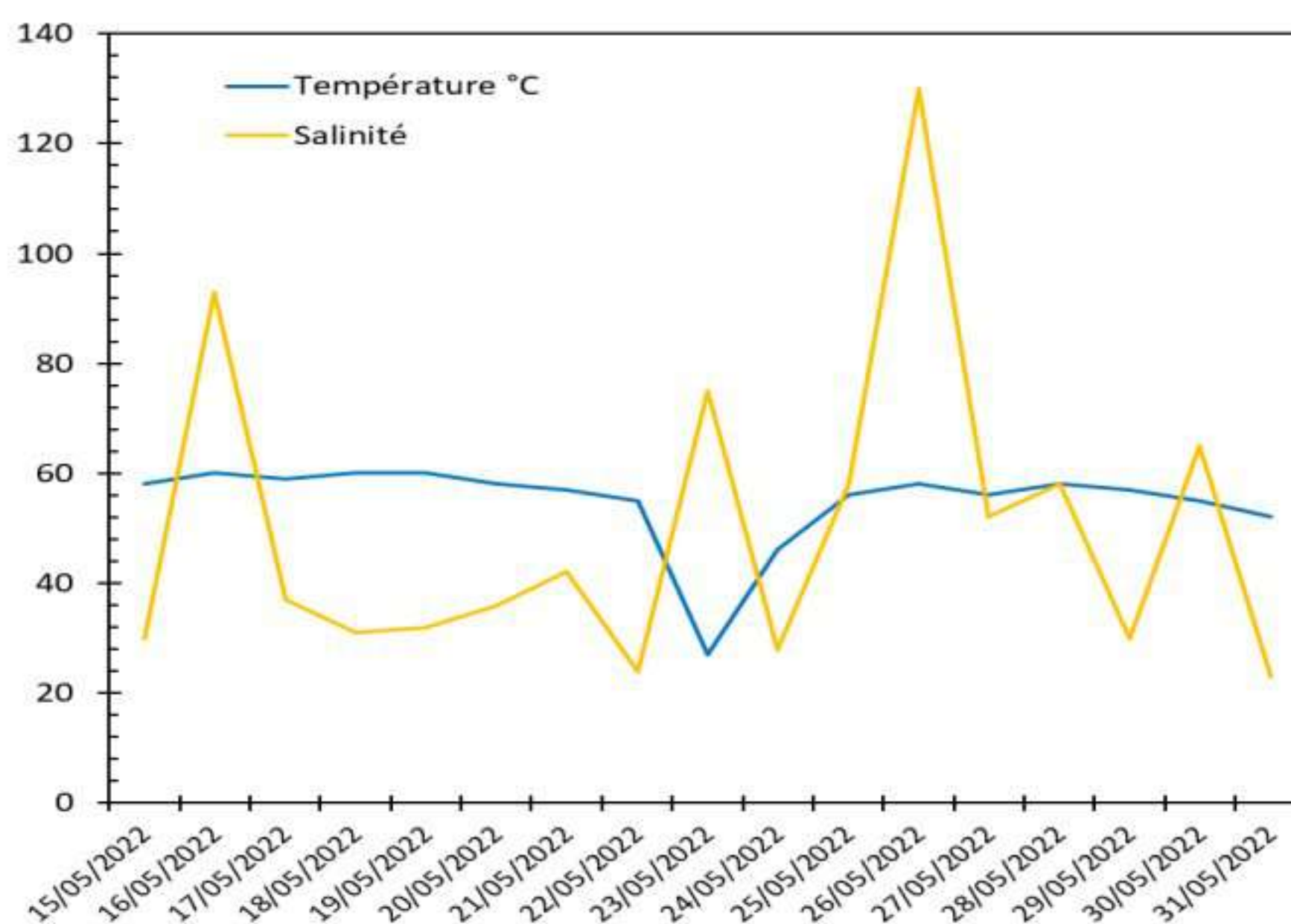


Figure IV.7 : La salinité et la température de brut chaque jour au niveau du Train 1

