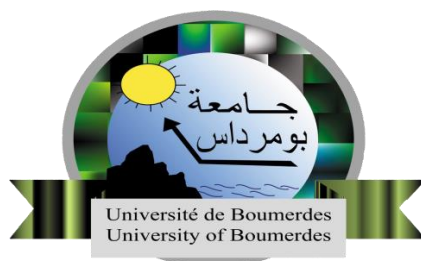


REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA

RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES

FACULTE DE THECNOLOGIE

DEPARTEMENT DU GENIE DES PROCEDES

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme Master en Génie chimique

Spécialité : Génie des procédés

Option : Génie chimique

Thème

TITRE

**L'effet de la pression, de la température, de la salinité et
des tensioactifs sur la tension interfaciale des liquides
(eau/pétrole)**

Réalisé par : Mr DAHMANI Aissa

Soutenu devant le jury le 03/11/2020

Mr NOURI El Hadi

Pr -UMBB

Président

Mlle ASSELAH Amel

MCA- UMBB

Promotrice

Mr AKSSAS Hamouche

MCA -UMBB

Examineur



Promotion 2019-2020

Remerciements

Mes remerciements, avant tout, à DIEU tout puissant pour la volonté, la santé et la patience qu'il m'a données durant toutes ces longues années d'études afin que je puisse arriver à ce stade.

Je remercie mes parents qui grâce à eux et à leurs sacrifices, j'ai obtenu ce succès.

Je remercie mon promotrice Mme ASSELAH Amel maitre de conférences à l'université de Boumerdès, qui a bien voulu m'encadrer pour le suivi ce projet, pour sa patience, ainsi que pour ses conseils instructifs durant toute la période de ce travail.

Je remercie les membres du jury d'avoir accepté d'évaluer ce travail.

Je remercie Mme HRAOUBIA Nesrine pour le grand aide qu'elle m'a apporté.

Je remercie Mr MEDAOURI Mourad chef de département d'exploration à l'IAP.

Je remercie tous les enseignants qui m'ont accompagné tout le long de mon cursus scolaire et universitaire.

Dédicace

Je dédie ce travail

A mon cher père, pour tous ses sacrifices, son amour, son tendresse et son soutien tout au long de sa courte vie

A ma chère maman pour tous ses sacrifices, son amour, sa tendresse, son soutien et ses prières tout au long de mes études

A mes chères sœurs pour leurs encouragements permanents et leur soutien moral

A mes chers frères pour leur appui et leur encouragement,

A Mme KITOUS Djamilia enseignante de l'école primaire El Makhfi (1) à Oled-Heddedj Boumerdes, qui m'a appris pendant six ans et grâce à elle, j'ai appris à lire et à écrire.

A ma collègue Mlle DAMOU Hayet qui m'aider tout au long de mes études universitaires.

A mes chers amis, Aziz, Mohammed, Toufik, Younes et Zin eddine

À tous ceux qui m'ont aidé au cours de mon cursus scolaire et universitaire

Sommaire

I.1.LES GISEMENTS DE PETROLE.....	1
I.1.1.DEFINITION.....	1
I.1.2.1Traitement naturel	1
I.1.2.2.Le pétrole piégé.....	2
I.1.2.3.Une roche réservoir.....	3
I.2.LE Puits DE FORAGE PETROLIER	3
I.3.LE PETROLE	4
I.3.1DEFINITION.....	4
I.3.2.CONSTITUANTS PURS	4
I.3.2.1.Les principaux produits pétroliers.....	5
I.3.3.COMPOSITION DU PETROLE BRUT.....	5
I.3.3.1.Les hydrocarbures	5
I.3.3.1.1.Hydrocarbures aliphatiques saturés.....	5
I.3.3.1.2.Hydrocarbures aliphatique non saturés	6
I.3.3.1.3.Hydrocarbures cycliques	6
I.3.3.1.4.Hydrocarbures cycliques saturés.....	6
I.3.3.1.5.Hydrocarbures non saturés	6
I.3.3.1.6.Hydrocarbures mixtes	7
I.3.3.2.Composés sulfurés	7
I.3.3.3.Composés azotés	7
I.3.3.4.Composés oxygénés	8
I.3.3.5.Les métaux	8
I.3.3.6.Les asphaltes.....	8
I.3.3.6.1.Les huiles asphaltiques.....	8
I.3.3.6.2.Les résines	9
I.3.3.6.3.Les asphaltènes.....	9
I.3.4.PROPRIETES PHYSICO-CHIMIQUES DU PETROLE.....	9
I.3.4.1.La densité.....	9
I.3.4.2.Le point d'éclair.....	10
I.3.4.3.Le point de trouble	10
I.3.4.4.Le point de congélation.....	10
I.3.4.5.Le point d'écoulement.....	10
I.3.4.6.Viscosité.....	10
I.3.4.6.1.La viscosité dynamique "μ"	11
I.3.4.6.2.Viscosité cinématique "ν"	11
I.3.4.7.La masse moléculaire	11
I.3.4.8.La masse molaire	12
I.3.4.9.L'acidité.....	12
I.3.4.10.Pouvoir calorifique :	12
I.3.4.10.1. Pouvoir calorifique inférieur PCI.....	12
I.3.4.10.2.Pouvoir calorifique supérieur PCS.....	12
II.1.L'HISTORIQUE DU SEL.....	13

Sommaire

II.2.DEFINITION DU SEL	13
II.3.COMPOSITION D'UN SEL BRUT	13
II.3.1.COMPOSITION CHIMIQUE D'UN SEL.....	13
II.4.1.REPRESENTATION ELECTRONIQUE.....	14
II.4.2.LE SEL NON RAFFINE	14
II.4.3.LE SEL RAFFINE	14
II.4.4.LES EFFETS NEFASTES DU RAFFINAGE	14
II.5.LES AUTRES SELS	15
II.5.1.LE SULFATE DE MAGNESIUM	15
II.5.2.LE SULFATE DOUBLE DE POTASSIUM ET D'ALUMINIUM HYDRATE.....	15
II.5.3.LE SULFATE DE SODIUM	15
II.6.LES DIFFERENTS TYPES DE SEL	15
II.6.1.ORIGINE NATUREL.....	15
II.6.1.1.Le sel issu de la terre.....	15
II.6.1.2.Le sel issu de la mer	16
II.6.2.FORME	16
II.6.2.1.Le gros sel.....	16
II.6.2.2.Le sel fin.....	16
II.6.2.3.La fleur de sel	16
II.6.2.4.Les diamants de sel.....	16
II.6.3.COULEUR	16
II.6.3.1.Le sel gris.....	16
II.6.3.2.Le sel blanc.....	17
II.6.3.3.Le sel rose.....	17
II.6.3.4.Le sel noir	17
II.6.3.5.Le sel bleu.....	17
II.6.3.6.Le sel rouge	17
II.6.3.7.Le sel fumé Halen Môn.....	17
II.6.3.8.Le sel fumé salish.....	17
II.6.4.ORIGINE GEOGRAPHIQUE.....	17
II.6.4.1.Le sel de Guérande	17
II.6.4.2.Le sel de Bayonne	17
II.6.4.3.Le sel de l'Himalaya.....	18
II.6.4.4.Le sel d'Algarve.....	18
II.6.4.5.Les sels de la mer morte	18
II.7.CLASSIFICATION DES SELS	18
II.8.PROPRIETES PHYSIQUES DES SELS.....	19
II.8.1.LA FORME	19
II.8.2.LA DENSITE	19
II.8.3.LA SOLUBILITE	19

Sommaire

II.8.4.AUTRES PROPRIETES	20
II.9.LE SALAGE	21
II.9.1.MECANISME DE SALAGE.....	21
II.9.2.OBJECTIF DU SALAGE	21
III.1.DEFINITION DES TENSIOACTIFS.....	22
III.2.CLASSIFICATION	22
III.2.1.TENSIOACTIFS NATURELS	22
III.2.2.TENSIOACTIFS ANIONIQUES.....	23
III.2.3.TENSIOACTIFS CATIONIQUES.....	23
III.2.4.TENSIOACTIFS AMPHOTERES	23
III.2.5.TENSIOACTIFS NON IONIQUES	24
III.3.PROPRIETES PHYSICO-CHIMIQUES.....	24
III.3.1.LA CONCENTRATION MICELLAIRE CRITIQUE	24
<i>III.3.1.1.Les micelles directes.....</i>	<i>25</i>
<i>III.3.1.2.Les micelles inverses</i>	<i>25</i>
III.3.2.BALANCE HYDROPHILE-LIOPHILE.....	26
III.4.L'ORIGINE DES PHENOMENES DE SURFACE	27
III.4.1.LA TENSION SUPERFICIELLE	27
<i>III.4.1.1.Définition.....</i>	<i>27</i>
<i>III.4.1.2.Le travail de cohésion</i>	<i>29</i>
III.4.2.LA TENSION INTERFACIALE	29
<i>III.4.2.1 Définition.....</i>	<i>29</i>
<i>III.4.2.2.Le travail d'adhésion</i>	<i>29</i>
III.4.3.CHANGEMENTS DE LA TENSION DE SURFACE AVEC LA TEMPERATURE ET LA PRESSION.....	30
<i>III.4.3.1.Le changement en fonction de la température</i>	<i>30</i>
<i>III.4.3.2.Le changement en fonction de la pression</i>	<i>30</i>
III.5.L'EMULSION.....	30
III.5.1.DEFINITION	30
III.5.2.LES DIFFERENTS PROCESSUS DE DEGRADATION DANS LES EMULSIONS.....	31
<i>III.5.2.1.Crémage et sédimentation.....</i>	<i>32</i>
<i>III.5.2.2.Floculation</i>	<i>32</i>
<i>III.5.2.3.Maturation d'Ostwald</i>	<i>33</i>
<i>III.5.2.4.Coalescence.....</i>	<i>33</i>
<i>III.5.2.5.Inversion de phase.....</i>	<i>33</i>
III.5.3.ROLE DES SURFACTANTS DANS LA FORMATION DE L'EMULSION.....	33
III.5.4.ROLE DES SURFACTANTS DANS LA DEFORMATION DES GOUTTELETTES.....	33
III.5.UTILISATION DE L'EMULSION.....	34
III.5.6.LES RAISON DE DEGRADATION DES EMULSIONS PENDANT LE STOCKAGE	34

Sommaire

IV.1.METHODES DE CARACTERISATION PHYSICO-CHIMIQUE D'UN SEL.	35
IV.1.1.LA DETERMINATION DE LA QUANTITE DE SUBSTANCE INSOLUBLE DANS LE SEL.....	35
IV.1.2.LA SOLUBILITE DANS L'EAU	35
IV.1.3.DETERMINATION DE POURCENTAGE D'HUMIDITE	35
IV.2.METHODES DE CARACTERISATION PHYSICO-CHIMIQUE DES TENSIOACTIFS	36
IV.2.1.DETERMINATION DE LA CMC.....	36
IV.2.1.1.La conductimètrie.....	36
IV.2.1.1.1.Définition	36
IV.2.1.1.2.L'appareil de mesure	36
IV.2.1.1.3.La conductivité.....	36
IV.2.1.1.4.Principe.....	36
IV.2.1.2.La tensiomètrie	37
IV.2.1.2.1.L'appareil de mesure	37
IV.2.1.2.2.Principe.....	37
IV.2.2.DETERMINATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE.....	37
IV.2.3.DETERMINATION DE LA TENSION INTERFACIALE.....	38
IV.2.3.1.Principe	38
V.1.PREMIERE SYNTHESE	39
V.1.1.L'EFFET DE LA PRESSION SUR LA TENSION INTERFACIALE.....	39
V.1.2.L'EFFET DE LA TEMPERATURE SUR LA TENSION INTERFACIALE.....	39
V.1.3.L'EFFET DE LA SALINITE SUR LA TENSION INTERFACIALE.....	40
V.1.4.L'EFFET DE TENSIOACTIF SUR LA TENSION INTERFACIALE	41
V.2.LA SECONDE SYNTHESE	41
V.2.2.L'EFFET DE LA SALINITE SUR LA TENSION INTERFACIALE.....	42
V.2.3.L'EFFET DES TENSIOACTIFS SUR LA TENSION INTERFACIALE	42
V.2.3.1.L'effet de tensioactif SDS.....	42
V.2.3.2.L'effet de tensioactif CTAB.....	43
V.3.LA METHODOLOGIE	43
V.3.1.L'EFFET DE LA TEMPERATURE.....	43
V.3.2.L'EFFET DE LA PRESSION.....	43
V.3.3.L'EFFET DE LA SALINITE	43
V.3.4.L'EFFET DU TYPE DE TENSION ACTIF	43
V.3.4.1.Détermination de la valeur de HBL.....	44
V.3.5.DETERMINATION DE CMC ET L'IFT DES TENSIOACTIFS	44
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	46