Jour	Salinité (ml/l)	Dosage (ppm)
15/05/2022	30	14
16/05/2022	93	8
17/05/2022	37	13
18/05/2022	31	14
19/05/2022	32	14
20/05/2022	36	13
21/05/2022	42	12
22/05/2022	24	15
23/05/2022	75	10
24/05/2022	27	11
25/05/2022	34	16
26/05/2022	130	2
27/05/2022	52	11
28/05/2022	58	11
29/05/2022	30	14
30/05/2022	65	11
31/05/2022	23	15

Tableau IV.2 : Les valeurs de la salinité par rapport le dosage de désémulsifiant chaque jour au niveau du Train 1.

IV.2.3.1 Interprétation des résultats :

La figure IV.7 montre la variation de la salinité du pétrole brut en 15 jours par rapport à la température. On a remarqué que la température n'a aucun effet sur la teneur de la salinité. L'analyse de la courbe montrant la variation de la salinité du pétrole brut sur une période de 15 jours en fonction de la température révèle qu'il n'y a aucun effet de la température sur la teneur en salinité. Malgré les variations de température pendant la période d'observation, la salinité du pétrole brut reste relativement stable.

Cette observation indique que la salinité du pétrole brut n'est pas directement influencée par les changements de température dans la plage de valeurs étudiée. Cela peut être le résultat de divers facteurs, tels que la composition chimique du pétrole, la présence de minéraux ou de sels dissous qui ne réagissent pas significativement aux fluctuations de température dans cette plage spécifique.

La Figure IV.6 présente les valeurs de la salinité en fonction du dosage du désémulsifiant, observées quotidiennement au niveau du Train 1. Les résultats obtenus mettent en évidence certaines observations intéressantes. Le 16 mai, une perturbation dans l'injection s'est produite, avec une dose faible de 8 ppm de désémulsifiant. Cette perturbation a entraîné une augmentation significative de la salinité, atteignant une valeur de 93 mg/l.

Du 17 au 22 mai, une injection plus élevée de désémulsifiant, avec des doses comprises entre 12 et 15 ppm, a été réalisée. Cette augmentation du dosage a eu pour effet de réduire à nouveau la salinité du liquide, qui est descendue dans la plage de 31 à 42 mg/l.

Ces observations suggèrent une corrélation entre le dosage du désémulsifiant et la salinité du liquide. L'augmentation du dosage a été associée à une diminution de la salinité, tandis qu'une dose faible a entraîné une augmentation significative de la salinité. Ces résultats indiquent que l'injection d'une quantité adéquate de désémulsifiant est essentielle pour maintenir une salinité optimale.

Cependant, il est important de noter que cette interprétation est basée sur les données et les observations spécifiques recueillies dans cette étude. D'autres facteurs et conditions spécifiques au Train 1 peuvent également influencer la relation entre le dosage du désémulsifiant et la salinité.

IV.2.4 Résultats de salinité entrée sortie de brute unité:

Les résultats obtenus pour le train 1 dans le tableau suivant :

Jours	Entrée de la salinité (ESD)	Sortie de la salinité (SSD)
15/05/2022	222	23
16/05/2022	292	21
17/05/2022	31	31
18/05/2022	164	32
19/05/2022	245	28
20/05/2022	268	23
21/05/2022	222	28
22/05/2022	98	20
23/05/2022	240	34
24/05/2022	350	23
25/05/2022	300	23
26/05/2022	73	20
27/05/2022	104	38
28/05/2022	350	22
29/05/2022	105	20
30/05/2022	255	24
31/05/2022	204	24
Moy	207	26

Tableau IV.3 : Résultats de salinité entré et sortie de brute au niveau de train 1.

IV.2.4.1 Interprétation des courbes :

La figure ci-dessous illustre la variation de la salinité du pétrole brut sur une période de 15 jours, ainsi qu'une comparaison entre les valeurs d'entrée et de sortie de teneur en sel. Cette comparaison vise à évaluer le fonctionnement du dessaleur et sa capacité à réduire la salinité du pétrole brut.