Liste des figures

FIGURE 1 : VARIATION DES QUANTITES DU PETROLE ET DU GAZ FORME EN FONCTION DE LA PROFONDEUR D'ENFOUISSEMENT DES SEDIMENTS. LA ZONE D'HUILE EST UNE PLAGE PARTICULIEREMENT FAVORABLE A LA FORMATION DE PETROLE [2].	2
FIGURE 2 LA MIGRATION DES HYDROCARBURES : 1.DE LA ROCHE MERE VERS LA ROCHE-RESERVOIR. 2.MIGRATION DE LA ROCHE-RESERVOIR VERS UN PIEGE [2].	3
FIGURE 3 : ILLUSTRATION D'UN Puits DE FORAGE PETROLIER.	4
FIGURE 4 : LES PRINCIPAUX PRODUITS PETROLIERS, INTERVALLE DE TEMPERATURE D'EBULLITION ET DE NOMBRE D'ATOME DE CARBONE [6].	5
FIGURE 5 : LES COMPOSANTS DANS LE RESIDU SOUS VIDE [8].	8
FIGURE 6 : LA STRUCTURE D'UN TENSIOACTIF [17].	22
FIGURE 7 : LA STRUCTURE D'UN TENSIOACTIF ANIONIQUE [17].	23
FIGURE 8 : LA STRUCTURE D'UN TENSIOACTIF CATIONIQUE [17].	23
FIGURE 9 : LA STRUCTURE D'UN TENSIOACTIF AMPHOTERE [17].	24
FIGURE 10 : LA STRUCTURE D'UN TENSIOACTIF NON IONIQUE [17].	24
FIGURE 11 : LA FORMATION DE LA PREMIERE MICELLE DANS UNE SOLUTION AQUEUSE [20].	25
FIGURE 12 : PRESENTATION D'UNE MICELLE DIRECTE [17].	25
FIGURE 13 : PRESENTATION D'UNE MICELLE INVERSE (INDIRECTE) [17].	26
FIGURE 14 : SCHEMA DES INTERACTIONS ELECTROSTATIQUES AU SEIN D'UN LIQUIDE EXPOSE A L'AIR [20].	28
FIGURE 15 : SCHEMA ILLUSTRANT LE TRAVAIL DE COHESION [24].	29
FIGURE 16 : SCHEMA ILLUSTRANT LE TRAVAIL D'ADHESION [24].	30
FIGURE 17 : REPRESENTATION SCHEMATIQUE DES DIFFERENTS PROCESSUS DE DEGRADATION DANS LES EMULSIONS [22].	32
FIGURE 18 : SCHEMA DU TENSIOMETRE DE DU NOUY [32].	37
FIGURE 19 : SCHEMA DE LA GOUTTE TOURNANTE [33].	38

Liste des tableaux

TABLEAU 1 : LES VALEURS DE LA DENSITE D420 ET DU COEFFICIENT K.....	10
TABLEAU 2 : COMPOSITION CHIMIQUE D'UN SEL [12].....	13
TABLEAU 3 : LA SOLUBILITE DE SEL DANS L'EAU.....	20
TABLEAU 4 : EFFET DE L'EQUILIBRE HYDROPHILE-LIOPHILE SUR L'ETAT D'UN TENSIOACTIF EN MILIEU AQUEUX.....	27
TABLEAU 5 : LA TENSION SUPERFICIELLE DE CERTAINS LIQUIDES	28
TABLEAU 6 : LES CONDITIONS OPERATOIRES POUR LA MESURE DE LA TENSION INTERFACIALE.....	39

Liste des abréviations

Ppm	Partie par million
Ppb	Partie par milliard
Sp.Gr	La gravité spécifique
°API	American petroleum institute
CGS	Système d'unités Centimètre-Gramme-Second
Po	poise
d	Diamètre
T	La température
°C	Degré Celsius
PCI	Pouvoir calorifique inférieur
PCS	Pouvoir calorifique supérieur
CMC	Concentration micellaire critique
HLB	Balance hydrophile lipophile
μ	Viscosité dynamique
V	Viscosité cinématique
W_c	Travail de cohésion
W_{adh}	Travail d'adhésion
γ	La tension de surface
SDS	Le sodium dodecyl sulfate
CTAB	Le cétyl trimethyl ammonium bromure
MEA	Monoéthanolamine
IFT	La tension interfaciale
Psi	Pound-force/square inch

Résumé

Les sociétés pétrolières cherchent à développer leur production par l'extraction totale de pétrole situé à l'intérieur des puits.

La question qui se pose, comment peut on extraire les petites quantités d'huile qui sont mélangées à des eaux souterraines?

Pour répondre à la problématique, nous avons étudié la variation de la tension interfaciale entre l'eau et l'huile en fonction de la température, la pression, la salinité et les tensioactifs.

D'après les recherches et les travaux antérieurs, les tensioactifs affectent la tension interfaciale, surtout si elles sont dans une solution saline. Quant à la température et à la pression, leur faible effet peut être ignoré.

summary

Oil companies are looking to improve their production through the total extraction of oil inside the wells.

The problem we have, how can we extract the small amounts of oil that are mixed with groundwater?

To answer the problem, we studied the variation of the interfacial tension between water and oil as a function of temperature, pressure, salinity and surfactants.

According to the research and the previous work, surfactants affect interfacial tension, especially if they are in a saline solution. As for temperature and pressure, their low effect can be ignored.

ملخص

تسعى شركات النفط لتطوير انتاجها و ذلك من خلال الاستخراج الكلي للنفط المتواجد داخل الآبار البترولية. لكن المشكلة التي تواجه هذه الشركات تتمثل في كيفية استخراج كميات البترول الممتزجة بالمياه الجوفية

بغية التوصل الى حل لهذه المشكلة قمنا بدراسة تبين لنا كيف تؤثر التغيرات في الضغط و درجة الحرارة على التوتر البيني بين الماء و النفط ايضا كيف يؤثر الملح و المواد الخافضة للتوتر السطحي على هذا التوتر البيني

من خلال البحوث و الأعمال المنجزة سابقا, توصلنا الى أن المواد الخافضة للتوتر السطحي لها تأثير على خفض التوتر البيني خاصة اذا تواجدت في محلول ملحي. أما بالنسبة الى درجة الحرارة و الضغط فيمكن تجاهل تأثيرهما الضعيف.

Introduction générale

Actuellement, la vie est construite sur le pétrole et de ses dérivés, car vivre sans pétrole est presque impossible.

Ce produit est apparu à la suite de la décomposition de la matière organique il y a des millions d'années. Il se forme sous les couches de la terre, formant de très grands gisements pétroliers. Généralement on trouve ce produit avec les eaux souterraines.

L'industrie pétrolière est confrontée à de nombreux problèmes et le premier de ces problèmes est l'extraction de pétrole du sol.

Il est reconnu que les forces de surface jouent un rôle dans la production d'un réservoir de pétrole ainsi que dans la détermination de la quantité de pétrole irrécupérable. Lorsque de grandes quantités de pétrole sont extraites, il en reste des quantités qui ne peuvent pas être extraites parce qu'elles sont mélangées à de grandes quantités d'eaux souterraines, formant des émulsions huile / eau avec une grande tension interfaciale entre le pétrole et l'eau.

Afin de séparer l'huile de l'eau, l'émulsion doit être décomposée et la tension interfaciale entre l'huile et l'eau doit être réduite.

Le but de ce travail est de mesurer et d'étudier la tension interfaciale aux interfaces huile-eau en fonction de la température et la pression. Egalement, la salinité et la concentration en tensioactifs peuvent affecter la tension interfaciale et donc elles seront étudiées.

Ce mémoire comporte 5 chapitres en plus de l'introduction et la conclusion, à savoir :

- Le premier chapitre concerne le pétrole brut
- Le second chapitre est consacré le sel
- Le troisième chapitre les concerne tensioactifs
- Le quatrième chapitre compétent méthodes de caractérisation physico-chimique
- Le cinquième chapitre dédié Synthèse des travaux antérieurs et méthodologie

I.1. Les gisements de pétrole

I.1.1. Définition

Un gisement de pétrole est composé schématiquement d'un réceptacle, roche-réservoir, clos à la fois par une couverture formée d'une roche étanche et par une disposition favorable du sous-sol appelée piège [1].

I.1.2. Origine des gisements

I.1.2.1 Traitement naturel

L'origine du pétrole et du gaz naturel est due à la mort de certaines créatures vivantes.

Les champs de pétrole (les gisements de pétrole) ont été formés par la dégradation des matières organiques divers tels que les animaux les, plantes, plancton...etc.

Ces matières organiques se trouvent protégées dans des eaux qui sont pauvres en oxygène comme les mers fermées et les fonds lacustres. Elles forment des vases noirâtres qui peuvent s'accumuler peu à peu pendant des millions d'années enterrés dans des sédiments peu perméables, ces vases donnant naissance à des assemblages macromoléculaires de produits carbonés appelés « kérogène ».

On trouve ces sédiments à des profondeurs importantes où la température est très élevée, le kérogène y subit une fissuration thermique qui élimine l'oxygène et l'azote, les langues chaines macromoléculaires se cassent donnant naissance à des molécules plus ou moins courtes appelées « hydrocarbures ». Ce mélange d'hydrocarbures que l'on nomme pétrole.

Plus la profondeur est grande, plus la température est élevée, donc à très forte profondeur, on obtiendra la chaine hydrocarbonée la plus courte (CH_4 à température de 120-140 °C), à cette température le pétrole disparaît et où il n'y a que du gaz naturel.

A une profondeur un peu petite on trouve des chaines hydrocarbonées plus longues qui donneront le pétrole léger. Lorsque nous nous rapprochons plus de la croute terrestre, on fabriquera les pétroles lourds où les chaines hydrocarbonées vont être encore plus longues [2].

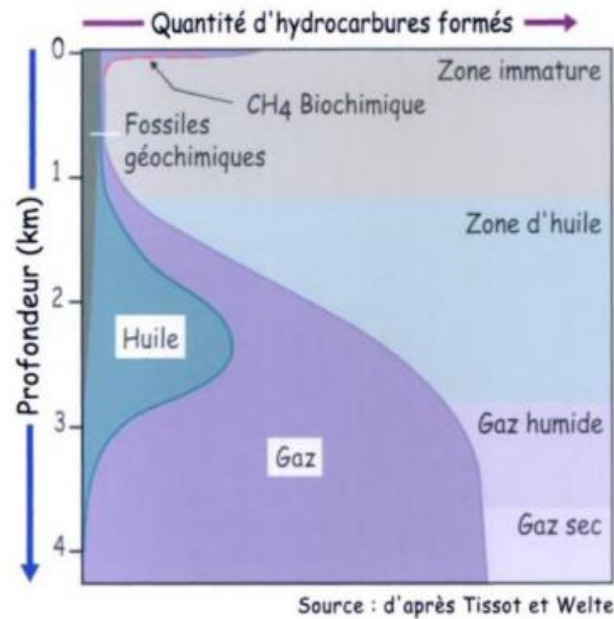


Figure 1 : variation des quantités du pétrole et du gaz formé en fonction de la profondeur d'enfouissement des sédiments. La zone d'huile est une plage particulièrement favorable à la formation de pétrole [2].

En réalité, on trouve toujours le pétrole et gaz naturel à une profondeur de 2000m à 3000m sous forme d'un mélange [2].

I.1.2.2. Le pétrole piégé

Habituellement, le pétrole ne se trouve pas là où il est apparu. Les roches sédimentaires sont imprégnées d'eau, aussi le pétrole plus léger que l'eau a tendance à se déplacer vers la surface du sol où la pression est faible.

Lors de sa migration, s'il rencontre une roche imperméable, il s'arrête. Dans ce cas, on dit que le pétrole est piégé sous cette couverture qui s'appelle une roche réservoir [2].

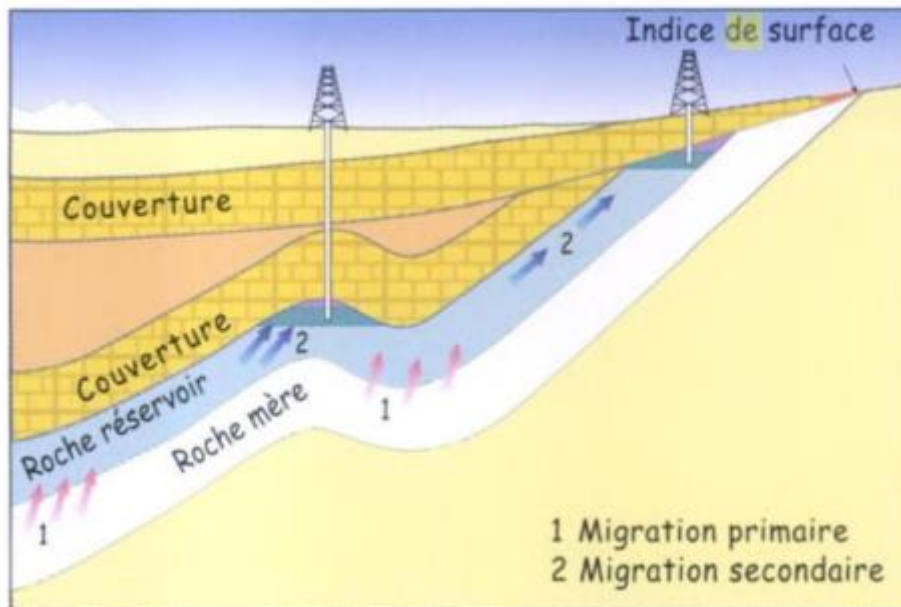


Figure 2 La migration des hydrocarbures : 1.de la roche mère vers la roche-réservoir. 2.migration de la roche-réservoir vers un piège [2].

I.1.2.3. Une roche réservoir

Le pétrole occupe les pores macroscopiques d'une roche poreuse et le terme « nappe de pétrole » est inconvenable. Si on veut approcher l'image d'une roche poreuse, la meilleure comparaison est avec une éponge, on peut dire alors une éponge très rigide car il s'agit d'une roche [2].

I.2. Le puits de forage pétrolier

Un puits de forage est foré dans le but de développer du gaz naturel ou du pétrole, ou un forage produisant du gaz naturel ou du pétrole.

Le forage consiste à percer la croûte terrestre pour atteindre des «pièges à pétrole», et ces «poches» profondément enfouies contiennent parfois des hydrocarbures [3].

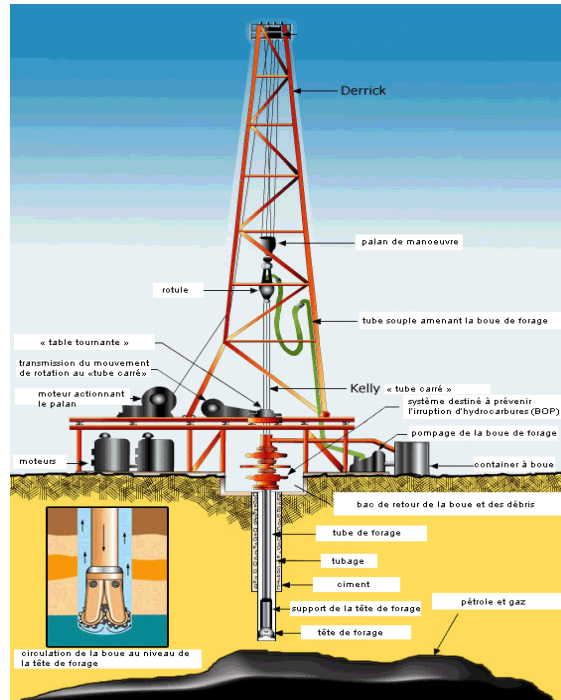


Figure 3 : Illustration d'un puits de forage pétrolier.

I.3.Le pétrole

I.3.1 Définition

Le pétrole est un mélange complexe, il est considéré comme une roche liquide « huile de pierre » ou pétraoleum, en latin. Ce mélange composé d'hydrocarbures liquides ou gazeux et de divers sous-produits à concentration élevée (composés azotés, soufrés et composés oxygénés). On trouve dans ce mélange aussi des sous-produits à basse concentration (des métaux chimiquement liés à des molécules organiques). Le type et le détail de composition d'un pétrole varie fortement d'une région et d'une époque à une autre. Cette variation dépend de la température et de l'historique de formation [4, 5].

I.3.2. Constituants purs

Les pétroles bruts sont constitués d'un mélange de corps purs, mais ces nombres sont très importants et la difficulté de décrire différentes fractions augmente avec le nombre d'atomes de carbone [6].

I.3.2.1. Les principaux produits pétroliers

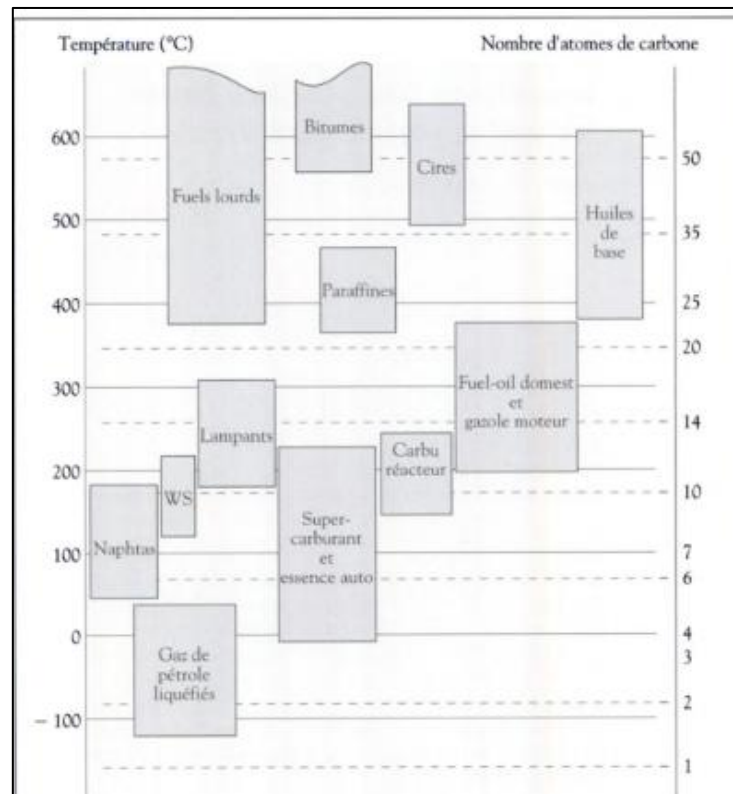


Figure 4 : Les principaux produits pétroliers, intervalle de température d'ébullition et de nombre d'atome de carbone [6].

I.3.3. Composition du pétrole brut

I.3.3.1. Les hydrocarbures

Le terme « hydrocarbure » est composé de deux mots ou bien deux composés, le premier c'est le carbone et le deuxième est l'hydrogène.

Ces deux composés sont considérés les plus simples en chimie, ils peuvent former des molécules linéaires où cycliques, saturées où insaturées. Il est constitué presque totalement d'hydrocarbures dont certaines coupes pétrolières telles que l'essence, les huiles de graissage...etc [7].

I.3.3.1.1. Hydrocarbures aliphatiques saturés

Ce sont des paraffiniques de formule C_nH_{2n+2} . Ils peuvent être à chaîne droite ou ramifiée.

Si la chaîne est droite unique : ils s'appellent les paraffiniques normaux et leur nomenclature se termine avec la terminaisonane.

Si la chaîne est ramifiée : ils s'appellent les isoparaffines, ce sont des formes isomères des hydrocarbures paraffiniques normaux. Ils ont le même nombre d'atomes de carbone et le même poids moléculaire, on les différencie des précédents en utilisant le préfixe : iso....ane [5].

1.3.3.1.2. Hydrocarbures aliphatique non saturés

Ce sont des hydrocarbures oléfiniques ou éthyléniques. Selon le nombre des doubles liaisons, la formule de ces molécules s'écrit : C_nH_{2n} ; C_nH_{2n-2} ; C_nH_{2n-4} ,...,etc.

Les carbones sont disposés en chaîne droite ou ramifiée. On ne trouve pas ces hydrocarbures oléfiniques dans le pétrole brut.

Avec une double liaison on les appellent les oléfines normales C_nH_{2n} et leur nomenclature se termine avec la terminaison...ène.

Avec deux doubles liaisons on les appellent les dioléfiniques. Leur formule générale est C_nH_{2n-2} et leur nomenclature se termine avec la terminaison...diène.

Avec une triple liaison on les appellent les acétyleniques. Cette appellation provient du nom « acétylène »

Avec une chaîne ramifiée, ce sont tous les hydrocarbures isomères des précédents

Avec une double liaison ils s'appellent les iso-oléfiniques et leur nomenclature est iso...ène

Avec deux doubles liaisons : ils s'appellent les disoléfiniques et leur nomenclature est iso...diène [5].

1.3.3.1.3. Hydrocarbures cycliques

Le cycle peut être réalisé avec un nombre quelconque d'atomes de carbones mais le cycle à six carbones est le plus fréquent. On a isolé cependant les cycles à 3, 4, 5, 6, 7 et 8 atomes de carbones surtout dans les séries cycliques saturées [5].

1.3.3.1.4. Hydrocarbures cycliques saturés

Ce sont des naphthènes de forme générale C_nH_{2n} et sont des isomères des hydrocarbures oléfiniques. Leur appellation est celle des paraphréniques précédée du préfixe « cyclo ». Le composé le plus connu est le cyclohexane C_6H_{12} [5].

Exemple :

Cyclohexane C_6H_{12}

Décaline $C_{10}H_{18}$

1.3.3.1.5. Hydrocarbures non saturés

En ne considérant que le cycle à six atomes de carbones, la non-saturation ne pourra se présenter que sous trois formes suivantes :

- Une seule double liaison,
- Deux doubles liaisons,
- Trois doubles liaisons.

Cette dernière structure non saturée cyclique correspond à une forme stable de la molécule ; aussi est-elle beaucoup plus fréquente que les deux précédentes [5].

Exemple :

Benzène : C_6H_6

Naphtalène : $C_{10}H_8$

Anthracène : $C_{14}H_{10}$

I.3.3.1.6. Hydrocarbures mixtes

Les hydrocarbures aliphatiques et cycliques peuvent être qualifiés de composés purs. Les réactions de substitution permettent leur union pour donner naissance à une molécule présentant des caractères communs aux deux hydrocarbures. Des cycles peuvent se substituer sur les chaînes paraffiniques ou inversement [5].

I.3.3.2. Composés sulfurés

En plus de leur possibilité d'existence à l'état libre, le soufre intervient sous forme de molécules plus ou moins complexes dans la composition des pétroles bruts [5].

On reconnaît en général quatre grandes classes :

- Composés acides et malodorants,
- Les sulfures, disulfures et polysulfures,
- Les sulfures cycliques.

Composés acides et malodorants :**Exemple :**

Méthylmercaptan : $CH_3 - S - H$

Phénylmercaptan : $C_6H_5 - S - H$

Les sulfures, disulfures et polysulfures :**Exemple :**

Sulfures : R-S-R

Disulfure s : R-S-S-R

Les sulfures cycliques :**Exemple :**

Thiophène C_4H_4S

Sulfure d'éthylène C_2H_4S

I.3.3.3. Composés azotés

On en trouve dans les pétroles de deux à dix fois moins que les composés sulfurés. On les rencontre essentiellement dans les fractions lourdes (comme les composés sulfurés), ils sont

classés en composés basiques ou non basiques selon qu'ils peuvent être titrés ou non par l'acide perchlorique [8].

I.3.3.4. Composés oxygénés

L'oxygène se trouve dans les pétroles bruts sous forme d'acides carboxyliques (R-COOH), de phénols (Ar-OH), de cétones (R-CO-R') et de composés de type dibenzofuranne [8].

I.3.3.5. Les métaux

Les pétroles bruts renferment de nombreux métaux. Les deux principaux sont le nickel et le vanadium, mais le fer, le zinc, le chrome, le cuivre, le manganèse et le cobalt sont presque toujours présents. Leur concentration va de moins de 1 ppb à 1000 ppm [8].

I.3.3.6. Les asphaltes

Le pétrole renferme des composés non volatils solides, de masse moléculaire élevée qui se concentrent dans les résidus. Les asphaltes constituent un ensemble de produits qui se précipitent au cours de l'opération technique de désasphaltage aux solvants [8].

Les principaux constituants de l'asphalte sont :

- Les huiles asphaltiques,
- Les résines,
- Les asphaltènes.