Les résultats indiquent que la quantité de sels présente dans le pétrole brut est instable, avec une variation allant de 31 mg/l (valeur minimale) jusqu'à 350 mg/l (valeur maximale). Cette variation peut être attribuée à plusieurs facteurs, notamment la quantité d'eau présente dans le pétrole brut provenant des puits, les caractéristiques spécifiques de chaque gisement et la durée du dépôt d'impuretés.

Pour évaluer l'efficacité du dessaleur, une comparaison entre la teneur en sel à l'entrée et à la sortie du processus a été effectuée. Les résultats indiquent que toutes les valeurs de salinité à la sortie sont inférieures à 40 mg/l. Cela signifie que le dessaleur parvient à réduire la teneur en sel, même lorsque celle-ci est élevée. La salinité est réduite au minimum et ne dépasse pas les 40 mg/l.

Ces observations suggèrent que le dessaleur fonctionne normalement et est conforme aux normes attendues. Il est en mesure de réduire efficacement la salinité du pétrole brut, garantissant ainsi une qualité conforme aux exigences du processus de traitement et de production. Cette réduction de la salinité est essentielle pour prévenir les problèmes de corrosion, de floculation ou de formation de dépôts, et pour maintenir l'efficacité globale de la production de pétrole. Cependant, il est important de noter que cette interprétation est basée sur les résultats observés dans la période de 15 jours et les conditions spécifiques de l'étude. Des variations peuvent survenir dans d'autres situations ou périodes, ce qui nécessiterait une surveillance continue du fonctionnement du dessaleur et une adaptation éventuelle des paramètres de traitement.