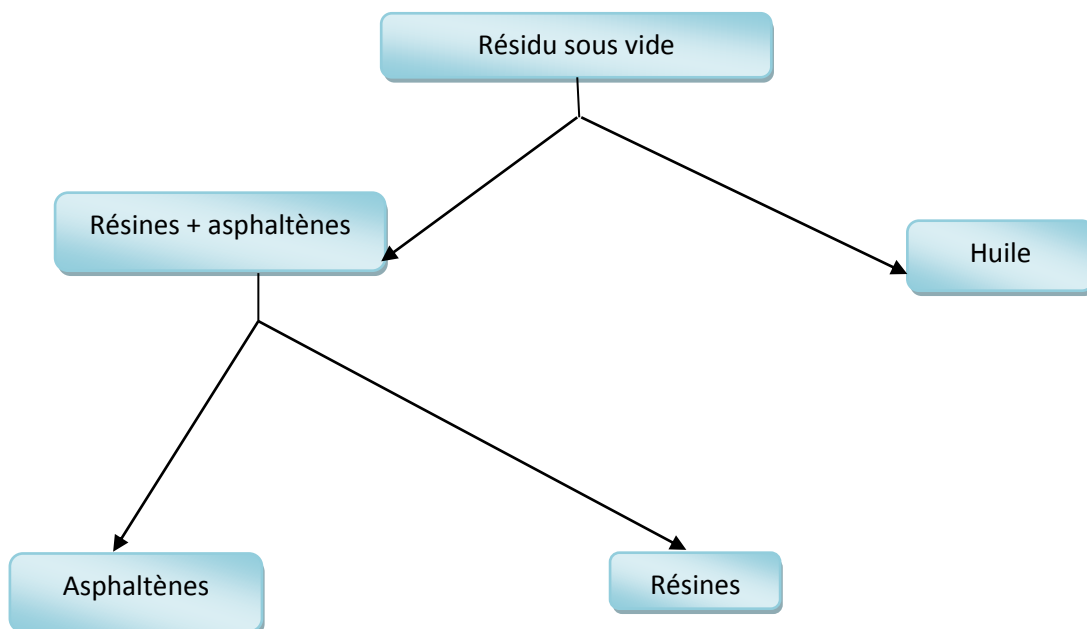


Figure 5 : Les composants dans le résidu sous vide [8].

I.3.3.6.1. Les huiles asphaltiques

Il s'agit d'hydrocarbures très riches en hétéro-atomes (S, O, N). Ils sont solubles dans le propane et les autres solvants de précipitation [8].

I.3.3.6.2. Les résines

Elles sont insolubles dans le propane, mais elles sont solubles dans le n-pentane. L'ensemble résine et constituants huileux est parfois appelé "maltène" [8].

I.3.3.6.3. Les asphaltènes

Ce sont des constituants insolubles dans le n-pentane mais sont solubles dans le benzène [8].

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

- Carbone : 84% à 87%,
- Hydrogéné : 11% à 14%,
- Soufre : 0% à 5%,
- Azote : 0% à 1%,
- Oxygène : 0% à 1%. [10].

I.3.4. Propriétés physico-chimiques du pétrole

I.3.4.1. La densité

La densité c'est le rapport du poids de l'échantillon à une température T au poids du même volume d'eau à une température standard. Le choix de l'état standard à 4 °C permet l'identification des chiffres qui mesurent la densité et la masse volumique.

$$D_4^{20} = \frac{\text{poids d'un volume de produit à } 20\text{ }^\circ\text{C}}{\text{poids du même volume d'eau à } 4\text{ }^\circ\text{C}} \quad (1)$$

D_4^{20} : La densité légale en France à 20 °C.

$$D_4^{15} = 0,99904 \text{ Sp.Gr.60/60 F} \quad (2)$$

La gravité spécifique ou specific gravity est définie pour deux températures standards identiques, soit 60 F et à pour symbole : Sp.Gr ou Sp.Gr.60/60 F.

Le degré °API est défini par l'American petroleum institute, comme une fonction hyperbolique de la specific gravity. Elle est utilisée pour mesurer la densité

$$^\circ\text{API} = \frac{141,5}{\text{Sp.Gr.60/60 F}} - 131,5 \quad (3)$$

La mesure de la densité moyenne d'un hydromètre ou d'un densimètre implique la lecture simultanée de la température de l'échantillon. La valeur trouvée est ensuite corrigée par des tables, des formules ou des abaques pour obtenir la valeur de la densité D_4^{20} ou celle de la Sp.Gr.60/60F [5].

La formule de correction de densité :

$$D_4^{20} = D_4^T \pm K(T - 20) \quad (4)$$

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

Tableau 1 : Les valeurs de la densité D_4^{20} et du coefficient K.

D_4^{20}	0,6 - 0,7	0,7 - 0,76	0,76 - 0,8	0,8 - 0,85	0,85 – 0,88	0,88 – 0,9
K	0,0009	0,00085	0,0008	0,00075	0,00065	0,00062

[5].

I.3.4.2. Le point d'éclair

La détermination du point d'éclair a lieu en chauffant un échantillon de produit dans un creuset à vitesse déterminée jusqu'à ce qu'une quantité suffisante d'éléments volatils soit vaporisée et puisse être inflammée par une petite flamme que l'on déplace au-dessus du creuset. Dès qu'une légère explosion se produit, on note la température du produit, qui correspond au point d'éclair [5].

I.3.4.3. Le point de trouble

Sa détermination se fait en mettant un échantillon de pétrole dans une éprouvette et on le refroidissant lentement sous agitation. On note alors la température à laquelle apparaît un louchissement, dû à la formation de microcristaux. C'est le point de trouble [5].

I.3.4.4. Le point de congélation

En reprenant l'expérience donnant le point de trouble et on refroidissant encore, on arrive au point de congélation. Par définition, c'est la température la plus basse où le liquide finit par prendre en masse et ne s'écoule pas quand on maintient l'éprouvette horizontalement [5].

I.3.4.5. Le point d'écoulement

Le point d'écoulement du pétrole, du diesel et des huiles lubrifiants est souvent mesuré pour déterminer la faisabilité de pompage. Par définition, c'est la température minimale à laquelle le produit peut encore s'écouler. La température d'écoulement est égale à la température de congélation plus 3 °C [9].

I.3.4.6. Viscosité

La viscosité c'est une grandeur physique qui mesure la résistance interne à l'écoulement d'un fluide, résistance due au frottement des molécules qui glissent les unes contre les autres.

I.3.4.6.1. La viscosité dynamique “ μ ”

Elle s'exprime en poises ou centpoises dans le système (C.G.S). Le poise correspond à une force d'une dyne qui déplace une surface plane d'un cm^2 à la vitesse de $1 cm/s$ par rapport à une autre surface plane d'un cm^2 , distance de $1 cm$ par rapport à la première :

$$\mu = \frac{\text{force} \times \text{longueur}}{\text{surface} \times \text{vitesse}} \quad (5)$$

$$1 \text{ Po} = \frac{\text{gramme-masse}}{Cm \times s} \quad (6)$$

I.3.4.6.2. Viscosité cinématique “ ν ”

La viscosité cinématique est le rapport de la viscosité dynamique à la densité mesurée à la même température, elle s'exprime en stocks.

$$\nu = \frac{\mu}{d} \quad (7)$$

La viscosité est un critère particulièrement important pour apprécier les qualités de pompabilité des produits et définir le type d'écoulement dans les canalisations [5].

I.3.4.7. La masse moléculaire

La masse moléculaire est la plus importante caractéristique physico-chimique de toute substance. Dans le cas des produits pétroliers, ce paramètre présente un intérêt particulier, car il fournit la valeur « moyenne » de la masse moléculaire des corps constituant telle ou telle fraction pétrolière. On en tient largement compte dans les calculs pour les raffineries, car c'est un indice important de la composition des produits pétroliers. La masse moléculaire est un rapport avec la température d'ébullition des produits, elle est partie constituante de plusieurs indices combinés : réfraction moléculaire, parachor, facteur de caractérisation.

La formule empirique la plus utilisée pour la détermination de la masse moléculaire des produits pétroliers est la relation de “Voïnov” :

$$M_{moyen} = a + bT_{moyen} + cT_{moyen}^2 \quad (8)$$

Où a b et c sont des constantes à valeurs différentes suivant la classe d'hydrocarbures ; T_{moyen} est la température d'ébullition moyenne du produit concerné tirée des tables ou des abaques correspondants.

Pour les alcanes la formule de Voïnov a la forme :

$$M_{moyen} = 60 + 0,3T_{moyen} + 0,001T_{moyen}^2 \quad (9)$$

Pour les cycloalcanes :

$$M_{moyen} = (7k - 21,5) + (0,76 - 0,04k)T_{moyen} + (0,0003k - 0,00245)T_{moyen}^2 \quad (10)$$

Où k est le facteur de caractérisation variant entre 10 et 12,5 [8].

I.3.4.8.La masse molaire

La masse molaire d'une substance est définie comme étant la masse d'une mole de cette substance, elle est la plus importante caractéristique physico-chimique de toute substance.

On peut déterminer la masse molaire des produits pétroliers par différentes méthodes tels que la cryoscopie, l'osmométrie...etc.

La mesure de l'osmolarité des liquides est basée sur la détermination du point de congélation par ce que le point de fusion du mélange est bas [10].

I.3.4.9.L'acidité

On trouve les acides dans les pétroles bruts sous forme d'acides carboxyliques. Ceux-ci sont exprimés en milligramme de KOH par une gramme de brut.

La distribution des acides n'est pas homogène dans le même brut, en général, la teneur maximale en fractions distillées est enregistrée entre 400-450 °C [9].

I.3.4.10.Pouvoir calorifique :

C'est la quantité de chaleur libérée par la combustion de l'unité de volume ou du poids du combustible.

I.3.4.10.1. Pouvoir calorifique inférieur PCI

C'est le bilan thermique de la réaction établi pour un combustible et les produits de la combustion gazeux à la même température

I.3.4.10.2.Pouvoir calorifique supérieur PCS

C'est l'énergie nécessaire pour condenser la vapeur d'eau présente dans les fumées plus la PCI [5].

II.1.L'historique du sel

Le sel est connu depuis la préhistoire. Les premières formes d'exploitation de ce minéral sont apparues environ 6000 années avant l'histoire. Au fil des siècles, les hommes ont appris à utiliser le sel, qu'il soit son origine (terrestre ou marine). Ils ont visualisé divers techniques d'extraction, ils sont souvent créatifs. C'est ainsi que les archéologues de Morris, dans les alpes de Haute Provence, ont trouvés des puits destinés à recueillir de l'eau salé : c'est l'un des sites les plus anciens connus à ce jour pour l'extraction de sel en Europe. Il y a quelques années, des mines de plus de 3000 ans ont été découvertes autour des sources d'eau salée de la Seille, en Moselle. Au premier siècle, Pline l'Ancien [11] célèbre écrivain et spécialiste des sciences naturelles, à dédié plusieurs chapitres pour le sel dans son encyclopédie massive, Histoire naturelle. Il répertorie tous les endroits qui pouvaient être trouvés à l'époque, met en évidence ses différents propriétés, explique les différents processus d'extraction,...etc. ainsi, Certains d'entre eux sont utilisés comme traitement des maladies oculaires, tandis que d'autres sont destinés à l'éclat de la peau (en friction avec du miel). Le sel est également utilisé contre les morsures de serpent, les scorpions et les migraines [11].

II.2.Définition du sel

Le sel est une substance incolore cristallisée soluble dans l'eau. Il se trouve dans la nature à l'état de roches, ou sel gemme, mélange à diverses impuretés suivant le gisement, et en solution dans l'eau des mers et océans, lacs salés, sebkha [12].

II.3.Composition d'un sel brut

Le sel brut doit être lavé pour le débarrassage de matières étrangères et éliminer partiellement un excès de chlorure de magnésium. Il peut être éventuellement déshydraté par passage dans un séchoir à une température de 150 °C. [12].

II.3.1.Composition chimique d'un sel

La composition du sel est donnée dans le tableau suivant :

Tableau 2 : Composition chimique d'un sel [12].

Sel	Brut (%)	Sec (%)
Chlorure de sodium	95,11	97,4
Chlorure de magnésium	0,23	0,24
Sulfate de magnésium	1,3	1,33
Sulfate de calcium	0,91	0,92
Insoluble	0,1	0,11
Eau	2,53	-

En chimie, nous utilisons le mot « sel » pour désigner un cristal qui combine deux types d'ions. Exemple : chromate de sodium, sulfate de magnésium, chlorure d'ammonium, ...etc. Dans le langage courant, le mot sel ne signifie qu'un seul de ces cristaux : le chlorure de sodium. Il se compose de 60% de chlorure et de 40% de sodium. Sa formule chimique est NaCl (c'est le principal ingrédient de sel de table). Il est présent en quantités différentes dans le sel naturel et le sel raffiné [11].