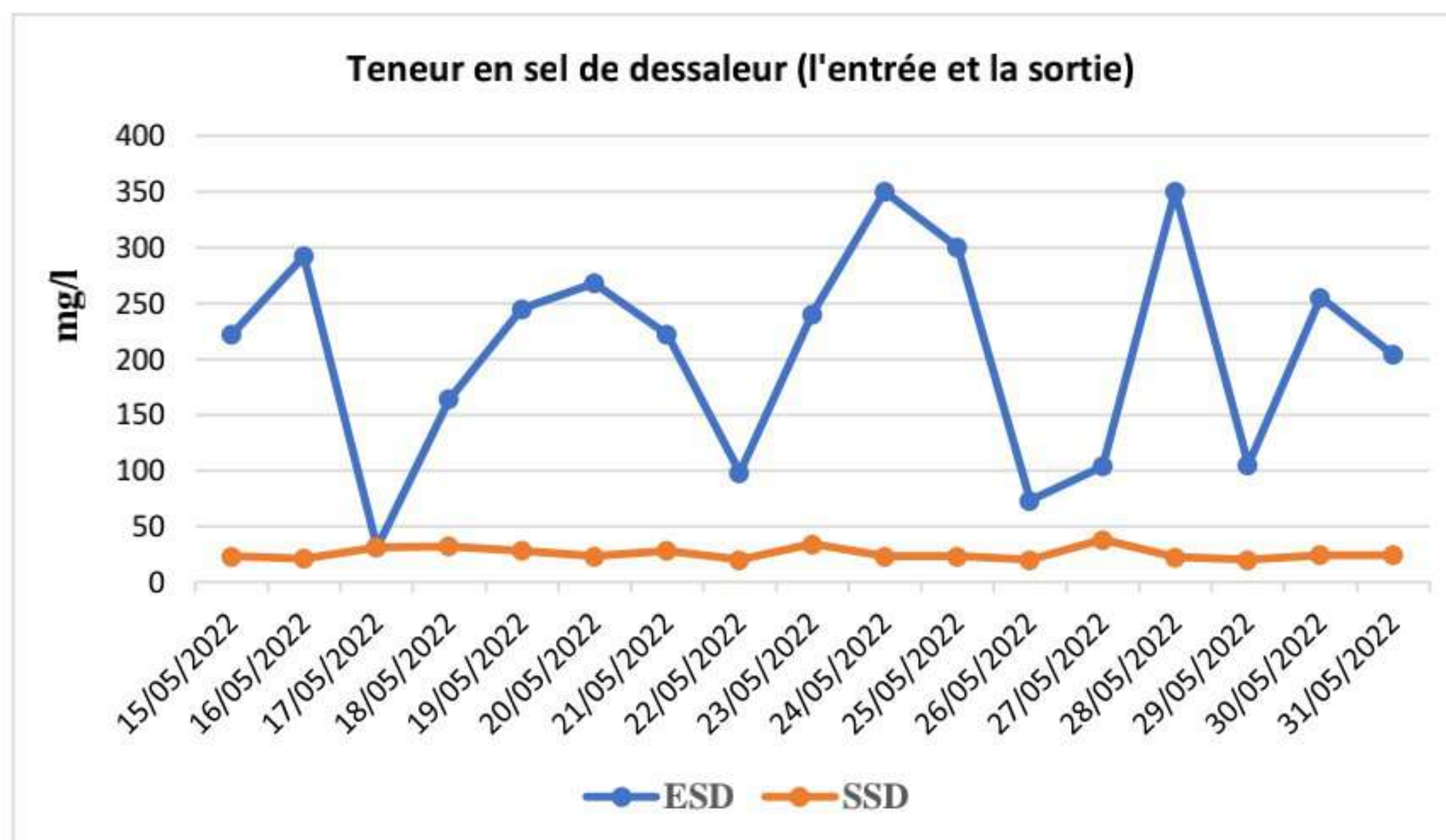


Figure IV.8 : Comparaison entre l'entrée et la sortie de teneur en sel au niveau dessaleur train 1.

IV.3 Conclusion :

En conclusion, les différentes observations effectuées dans cette étude fournissent des informations importantes concernant la salinité du pétrole brut, son traitement et l'efficacité des méthodes utilisées.

Premièrement, il a été démontré que le dosage a un impact significatif sur la salinité. Lors de l'injection de produit, la salinité diminue de manière notable. Cela souligne l'efficacité de la méthode utilisée pour éliminer le sel présent dans le pétrole brut.

Deuxièmement, il a été observé que la température n'a aucun effet sur la salinité. Les variations de température dans la plage étudiée n'ont pas montré de corrélation avec la teneur en sel du pétrole brut. Cela indique que d'autres facteurs, tels que la composition chimique du pétrole ou la présence de minéraux dissous, peuvent jouer un rôle plus important dans la salinité que la température elle-même.

En ce qui concerne le fonctionnement du dessaleur, les résultats confirment qu'il est conforme aux normes attendues. Le dessaleur parvient à réduire efficacement la teneur en sel du pétrole brut, maintenant ainsi une salinité inférieure à 40 mg/l, ce qui est considéré comme acceptable. Cela garantit la qualité du pétrole brut traité et minimise les problèmes potentiels liés à la salinité dans les processus de production ultérieurs.

Enfin, tout au long des tests, il a été remarqué qu'une dose moyenne de désémulsifiant, d'environ 15 à 20 ppm, est nécessaire pour atteindre une salinité acceptable de l'ordre de 20 à 30 mg/l. Il est important de noter que cette dose peut varier en fonction du débit de la charge à traiter, et il convient donc de l'ajuster en conséquence pour maintenir des niveaux de salinité optimaux.

CONCLUSION GENERALE

Le stage que nous avons effectué au centre de traitement d'huile de BirRebaa Nord (BRN), nous a offert l'opportunité d'approfondir nos connaissances théoriques acquises pendant notre formation et de les mettre en pratique sur le terrain. Ce stage nous a également permis d'observer de près les différents équipements et machines utilisés dans le processus de traitement du pétrole, tels que les dessaleurs, les trains de préchauffage (échangeurs de chaleur), les fours, les colonnes de distillation atmosphérique, les pompes, les compresseurs, et bien d'autres.

Le dessalage est une étape principale dans l'industrie du raffinage, visant à réduire les sels et les impuretés à des niveaux acceptables afin de préparer la charge pour un bon fonctionnement des unités de distillation atmosphérique.