II.4.1.Représentation électronique

Parmi les liaisons électrostatiques, la liaison ionique est la plus importante et met en jeu des attractions de Coulomb entre ions de charges électriques de signes opposés. Les atomes des éléments métalliques perdent facilement un ou plusieurs électrons de leur couche externe, alors que ceux des éléments non métalliques tendent à capter des électrons additionnels. Par ce mécanisme, il se forme des cations et des anions capables de conserver leurs structures électroniques fondamentales même s'ils se rapprochent les uns des autres jusqu'à former une molécule stable ou un cristal. C'est le cas du chlorure de sodium pour lequel le cristal est formé d'ions Na^+ et Cl^- , chacun d'eux étant fortement attiré par six ions de charge opposée qui l'entourent et qui sont disposés suivant les sommets d'un octaèdre. Chaque ion forme une liaison ionique avec ses six voisins [13].

II.4.2.Le sel non raffiné

Ce sel est 100% naturel et ne subit aucune conversion chimique. La plus grande quantité de sa composition est de chlorure de sodium- aussi naturellement-. Il contient également le magnésium sous forme de chlorure de magnésium et d'oligo-éléments qui sont bons pour la santé [11].

II.4.3.Le sel raffiné

Le sel raffiné contient presque totalement du chlorure de sodium (plus de 97%) et tous les autres minéraux sont éliminés. Le raffinage a pour but de le désinfecter afin d'obtenir un sel très blanc, que les consommateurs préfèrent souvent. Le deuxième objectif est de faciliter sa conservation. Des agents antiagglomérants sont également ajoutés pour prévenir leur colmatation, ainsi que le fluor et l'iode, pour des raisons de santé publique [11].

II.4.4.Les effets néfastes du raffinage

Le sel été utilisé dans le passé pour stocker de la nourriture. Aujourd'hui on le raffine pour le rendre encore meilleur. En effet, le sel brut est sensible à l'humidité, notamment en raison de la richesse en oligo-éléments et de la présence de chlorure de magnésium. Le processus de raffinage consiste à le soumettre à un ensemble de procédés chimiques pour assurer sa

conservation. Divers ajouts y sont ajoutés pour assurer sa blancheur et faciliter le saupoudrage.

Ce raffinage le fait perdre de tous ses précieux minéraux et oligo-éléments (magnésium, calcium, potassium, fer, manganèse, zinc, fluor...) et le rend concentré dans le chlorure de sodium responsable de tous les dégâts de sel [11].

II.5. Les autres sels

Il existe plusieurs produits sous forme de cristaux différents que le sel de table mais ils sont également appelés « sels ». Ils n'ont rien avoir avec le sel alimentaire par ce qu'ils ne contiennent pas le chlorure de sodium. Parmi ces sels on cite :

II.5.1. Le sulfate de magnésium

Ce sel est connu sous le nom de "sel d'Epsom". Il tire son nom de la ville d'Epsom en Angleterre, où il a été découvert à l'origine. Il est obtenu en faisant bouillir l'eau minérale d'origine de cette ville. C'est un composé chimique composé de magnésium et de soufre, sa formule chimique est $MgSO_4$. Ce sel est utilisé pour soigner des problèmes de peau et comme calmant. Il est appelé aussi sel amer [11].

II.5.2. Le sulfate double de potassium et d'aluminium hydraté

Ce sel est connu sous le nom de "sel d'alun", son nom vient du mot « hals », signifiant sel grec. Il est très brisé pour ses propriétés antiseptiques et astringentes. Ce sel est utilisé comme déodorant et aussi pour fixer les couleurs dans les murs des bâtiments [11].

II.5.3. Le sulfate de sodium

Ce sel est connu sous le nom de "sel de Glauber", il tire son nom de son découvreur, le chimiste et le pharmacien Allemand « Glauber ». C'est un composé chimique composé de soufre et de sodium, sa formule chimique est Na_2SO_4 . Il est utilisé dans la fabrication de détergents, l'industrie du verre et du traitement de la pâte à papier [11].

II.6. Les différents types de sel

Il existe plusieurs sortes de sel : gemme ou marin, fin ou gros, blanc ou gris...etc.

On peut classer les sels par

II.6.1. Origine naturel

II.6.1.1. Le sel issu de la terre

Ce sel est également appelé sel du sol et sel gemme. Il est extrait des mines terrestres causées par l'évaporation des anciennes mers intérieures, ce qui signifie que le sel terrestre est aussi d'origine marine. Le sel gemme peut être récolté à partir des roches lorsque le sédiment est dissous en injectant de l'eau douce puis en pompant cette solution saline à la surface et en la

chauffant dans de l'eau salée. Aujourd'hui, la plupart des sels alimentaires blancs sont du sel gemme raffiné [11].

II.6.1.2.Le sel issu de la mer

Ce sel est récolté dans les marais salants ou salins. Il est plus riche en oligo-éléments et il a le même goût que le sel terrestre. Il existe deux méthodes pour extraire ce sel, la première technique c'est la méthode naturelle. L'eau de mer circule dans un réseau de bassins : le sel cristallise sous l'influence du soleil et du vent. et il sera ainsi récolté. La deuxième technique c'est la méthode industrielle, une source de chaleur autre que le soleil est utilisée pour extraire le sel par évaporation forcée [11].

II.6.2.Forme

II.6.2.1.Le gros sel

Ce sel est un sel compacté. Il se présente sous la forme de gros cristaux. Il est généralement utilisé en cuisine pour faire bouillir de l'eau ou même griller des saveurs [14].

II.6.2.2.Le sel fin

Ce sel n'est en réalité qu'un gros sel qui a été bien moulu jusqu'à ce qu'il devienne plus fin. C'est lui qui est utilisé dans nos cuisines [14].

II.6.2.3.La fleur de sel

C'est une fine couche de cristaux blancs déposés à la surface des marais salants. Lorsque les écarts de température sont suffisants entre la surface des marais salants et l'air, ils sont généralement récoltés manuellement. Elle est ensuite égouttée puis séchée naturellement au soleil pendant de longs mois. Ces cristaux sont plus gros que ceux du sel fin, mais plus fins que ceux du gros sel. Son goût est aussi plus délicat [14].

II.6.2.4.Les diamants de sel

Les diamants de sel sont la forme brute du minerai récolté dans les mines terrestres. Ils se présentent sous forme de morceaux de roches plus ou moins gros que l'on peut râper [11].

II.6.3.Couleur

Les deux couleurs principaux de ce minerai sont le blanc et le gris. Mais cela peut aussi se produire naturellement dans d'autres couleurs.

II.6.3.1.Le sel gris

C'est le sel de l'origine marine à l'état brut sans aucun traitement ni lavage. Il est récolté sur un sol argileux, il est chargé d'oligo-éléments et de minéraux qui sont responsables de cette couleur [11].

II.6.3.2.Le sel blanc

Ce sel n'est vraiment qu'un sel gris lavé plusieurs fois de suite pour éliminer ses impuretés. Le plus souvent, il s'agit de sel raffiné qui a perdu la plupart de ses minéraux et aussi sa couleur [11].

II.6.3.3.Le sel rose

C'est un sel gemme non raffiné et non iodé sans additifs .Il tire sa couleur (rose claire) de sa teneur élevée en sels minéraux, spécifiquement en fer. Il contient de nombreux oligo-élément bénéfiques pour notre santé tels que le potassium, le magnésium, le calcium, le phosphore. On trouve ce type de sel en Himalaya, Pérou et Hawaï [14].

II.6.3.4.Le sel noir

Ce sel est récolté dans des étangs où des roches de lave noir chargées de charbon sont ajoutées, ce qui lui donne une couleur noire, ainsi que des avantages pour le système digestif. Il est vient également d'Himalaya [14].

II.6.3.5.Le sel bleu

Il prend sa couleur de la sylvinite, un minéral de potassium installé sur les cristaux sous pression des roches de montagne, ce qui provoqué la fixation de la couleur bleue dans les cristaux de sel. Ce sel est extrait des carrières des terres en Iran [14].

II.6.3.6.Le sel rouge

Ce sel est issu d'Hawaï aussi, il contient une argile volcanique riche en oxyde de fer [11].

II.6.3.7.Le sel fumé Halen Môn

L'origine de ce sel est l'Ecosse, il est séché sur un feu qui brise le chêne [11].

II.6.3.8.Le sel fumé salish

Ce sel tire sa couleur rougeâtre du feu du bois d'aulne. Il est extrait de l'océan pacifique [11].

II.6.4.Origine géographique**II.6.4.1.Le sel de Guérande**

Cette ville (Guérande) en France est célèbre pour ses marais salés. Le sel dans cette région est un sel gris, 100% naturel, sans additifs et non raffiné, qui cristallise naturellement en contact de l'argile. Le gros sel et la fleur de sel ont toujours été récoltés littéralement. Il est plus doux et plus riche en arômes que le sel de méditerranée [11].

II.6.4.2.Le sel de Bayonne

Ce gros sel gemme est issu du pays basque et il est très dur. Son utilisation principale est dans la cuisine [11].

II.6.4.3. Le sel de l'Himalaya

On trouve ce sel sous plusieurs formes : fin, gros, cristaux..., il s'est formé sur une mer ancienne. Aujourd'hui, il est situé à plus de 500 mètre sous terre. Il est protégé contre la pollution et des rejets toxiques. Sa pureté est extraordinaire ainsi que sa richesse en oligo-éléments. Ce sel est utilisé dans divers domaines : santé, beauté, cuisine [11].

II.6.4.4. Le sel d'Algarve

Ce sel marin d'origine du sud du Portugal, est brillant et riche en saveurs. Il ne contient pas d'additifs chimiques et n'est pas lavé aussi. Donc on peut dire qu'il est pur 100% [11].

II.6.4.5. Les sels de la mer morte

La mer morte contient une teneur élevée en sels minéraux. Où l'on trouve un pourcentage plus élevée de chlorure de magnésium et chlorure de sodium comme on trouve également d'autres minéraux tels que le potassium, le calcium, le phosphore, le fer et le zinc. Ces sels sont utilisés pour la santé et la beauté [11].

II.7. Classification des sels

Rouelle [13] a accordé aux sels une classification systématique, après avoir noté que tous les sels ont des propriétés communes. Il gère une classification en six sections, chacune étant subdivisée en races et espèces. Ces sections se distinguent des différentes formes de cristaux de ces sels, du temps de l'évaporation, durant lesquelles elles donnent des cristaux plus gros et plus idéaux.

Les six sections de la classification de Rouelle sont respectivement :

- ✓ Les sels moyens, dont les cristaux solitaires se présentent en petites lames ou écailles très minces.
- ✓ Les sels neutres, dont les cristaux sont des cubes, des cubes à angles tronqués, encore des pyramides à quatre ou six faces.
- ✓ Les sels dont les cristaux sont tétraédriques, pyramidaux, parallélépipédiques, rhomboïdaux, parallélépipédiques-rhomboïdaux, les angles étant différemment coupés.
- ✓ Les sels dont les cristaux sont des parallélépipèdes aplatis, dont l'extrémité est terminée par deux surfaces inclinées à l'opposite l'une de l'autre, de sorte qu'elles forment une pointe et des angles aigus avec les grandes faces des parallélépipèdes.
- ✓ Les sels dont les cristaux sont longs et de peu de diamètre, et qui sont des espèces d'aiguilles, de prismes ou de colonnes à différentes surfaces.
- ✓ Les sels dont les cristaux sont de très petites aiguilles ou qui ont d'autres formes indéterminées [13].

II.8. Propriétés physiques des sels

II.8.1. La forme

Le sel est connu par sa saveur agréable et son aspect spécial. Parfois, il se présente sous forme de grains fins et parfois sous forme de petites masses. Dans le commerce, on distingue ces deux types par les noms de sel fin et de gros sel, mais les deux sont faits de cristaux, c'est-à-dire que les parties solides ont un aspect extérieur complètement uniforme.

La forme cristalline est toujours la même dans tous les cristaux du sel. Elle doit donc être incluse dans le nombre de ses caractères distinctifs, afin qu'ils aient la forme générale d'un cube. Ces cubes peuvent se briser et s'entrelacer les uns avec les autres. Les granulés de sel ont toujours trois surfaces planes perpendiculaires les unes aux autres, formant toutes chaque point du cube.

Les molécules infiniment petites de sel ont une forme déterminée, peut-être la forme cubique, car elles sont toujours groupées de manière à générer des cubes ou des cristaux [15].

II.8.2. La densité

La densité de l'eau salée, qui contient la même quantité de sel varie avec la variation de température [15]. La densité du sel varie de 2,2 (sel gemme) à 1,15 pour le sel foisonné et contenant peu d'humidité (jusqu'à 3%) [12].

II.8.3. La solubilité

En général, le corps se dissout beaucoup mieux dans l'eau chaude que dans l'eau froide. Mais la solubilité du sel dans l'eau nous donne des conditions exceptionnelles. Karsten [15] a montré que le sel ne se dissout pas mieux dans l'eau chaude que dans l'eau froide, et ses résultats sont donnés dans le tableau qui suit :

Tableau 3 : la solubilité de sel dans l'eau.

Sel (poids du solide contenu dans 100 grammes d'eau salée)	Température (°C)
26,3	-17,4
26,4	-7,3
26,5	-1,1
26,6	4,7
26,8	15,3
27	25
27,2	34
27,5	46,4
27,8	57,7
28,1	68,3
28,4	78,4
28,7	88
29,1	99,5
29,2	102,3
29,3	105,1
29,4	107,9

Les chiffres inscrits dans la colonne de sel indiquent le poids du solide contenu dans 100 grammes d'eau salée, à chaque température.

La quantité de sel dissous est presque la même, ce qui signifie que la solubilité de sel dans l'eau reste la même lorsque la température de l'eau varie de 0 °C à 100°C : 100 gramme d'eau peut dissous 35 à 40 gramme de sel.

Le sel ne peut être obtenu de l'eau salée que par évaporation de l'eau [15].

La saturation de la solution est atteinte à 100°C avec une dissolution de 390 gemmes/Kg d'eau. La saumure saturée a une température d'ébullition de 108°C [15].

II.8.4. Autres propriétés

- ✓ Le sel est hygroscopique, on dit qu'il est avide d'eau.
- ✓ Le sel est un bon conducteur, qu'il soit fondu ou en solution.
- ✓ Le sel a toujours été utilisé dans la conservation des produits alimentaires
- ✓ Le sel est utilisé pour le stockage stratégique des hydrocarbures liquides et gazeux [12].

II.9.Le salage**II.9.1.Mécanisme de salage**

Le terme salage signifie l'ajout d'une certaine quantité de sel au produit que nous voulons saler. Pour obtenir un bon salage il faut utiliser une solution salée très concentrée ou on utilise le sel sec. La durée de salage est limitée afin de concilier la prise de sel et la perte d'eau avec les caractéristiques organoleptiques et texturales propres [12].

II.9.2.Objectif du salage

Les objectifs du salage sont l'abaissement de l'activité de l'eau et l'abaissement de température observée lors du salage [12].

III.1.Définition des tensioactifs

Les tensioactifs sont parmi les produits les plus polyvalents de l'industrie chimique, apparaissant dans des produits aussi divers que les produits pharmaceutiques que nous prenons lorsque nous sommes malades, le forage des boues utilisées pour la prospection pétrolière, les détergents que nous utilisons pour nettoyer notre lessive et nos maisons.

Un tensioactif appelé aussi surfactant (contraction du terme agent tensioactif) est une substance qui, lorsqu'elle est présente à faible concentration dans un système, a la propriété de s'adsorber sur les surfaces ou les interfaces du système et de modifier à un degré marqué la surface ou énergies libres interfaciales de ces surfaces (ou interfaces). Le terme interface indique une frontière entre deux phases non miscibles et le terme surface désigne une interface où une phase est un gaz, généralement de l'air.

Les tensioactifs ont une structure moléculaire caractéristique consistant en un groupe structurel qui a très peu d'attraction pour le solvant, connu sous le nom de groupe hydrophobe, ainsi qu'un groupe qui a une forte attraction pour le solvant, appelé groupe hydrophile. Ceci est connu comme une structure amphipathique [16].

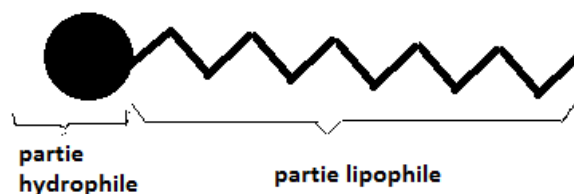


Figure 6 : La structure d'un tensioactif [17].

III.2.Classification

On distingue deux familles de tensioactifs : les tensioactifs naturels et les tensioactifs synthétiques. Ces derniers sont divisés en trois types : le premier type est les tensioactifs ioniques qui peuvent être subdivisés en deux groupes: les tensioactifs anioniques et les tensioactifs cationiques. Le deuxième type est les tensioactifs non ioniques et le troisième est les tensioactifs amphotères ou zwitterioniques [17].

III.2.1.Tensioactifs naturels

Un tensioactif naturel est un tensioactif obtenu directement à partir d'une source naturelle. La source peut être d'origine végétale, animale, microbienne, fongique ou de levure et doit être isolée ou purifiée à l'aide de procédures telles que l'extraction au solvant, la filtration, la précipitation, la distillation ou toute autre technique physique. Le processus ne doit impliquer

aucun type de modification synthétique pendant le processus de séparation ou en tant que traitement post-isolement.

La lécithine, l'un des exemples les plus anciens et les meilleurs de ce que l'on peut appeler un surfactant véritablement naturel produit dans le commerce. Elle est largement utilisée dans les aliments, les cosmétiques et autres produits de soins personnels. Elle est principalement obtenue à partir de la transformation de l'huile de soja, mais se trouve également en plus petites quantités dans le maïs, d'autres céréales et les jaunes d'œufs [18].

III.2.2. Tensioactifs anioniques

Ce type est caractérisé par sa partie hydrophile qui porte une charge négative. Par exemple, $\text{RCOO}^- \text{Na}^+$ (savon), $\text{RC}_6\text{H}_4\text{SO}_3^- \text{Na}^+$ (alkylbenzène sulfonate). Ils sont surtout détergents, mouillants et moussant [16, 17].



Figure 7 : La structure d'un tensioactif anionique [17].

III.2.3. Tensioactifs cationiques

Ce type est caractérisé par sa partie hydrophile qui porte une charge positive. Exemple : $\text{RNH}_3^+ \text{Cl}^-$ (sel d'une amine à longue chaîne), $\text{RN}(\text{CH}_3)_3^+ \text{Cl}^-$ (chlorure d'ammonium quaternaire) [16, 17].



Figure 8 : La structure d'un tensioactif cationique [17].

III.2.4. Tensioactifs amphotères

Ce type est caractérisé par sa partie hydrophile qui porte une charge positive et une charge négative, la nature de sa charge varie en fonction de pH comme suit : lorsque le milieu est acide, ils sont cationiques et lorsque le milieu est alcalin, ils sont anioniques.

Ils possèdent les propriétés des anioniques et celles des cationiques à la fois mais dans un moindre degré. Ils peuvent se mélanger avec tous les types de tensioactifs lorsque le pH du milieu est compris entre 5 et 8.

Exemple, $\text{RN}^+ \text{H}_2 \text{CH}_2 \text{COO}^-$ (acide aminé à longue chaîne), $\text{RN}^+ (\text{CH}_3)_2 \text{CH}_2 \text{CH}_2 \text{SO}_3^-$ (sulfobétaïne) [16, 17].



Figure 9 : La structure d'un tensioactif amphotère [17].

III.2.5. Tensioactifs non ioniques

Tensioactifs non ioniques veut dire qu'ils ne sont pas ionisables. Les molécules de surfactants non ioniques contiennent des groupes polaires incapables de se dissocier et possédants une affinité significative à l'eau et aux autres substances polaires.

Leur partie lipophile est constituée d'une chaîne grasse assez longue, sa portion hydrophile est également variable. Dans ce groupe, nous pouvons trouver des substances hautement lipophiles et autres substances très hydrophiles, ainsi que tous les intermédiaires.

Les tensioactifs solubles dans l'huile les plus courants qui appartiennent à ce groupe sont les éthers d'acides gras et d'alcools polyatomiques - pentaérythritol, triéthanol amine. Ils ne sont pas sensibles aux variations de pH et ils sont compatibles avec tous les types de tensioactifs

Exemple de tensioactif non ionique : monoglycéride d'acide gras à longue chaîne ($\text{RCOOCH}_2\text{CHOHCH}_2$), alcool polyoxyéthyléné ($\text{R}(\text{OC}_2\text{H}_4)_x\text{OH}$).

Les tensioactifs cationiques et les tensioactifs anioniques ne peuvent pas être mélangés car si on les mets en présence l'un dans l'autre ils forment une macromolécule insoluble ni dans l'eau ni dans l'huile [16, 17, 19].

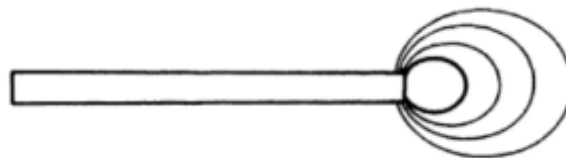


Figure 10 : La structure d'un tensioactif non ionique [17].

III.3. Propriétés physico-chimiques

III.3.1. La concentration micellaire critique

Quand on ajoute un agent tensioactif peu à peu au un liquide, la majorité des molécules de ce tensioactif commencent à s'assembler au niveau de la surface et certaines molécules plongent dedans. Lorsque la surface devient saturée, toutes les molécules qui vont s'ajouter après vont s'auto-assembler et nous aurons le début de formation de micelle. La concentration du tensioactif dans le liquide en ce point est appelée la concentration micellaire critique (CMC). A cette concentration apparait la première micelle.

Le phénomène exceptionnel auquel on assiste peut être caractérisé d'une part par la formation spontanée d'une structure organisée dans le liquide et d'autre part par la constance du nombre de molécules de tensioactif par agrégat micellaire, paramètre caractéristique du tensioactif dans l'eau à une température et une pression données [17].

On distingue deux types de micelles : les micelles directes et les micelles inverses.

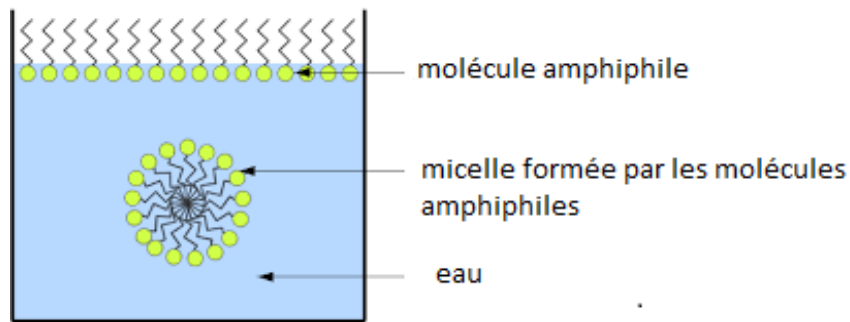


Figure 11 : La formation de la première micelle dans une solution aqueuse [20].

III.3.1.1. Les micelles directes

Ces micelles se forment lorsque nous avons l'eau (milieu aqueux) comme solvant. La tête polaire de la molécule (la partie hydrophile) est dirigée vers l'extérieur et la chaîne (la partie lipophile) vers l'intérieur [17].

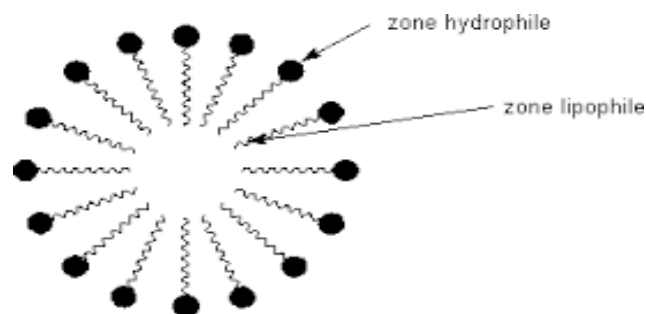


Figure 12 : Présentation d'une micelle directe [17].

III.3.1.2. Les micelles inverses

Elles se forment lorsque l'huile (Milieu organique) est utilisée comme solvant. La tête de la molécule (la partie hydrophile) est dirigée vers l'intérieur et la chaîne (la partie lipophile) vers l'extérieur [17].

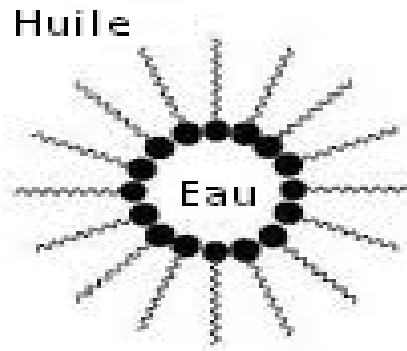


Figure 13 : présentation d'une micelle inverse (indirecte) [17].