Un mauvais dessalage conduit à une diminution de l'efficacité des installations ça

- La corrosion, surtout dans le circuit de tête des colonnes (causée par formation de HCl)
- L'encrassement des échangeurs de préchauffages et des fours
- L'augmentation des pertes de charges qui impliquent une réduction du débit traité
- L'obtention du résidu riche en sels.
- L'augmentation du cout de la maintenance.

L'objectif de notre travail était d'identifier la principale cause de la corrosion et de minimiser son impact sur les équipements de l'unité "Topping". Nous avons ensuite proposé des solutions adaptées à l'emplacement et aux équipements concernés.

Nos analyses ont révélé que la corrosion était principalement due à une quantité élevée de sels présents. En effet, une salinité dépassant la norme fixée à 3 ppm indique un dysfonctionnement du dessaleur qui n'atteint pas l'efficacité requise selon la conception. Suite à nos calculs, nous avons conclu que cette diminution d'efficacité est due à un mauvais choix d'emplacement ainsi qu'à une injection d'eau insuffisante, avec un taux ne dépassant pas 1,65%, ainsi qu'à la qualité de l'eau utilisée pour le lavage du brut.

L'amélioration de ces paramètres permet d'augmenter l'efficacité du dessalage et atteindre la valeur exigée par le design et par ailleurs réduire le taux de salinité et minimiser l'effet de corrosion qui se manifeste par une déstabilisation de la colonne de distillation et une non-conformité de ses produits.

Afin d'atteindre notre objectif d'amélioration du dessalage du brut, nous proposons les solutions suivantes :

- Augmenter le taux d'eau de lavage jusqu'à 5% en volume (65 m³/h) pour favoriser la diffusion et la solubilité des sels. Cela implique d'augmenter le nombre et la taille des gouttelettes d'eau dans le brut, ce qui accélère la coalescence et la décantation des sels.
- Effectuer un lavage périodique de l'échangeur pour prévenir l'encrassement, garantir une température appropriée et améliorer l'efficacité du dessaleur.
- Injecter un agent désémulsifiant pour neutraliser l'agent émulsifiant naturel présent dans le brut et obtenir des émulsions moins stables et plus faciles à séparer.

- Augmenter la différence de pression à travers la vanne mélangeuse, tout en respectant l'intervalle de ΔP recommandé entre 0,2 et 1,2 bar.
- Vérifier la perte de charge et ajuster la pression de service conformément aux spécifications de conception.

En mettant en œuvre ces solutions, nous visons à améliorer l'efficacité globale du dessalage du brut et à minimiser les problèmes de corrosion et d'encrassement des équipements.

Il est également important de prendre en considération que la variation de la température est limitée par la conception du dessaleur et de la colonne de stabilisation du brut dessalé. De plus, le volume d'injection du désémulsifiant peut varier en fonction de la nature des émulsions présentes dans le brut.

Pour obtenir des résultats plus précis, nous recommandons les mesures suivantes :

- Déterminer les conditions qui limitent la variation de ces paramètres, en tenant compte des contraintes imposées par la conception des équipements.
- Effectuer une optimisation globale en prenant en compte tous les paramètres clés, y compris le champ électrique, afin d'obtenir une valeur de service optimale.
- En prenant en compte ces recommandations, il sera possible d'améliorer davantage l'efficacité du dessalage en optimisant les différentes variables et en adaptant les paramètres aux conditions spécifiques de l'installation.

Bibliographie:

- [1] M.HADJI , Etude de performance et système d'étanchéité 100TK-51, Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Mécanique pétrolière, IAP Ecole de Boumerdès, (2017).
- [2] X-NORMAND.A-TREIL. Industrie du raffinage du pétrole (tome 1). Edition Technip PARIS .1985.
- [3] H. Laiche, S.ElHachemi. Conception d'une unité de dessalage électrique à l'unité de Guellala. Mémoire d'ingénieur, Université de KasdiMerbahOuargla ; 2005 ; 102 p.
- [4] Dadari, Soheil, MasoudRahimi, and SirusZinadini. 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.
- [5] Jean Pierre WAUQUIER. Le raffinage du pétrole, Procédés de séparations, Éditions TECHNIP, Paris. Tome 2; 1998.
- [6] Dictionnaire du pétrole. Paris France. Edition SCM 92081 collection ISBN 2-201 133-19- 3. 198.
- [7] S.E. CHITOUR, corrélations sur le pétrole brut et les fractions pétrolières (tome2). Office des publications universitaires. L'Algérie. 1983.
- [8] V. PROSKOURIAKOV et A. DABKINE. La chimie du pétrole et du gaz. Edition MIR. Moscou. 1981
- [9] Dr. Sellami M Hassen, Raffinage et Pétrochimie (cours et exercices), Université KasdiMerbah Ouargla, 2018, p01
- [10]. ADJIR Mohand Said, Mr. BENKEZIM Rachid, Raffinage du pétrole et caractérisation d'un sous-produit « huile moteur commerciale pour véhicules lourds de type diesel », mémoire de master. Université ABDERAHMANE MIRRA – BEJAIA, Algérie. 2018
- [11]. T. Aldarouich, THESE, Stabilité thermique de la fraction aromatique de l'huile brute Safaniya(Moyen Orient) : étude expérimentale, schéma cinétique par classes moléculaires et implications géochimiques, page 30.L'UNIVERSITE PARIS 6, juillet 200
- [12] J.F. GRAVIER Propriétés des fluides de gisements (tome 2). Edition Technip.1986.
- [13] J.P.WAUQUIER. Le raffinage du pétrole brut. Procédé de séparation. Édition Technip. Tome 2. (1998).
- [14] Becher P. Emulsions: Theory and Practice. New York, NY: Oxford University Press; 2001.
- [15] B.BOUCECRIMA. A.DOUBI et M.ZERROUK. Amélioration du procédé de dessalage des huiles par utilisation des désémulsifiants. I.C.I.C.U.Ouargla et C.R.D de HASSI MESSAOUD. (2006).
- [16] Raya SA, Saaid IM, Ahmed AA, Umar AA. A critical review of development and demulsification mechanisms of crude oil emulsion in the petroleum industry. *J Pet Explor Prod Technol* 2020;10:1711–28. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00830-7>.
- [17].Farrokhi F, Jafari Nasr MR, Rahimpour MR, Arjmand M, Vaziri SA. An investigation on simultaneous effects of several parameters on the demulsification efficiency of various crude oils:Investigation On Demulsification Efficiency. *AsiaPac. J. Chem. Eng.* 2017;12(6):1012–22. <https://doi.org/10.1002/apj.2142>.
- [18] Document de TOTAL. Manuel de formation .Cours exp-pr-eq090. (2007). p 4-97.
- [19] B.BOUCECRIMA. A.DOUBI et M.ZERROUK ; Amélioration du procédé de dessalage des huiles par utilisation des désémulsifiants. I.C.I.C.U.Ouargla et C.R.D de HASSI MESSAOUD ; 2006.

- [20] H. Laiche, S.ElHachemi ; conception d'une unité de dessalage électrique à l'unité de Guellala ; Mémoire d'ingénieur ; Université de KasdiMerbah Ouargla ; 2005 ; 102 p.
- [21] Ken Arnold et Maurice Stewart ; Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems ; Chapitre 7 ; Surface Production Operations ; AMEC Paragon, Houston, Texas ; 2008; pp 351–456.
- [22] R.DAVID ; Handbook of chemistry and physics ; CRD, édition 89eme ; 2008 ; pp 9-50. (ISBN 142006 ET 978-140066791).
- [23] H. Laiche, S.ElHachemi ; conception d'une unité de dessalage électrique à l'unité de Guellala ; Mémoire d'ingénieur ; Université de KasdiMerbah Ouargla ; 2005 ; 102 p.
- [24] Ken Arnold et Maurice Stewart, Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems, Chapitre 7, Surface Production Operations, AMEC Paragon, Houston, Texas, (2008) p 351– 456
- [25]BELKHIR Nabil et TORCHE Mohammed ; Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut ; mémoire d'ingénieur ; Université de Boumerdès ; 2007 ; 93 p.
- [26]Ken Arnold et Maurice Stewart ; Crude Oil Treating and Oil Desalting Systems ; Chapitre 7 ; Surface Production Operations ; AMEC Paragon, Houston, Texas ; 2008; pp 351–456.
- [27]Feiyue Wu, Hong Li ; Study on the divided-wall electric desalting technology for Suizhong crude oil ; Desalination ; Volume 307 ; Jiangsu Key Laboratory for Chemistry of Low-Dimensional Materials, College of Chemistry and Chemical Engineering, Huaiyin Normal University, Huai'an, 223300, P.R. China ; 2012 ; pp 20-25.
- [28] Sofiane SALHI, Limite de fonctionnement d'un dessaleur électrostatique de l'unité de traitement d'Ourhoud, Mémoire d'ingénieur, Université de Boumerdès, 2006, p 50-51-52.
- [29] Miguel Rondon, Influence de la formulation physico-chimique et des propriétés interfaciales sur la stabilité des émulsions asphaltènes-eau-huile. Application à la déshydratation du pétrole, THESE de DOCTORAT, ACADEMIE de BORDEAUX, 2006.
- [30]Alouche J., développement de nouvelles méthodes pour l'élaboration d'émulsions multiples eau/huile/eau, THESE de DOCTORAT, INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE LORRAINE, 2003.
- [31] Khoja Med, les fluides de forage, THESE de DOCTORAT, université d'Ouargla ,2008.
- [32]Khamssa Moussa, la séparation et ses problèmes rencontrés à HassiR'mel, université de Ouargla, 2005.
- [33]LabeledHassiba, étude physico-chimique des tensioactifs utilisés dans les boues de forage et évaluation de leurs propriétés mouillantes.
- [34]physico-chimie de surfaces « C.E.chitour » (école nationale polytechniques), Alger. Volume I. Interface gaz-liquide, liquide-liquide. 1992.
- [35] Emilio Alberto, Parutatuarez émulsions inverses très concentrées.
- [36] Manuel sur les désémulsionnants CHIMEC édition SPA. mars 1994.
- [37] Document de Total, Manuel de formation exploitation et production, les équipements, les dessaleurs, 2007, p 4-8-17-15-18-25-27-40-97.
- [38] Daniel-David, Delphine, Isabelle Pezron, Christine Dalmazzone, Christine Noïk, Danièle Clause, and Ljepša 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.
- [39]. J.M.BOUMANN, Dessalage du pétrole brut sur champs de production, Revue IFP. 2011.
- [40]. Manning FS, Thompson RE. Oilfield processing of petroleum: crude oil. Pennwell books 1995.

- [41] BELKHIR Nabil et TORCHE Mohammed ; Vérification du calcul d'une unité de dessalage du pétrole brut ; mémoire d'ingénieur ; Université de Boumerdès ; 2007 ; 93 p.
- [42] Bai ZS, Wang HL (2007) crude oil desalting using hydrocyclones. Institution of Chemical Engineers Journal 85: 1586-1590.
- [43] Sellami MH, Naam R, Temmar M (2016) Optimization of Operating Parameters of Oil Desalting in Southern Treatment Unit (HMD/Algeria). J Pet Environ Biotechnol 7: 271. doi:10.4172/2157-7463.1000271
- [44] Meidanshahi V, Jahanmiri A, Rahimpour MR. Modeling and Optimization of Two Stage AC Electrostatic Desalter. Sep Sci Technol 2012;47(1):30-42. <https://doi.org/10.1080/01496395.2011.614316>.
- [45] Cunha REP, Fortuny M, Dariva C, Santos AF (2008) Ind. Eng. Chem. Res 47: 70-94.
- [46] Chiesa M (2004) 15th Australasian Fluid Mechanics Conference, The University of Sydney, Sydney, Australia.
- [47] Melheim JA, Chiesa M (2006) Chemical Engineering Science 61: 4540.
- [48] Alves RP, Oliveira RC (2006) SPE 102790 5: 13-19.
- [49] Al-Otaibi MB, Elkamel A, Nassehi V, Abdul-Wahab SA (2005) Energy & Fuels 19: 25-36.
- [50] Mahdi K, Gheshlaghi R, Zahedi G, Lohi A (2008) Characterization and modeling of a crude oil desalting plant by a statistically designed approach. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol 61: 116-123
- [51] Nacera ALLAOUA, Nourelhouda ALLOUCHE, Vérification des performances de l'unité de dessalage de RA1K, Mémoire de Master, Université de Bejaia, 2017, p 24-25-26.
- [52] Rapport Groupement Sonatrach AGIP, Bloc 403-Zemoul El Kbar, champ de BRNNIVEAU G + T, étude de réservoir 2014.