III.3.2. Balance hydrophile-lipophile

Ce système imaginé par Griffin en 1949 [21], consiste à attribuer à chaque agent de surface, une valeur illustrant sa balance hydrophile-lipophile.

Le HLB varie entre 0 et 20, la valeur 0 attribuée à un produit totalement hydrophobe et 20 à un produit totalement hydrophile.

La mesure de HLB d'un agent de surface se fait expérimentalement à partir d'une gamme de solvants de HLB requis définis ; par préparation de leur émulsion et examen des stabilités de celle-ci.

Pour préparer des émulsions E / H, il faut utiliser plus de tensioactifs lipophiles, avec des nombres HLB compris entre 4 et 6. Pour préparer des émulsions H / E, il faut utiliser des tensioactifs hydrophile, ses nombres HLB compris entre 6 et 9 [19, 21, 22].

L'effet de l'équilibre hydrophile-lipophile sur l'état d'un tensioactif en milieu aqueux a été étudié par Griffin [19] et donné dans le tableau suivant :

Tableau 4 : Effet de l'équilibre hydrophile-lipophile sur l'état d'un tensioactif en milieu aqueux.

L'état du tensioactif dans l'eau	Numéro HLB	de application correspondante
Non dispersible	1,5 – 3	agent anti-mousse
Non dispersible	1 – 4	émulsifiant pour émulsions E / H
Faible dispersion	2 – 6	émulsifiant pour émulsions E / H
dispersion instable trouble	6 – 8	agent mouillant
dispersion instable trouble	8 – 10	agent mouillant
dispersion semi-transparente	10 – 13	émulsifiant pour émulsions H / E
solution transparente	13 – 15	Détergent
solution transparente	15 – 18	Solubilisant

III.4.L'origine des phénomènes de surface

L'origine des phénomènes de surface est due aux leur interactions moléculaires. À l'intérieur d'un liquide, chaque molécule est soumise à l'attraction de toutes les molécules environnantes, ce qui la maintient à distance grâce à l'agitation thermique et dans l'ensemble, les actions ont un effet statistique nul dans toutes les directions.

A la surface on à le contraire, chaque molécule dans de ce liquide applique une force, cette force est dirigée perpendiculairement à la surface. Les molécules s'arrêtent de pénétrer à l'intérieur à cause de la faible compressibilité du liquide et de la pression interne qui y règne.

D'une manière générale toutes les propriétés dites de surface sont fondamentalement la conséquence de la différence de structure qui existe entre le cœur d'une phase homogène et la zone superficielle [21].

III.4.1.La tension superficielle

III.4.1.1.Définition

On prend un récipient et on le remplit d'un liquide, par exemple l'eau. Chaque molécule à l'intérieur de liquide est entourée de tous les côtés par d'autres molécules, la résultante des forces d'attraction subies par chaque molécule est nulle.

Chaque molécule dans la surface de ce liquide applique une force, cette dernière est dirigée perpendiculairement à la surface. La somme de ces molécules dans la surface forme une

membrane, cette membrane applique une force sur le liquide. Pour augmenter la surface de ce liquide, la molécule qui est à l'intérieur de liquide doit remonter à la surface. Pour amener une molécule à la surface, il faut fournir une énergie appelée tension superficielle.

La tension superficielle par définition c'est l'énergie nécessaire pour augmenter l'aire de l'interface liquide-air en mètre carré. Elle s'exprime en N/m.

γ_{LV} C'est la tension superficielle pour une interface liquide-gaz,

γ_{SL} C'est l'énergie de surface de l'interface solide-liquide,

γ_{SG} C'est l'énergie de surface de l'interface solide-gaz [23].

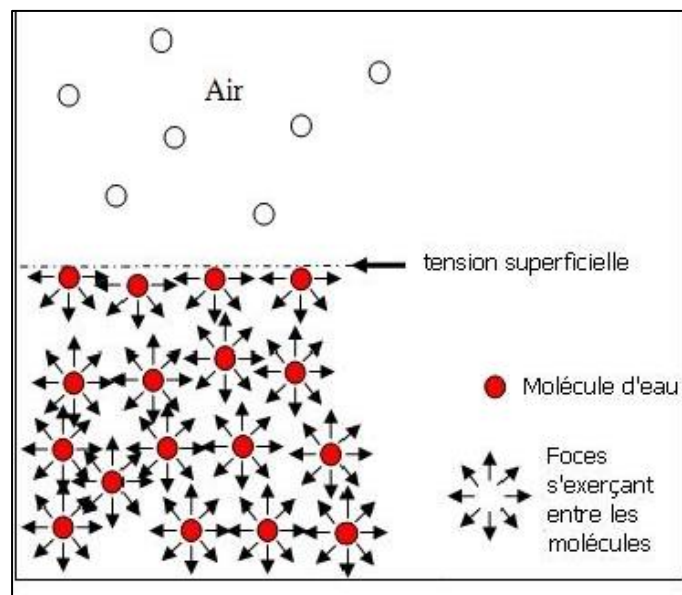


Figure 14 : Schéma des interactions électrostatiques au sein d'un liquide exposé à l'air [20].

Nous donnons dans le tableau qui suit la tension superficielle de certains liquides.

Tableau 5 : La tension superficielle de certains liquides

Liquide	Température (°C)	Tension superficielle (mN/m)
Carbures saturés aliphatiques	20	17,5 – 22,5
Benzène	20	28,5
Toluène	20	28
Alcools gras	20	22 – 25
Glycérine	20	63
Eau	20	72,8
Mercure	15	480

III.4.1.2. Le travail de cohésion

Si on veut diviser un matériau homogène en deux surfaces, on a besoin de certaines quantités de travail. Ce travail est le travail de cohésion. Le travail de cohésion, W_c , est défini comme le travail réversible ou bien l'énergie nécessaire pour séparer deux surfaces d'unité de surface d'un même matériau avec une tension superficielle. Cette définition est s'appliquée exactement sur les surfaces liquides, cependant, ce concept est également valable pour les surfaces solides [24]. On peut traduire cette définition par la loi suivante :

$$W_c = 2\gamma_A \quad (11)$$

Où γ c'est la tension superficielle de liquide (A) [24].

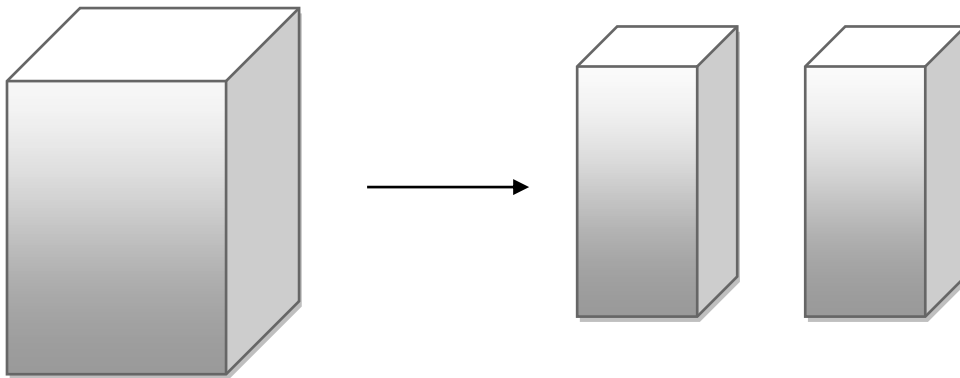


Figure 15 : schéma illustrant le travail de cohésion [24].

III.4.2. La tension interfaciale

III.4.2.1 Définition

Lorsque deux liquides non miscibles entrent en contact, on obtient une interface liquide-liquide entre eux, pour rompre la surface entre les deux liquides il faut fournir une force ou bien une énergie qui s'appelle tension interfaciale. Nous pouvons définir le terme «tension interfaciale», sur la base des mêmes concepts utilisés pour les systèmes liquide-vapeur.

Le processus dynamique d'adsorption des émulsifiants et l'état d'équilibre du film interfacial peut être mesuré par l'évolution de la tension interfaciale en fonction du temps. On peut mesurer la tension interfaciale on utilisant la technique de la plaque de Wilhelmy [24, 25].

III.4.2.2. Le travail d'adhésion

Si nous voulons séparer deux liquides différents, il faut fournir un travail qui s'appelle le travail d'adhésion. Le travail d'adhésion, W_a , défini comme l'énergie nécessaire pour séparer une unité d'interface entre deux liquides différents (A et B) pour laisser deux surfaces «nues» par la création une interface liquide-gaz pour chaque liquide A et B.

On peut traduire cette définition par la loi suivante :

$$W_{adh} = \gamma_A + \gamma_B - \gamma_{AB} \quad (12)$$

Où les indices font référence aux deux phases séparées et les valeurs γ sont les tensions de surface respectives [24].

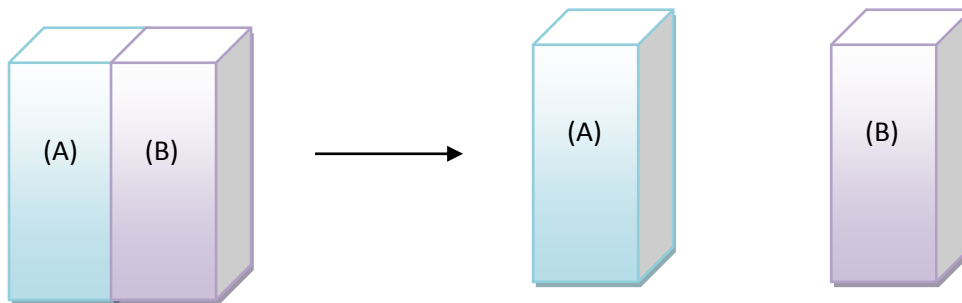


Figure 16 : schéma illustrant le travail d'adhésion [24].

III.4.3.Changements de la tension de surface avec la température et la pression

III.4.3.1.Le changement en fonction de la température

La tension superficielle d'un liquide est fonction de la température, généralement elle diminue lorsque la température augmente. La tension superficielle de l'eau, par exemple, diminue de 3,7% de 72,75 à 70,06 mN/m entre la température de 20 °C et la température corporelle (37 °C). Cette dépendance à la température est cohérente avec l'interprétation conceptuelle de la tension superficielle en termes de travail nécessaire pour agrandir la surface. L'énergie cinétique des molécules et leur tendance à se déplacer vers l'extérieur augmente à mesure que la température augmente, ce qui réduit le travail d'expansion [26].

III.4.3.2.Le changement en fonction de la pression

En pratique, des variations substantielles de la pression ne se produisent pas jusqu'à ce qu'elle soit sensiblement élevée. Cependant, si la pression du gaz est augmentée à des valeurs suffisamment grandes pour que l'attraction de la phase gazeuse pour les molécules interfaciales augmente de manière significative, la tension superficielle est réduite en conséquence. Donc on peut dire que la tension superficielle est également en principe une fonction de pression [26].

III.5.L'émulsion

III.5.1.Définition

Une émulsion est définie comme une dispersion de gouttelettes d'une phase liquide (par exemple de l'huile) dans une phase liquide continue (par exemple de l'eau). Notez que le scénario inverse, dans lequel les gouttelettes d'eau sont dispersées dans une phase huileuse, est communément appelé une émulsion inverse. Les émulsions appartiennent à une classe de systèmes de dispersion constitués de deux liquides immiscibles. Plusieurs classes d'émulsion

peuvent être distinguées, à savoir l'huile dans l'eau (H / E), l'eau dans l'huile (E / H) et l'huile dans l'huile (H / H). Cette dernière classe peut être illustrée par une émulsion constituée d'une huile polaire (par exemple du propylène glycol) dispersée dans une huile non polaire (huile paraffinique), et vice versa. Afin de disperser deux liquides non miscibles, un troisième composant est nécessaire, à savoir l'émulsifiant, le choix de l'émulsifiant est crucial non seulement pour la formation de l'émulsion mais aussi pour sa stabilité à long terme. Les émulsions peuvent être classées selon la nature de l'émulsifiant ou la structure du système.

L'auto-assemblage de particules solides aux interfaces liquide-liquide a été signalé pour la première fois par Pickering et Ramsden [27] il y a environ un siècle. Les émulsions stabilisées par des particules solides sont appelées émulsions de Pickering, lorsqu'elles sont dispersées dans un mélange d'huile et d'eau, les particules ont une forte tendance à s'auto-assembler aux interfaces liquide-liquide, principalement en raison de la réduction de l'énergie interfaciale totale lors du remplacement d'une partie de l'interface liquide-liquide par une interface liquide-particule. Les particules peuvent être des particules inorganiques ou des micelles polymériques [22, 27].