Résumé :

L'objectif de cette étude était de vérifier les calculs du service de dessalement du pétrole brut et d'évaluer l'effet des variables opérationnelles sur l'efficacité des dispositifs de dessalement. L'émulsification du sel dans le minéral constitue un défi majeur, et le dessalement électrostatique est essentiel pour purifier le produit, prévenir la corrosion et éviter le colmatage des équipements pétroliers. Différents paramètres, tels que la température, les tensioactifs et l'eau de lavage, peuvent influencer le processus de dessalement. L'étude a montré que le dosage du désémulsifiant était important pour réduire la salinité, tandis que la température n'avait aucun effet significatif. Le fonctionnement du dessaleur était conforme aux normes, avec une réduction de la salinité en dessous de 40 mg/l. Ces résultats soulignent l'importance du dessalement du pétrole brut pour assurer le bon fonctionnement des unités en aval. La compréhension des variables opérationnelles et l'optimisation des processus de dessalement sont essentielles pour garantir une purification efficace du produit et maintenir la performance des équipements pétroliers.

Mots clés : Pétrole, dessaleurs, sels, eau de lavage, émulsion.

Abstract :

The aim of this study was to verify the calculations of the crude oil desalting service and evaluate the effect of operational variables on the efficiency of desalting devices. Emulsification of salt in the ore poses a major challenge, and electrostatic desalting is essential for purifying the product, preventing corrosion, and avoiding equipment clogging. Various parameters such as temperature, surfactants, and wash water can influence the desalting process. The study showed that the dosage of the demulsifier was important in reducing salinity, while temperature had no significant effect. The operation of the desalter was in accordance with standards, with a reduction in salinity below 40 mg/l. These results highlight the importance of crude oil desalting in ensuring the proper functioning of downstream units. Understanding the operational variables and optimizing the desalting process are crucial to ensure effective purification of the product and maintain the performance of oilfield equipment.

Keywords: oil, desalters, salts, washing water, emulsion

ملخص

تهدف هذه الدراسة إلى التحقق من حسابات خدمة تنقية النفط الخام وتقييم تأثير المتغيرات التشغيلية على كفاءة أجهزة التنقية. يعتبر تشكيل الملح في خام المعدن تحديًا كبيرًا، وتعتبر عملية التنقية الكهربائية أمرًا ضروريًا لتنقية المنتج ومنع التآكل وتجنب انسداد معدات النفط. يمكن لعوامل متعددة مثل درجة الحرارة ومواد التوتر السطحي وماء الغسيل أن تؤثر على عملية التنقية. أظهرت الدراسة أن جرعة مادة فاصلة الأملاح كانت مهمة في تقليل الملوحة، في حين لم يكن للحرارة تأثير كبير. كان عمل المنقي مطابقًا للمعايير، مع تقليل الملوحة إلى ما دون 40 ملغ/لتر. تسلط هذه النتائج الضوء على أهمية تنقية النفط الخام لضمان العمل السليم لوحدات التنقية. فهم المتغيرات التشغيلية وتحسين عملية التنقية أمر حاسم لضمان التنقية الفعالة للمنتج والحفاظ على أداء معدات حقول النفط.

البترول، تحلية، أملاح، ماء غسيل، الكلمات المفتاحية : مستحلب