III.5.2. Les différents processus de dégradation dans les émulsions.

Les différents processus de dégradation dans les émulsions [22] à savoir : le crémage, la sédimentation, la floculation, la coalescence, la maturation d'Ostwald et l'inversion de phase sont données dans ce qui suit.

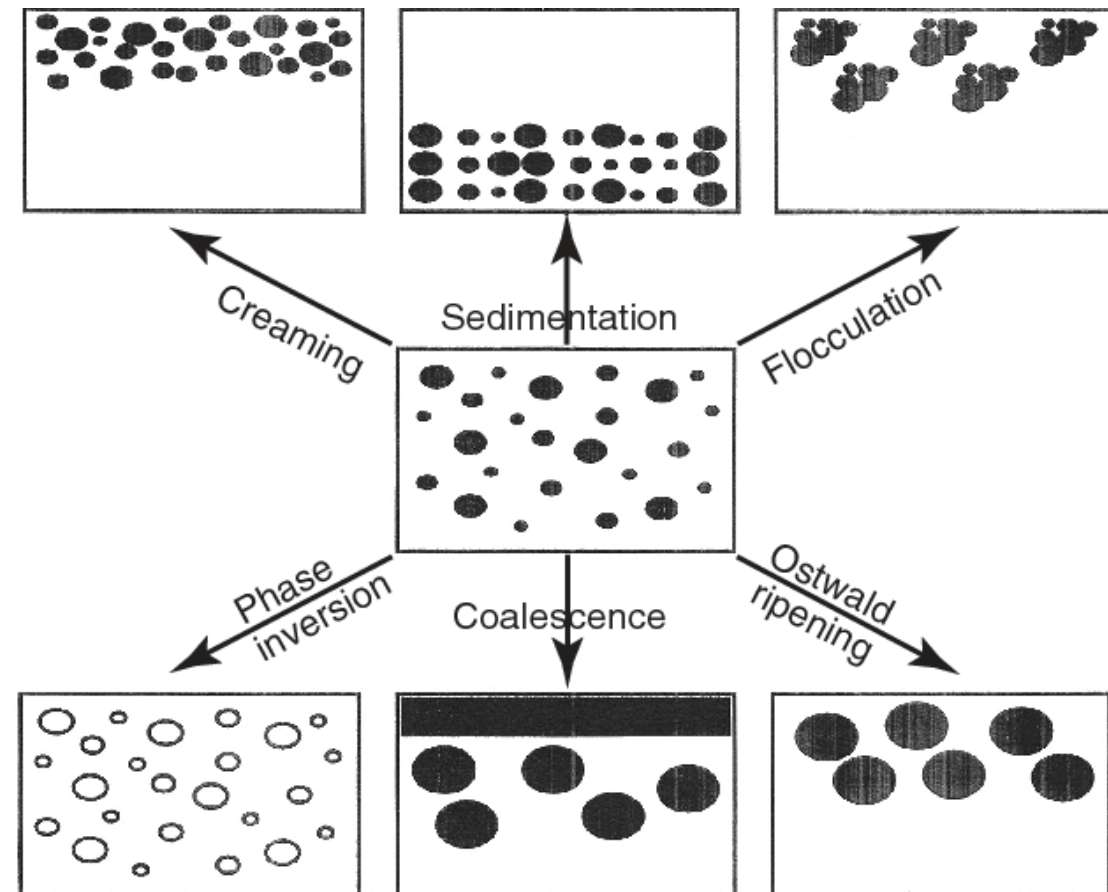


Figure 17 : Représentation schématique des différents processus de dégradation dans les émulsions [22].

III.5.2.1. Crémage et sédimentation

Ce processus résulte de forces externes, généralement gravitationnelles ou centrifuges. Lorsque ces forces dépassent le mouvement thermique des gouttelettes, les plus grosses gouttelettes se déplacent plus rapidement soit vers le haut du récipient (si leur densité est inférieure à celle du milieu), soit vers le fond de récipient (si leur densité est supérieure à celle du milieu). Dans les cas limites, les gouttelettes peuvent former un réseau fermé (aléatoire ou ordonné) en haut ou en bas du système, le reste du volume étant occupé par la phase liquide continue [22].

III.5.2.2. Flocculation

Ce processus se réfère à l'agrégation des gouttelettes en unités plus grandes (sans aucun changement dans la taille des gouttelettes primaires). C'est le résultat des attractions Van der Waals qui sont universelles avec tous les systèmes dispersés.

La flocculation se produit lorsqu'il n'y a pas une répulsion suffisante pour maintenir les gouttelettes à part à des distances où l'attraction Van der Waals est faible. La flocculation peut être «forte» ou «faible», en fonction de l'ampleur de l'énergie attractive impliquée [22].

III.5.2.3. Maturation d'Ostwald

Cet effet résulte de la solubilité finie des phases liquides. Les liquides dits «non miscibles» ont souvent des solubilités mutuelles qui ne peuvent être négligées. Avec les émulsions qui sont généralement polydispersées, les plus petites gouttelettes auront une plus grande solubilité par rapport aux plus grosses gouttelettes. Avec le temps, les plus petites gouttelettes disparaissent et leurs molécules se diffusent dans la masse et se déposent sur les plus grosses gouttelettes. Avec le temps, la distribution de la taille des gouttelettes passe à des valeurs plus grandes [22].

III.5.2.4. Coalescence

Cela se réfère au processus d'amincissement et de rupture du film liquide entre les gouttelettes, avec pour résultat que la fusion de deux ou plusieurs gouttelettes se produit pour former des gouttelettes plus grosses. Le cas de coalescence est la séparation complète de l'émulsion en deux phases liquides distinctes. La force motrice de la coalescence est les fluctuations de surface ou de film, il en résulte une approche rapprochée des gouttelettes grâce à laquelle les forces de Van der Waals sont fortes et empêchent leur séparation [22].

III.5.2.5. Inversion de phase

Il s'agit du processus par lequel il y aura un échange entre la phase dispersée et le milieu. Par exemple, une émulsion H / E peut avec le temps ou un changement de conditions se transformer en une émulsion E / H. Dans de nombreux cas, l'inversion de phase passe par un état de transition où de multiples émulsions sont produites [22].

III.5.3. Rôle des surfactants dans la formation de l'émulsion

Les tensioactifs ralentissent la tension interfaciale γ , ce qui provoque à son tour une réduction de la taille des gouttelettes (cette dernière diminue avec une diminution de γ). Pour un écoulement laminaire, le diamètre des gouttelettes est proportionnel à γ , tandis que pour un régime inertiel turbulent, le diamètre des gouttelettes est proportionnel à $\gamma^{3/5}$.

III.5.4. Rôle des surfactants dans la déformation des gouttelettes

Outre leur effet sur la réduction de γ , les tensioactifs jouent un rôle majeur dans la déformation et la rupture des gouttelettes, et ceci peut être résumé comme suit. Les tensioactifs permettent l'existence de gradients de tension interfaciale qui sont cruciaux pour la formation de gouttelettes stables. En l'absence de tensioactifs (interface propre), l'interface ne peut résister à aucune contrainte tangentielle et le mouvement du liquide sera continu. Si un liquide s'écoule le long de l'interface avec des tensioactifs, ces derniers seront balayés vers l'aval provoquant un gradient de tension interfaciale. Donc, un déséquilibre des forces sera établi [22].

III.5.Utilisation de l'émulsion

- Les émulsions dans l'industrie pétrolière: de nombreux pétroles bruts contiennent des gouttelettes d'eau; ceux-ci doivent être éliminés par coalescence suivie d'une séparation.
- Les dispersants des nappes d'hydrocarbures - les hydrocarbures déversés par les pétroliers doivent être émulsionnés puis séparés. L'émulsification des huiles indésirables est un processus très important dans le contrôle de la pollution.
- Les émulsions de bitume sont préparées de manière stable dans leurs conteneurs mais, lorsqu'elles sont appliquées sur les copeaux de route, elles doivent fusionner pour former un film uniforme de bitume.
- Produits pharmaceutiques, tels que les anesthésiques, les émulsions lipidiques, les émulsions doubles et multiples.
- Produits agrochimiques - huiles auto-émulsionnables qui produisent des émulsions par dilution avec de l'eau, des concentrés d'émulsion (gouttelettes dispersées dans l'eau) et des pulvérisations d'huile végétale.
- Formulations de nettoyage à sec; ceux-ci peuvent contenir des gouttelettes d'eau émulsionnées dans l'huile de nettoyage à sec, ce qui est nécessaire pour éliminer les saletés et les argiles.
- Peintures, telles que les émulsions de résine alkyde et les émulsions de latex.
- Produits de soins personnels et cosmétiques, tels que crèmes pour les mains, lotions, sprays capillaires et écrans solaires
- Émulsions alimentaires, comme la mayonnaise, les crèmes à salade, les desserts et les boissons [22].

III.5.6.Les raison de dégradation des émulsions pendant le stockage

La dégradation des émulsions au cours du stockage dépend de:

- La distribution granulométrique et la différence de densité entre les gouttelettes et le milieu;
- L'ampleur des forces attractives par rapport aux forces répulsives, qui détermine la floculation;
- La solubilité des gouttelettes dispersées et la distribution granulométrique, qui à son tour détermine la maturation d'Ostwald ;
- La stabilité du film liquide entre les gouttelettes, qui déterminent la coalescence [22].

IV.1.Méthodes de caractérisation physico-chimique d'un sel

IV.1.1.La détermination de la quantité de substance insoluble dans le sel

Pour déterminer la quantité de substance insoluble nous suivons la procédure utilisée par « International Salt Institute » [28], est une méthode standard de détermination des insolubles.

La procédure expérimentale est comme suit :

- 5 g de sel sont pesés et introduits dans un bécher de 400 ml aux quels sont ajoutés 200 ml d'eau distillée. Cette solution est agitée pendant 5 minutes.
- Le résidu est filtré dans un creuset préalablement pesé et séché à 750° C.
- Le creuset et le résidu sont séchés pendant deux heures à 105-110 °C.
- Le creuset est pesé à nouveau, l'augmentation du poids du creuset représente le poids des insolubles.

IV.1.2.La solubilité dans l'eau

Le protocole expérimental pour déterminer la solubilité dans l'eau est le suivant :

On met 200 ml d'eau dans un bécher, on lui ajoute 10 grammes de sel et on agite. On remarque que le sel se dissout et disparaît complètement.

On ajoute à nouveau 10 g de sel dans les 200 ml d'eau et on agite. On répète l'opération jusqu'à 60 g. Le sel se dissout toujours.

A partir de 60 g de sel, il faut en ajouter 2g et répéter l'opération jusqu'à ce que le sel ne se dissolve plus. Le sel ne se dissout plus lorsque la masse de sel ajouté dépasse 72 g.

IV.1.3.Détermination de pourcentage d'humidité

On peut déterminer le pourcentage d'humidité par la méthode de perte par dessiccation.

On prend 100 grammes de sel et on les sèche à 110 ° C pendant 4 heures et on les pèse à nouveau. Le pourcentage d'humidité sera calculé comme suit :

$$\text{Le pourcentage d'humidité} = \frac{P_1 - P_2}{P_1} \times 100 \quad (13)$$

$P_1 = 100$ (poids de sel initial) ; $P_2 =$ poids de sel après le séchage [28].

IV.2.Méthodes de caractérisation physico-chimique des tensioactifs

IV.2.1.Détermination de la CMC

Pour déterminer la CMC on utilise deux méthodes, la première c'est par conductimétrie et la seconde c'est par tensiométrie

IV.2.1.1.La conductimétrie

IV.2.1.1.1.Définition

La mesure conductimétrique est une méthode d'électroanalyse qui permet de mesurer les propriétés conductrices d'une telle solution. L'appareil de mesure utilisé se nomme conductimètre

IV.2.1.1.2.L'appareil de mesure

La mesure conductimétrique devrait être réalisée à l'aide d'un conductimètre CDM 210 (Radiometer, Meter Lab), est un appareil qui permet de mesurer une conductance ou une conductivité. Il est constitué de deux parties :

- Un boîtier électronique avec affichage
- Une cellule conductimétrique reliée au boîtier électronique

IV.2.1.1.3.La conductivité

La conductivité d'une solution notée σ , est une grandeur qui caractériserait l'aptitude à conduire le courant, non plus de la portion comprise entre les deux électrodes mais de la solution entière.

IV.2.1.1.4.Principe

Cette méthode consiste à mesurer la conductivité d'une solution pour différentes concentrations de tensioactif. Pour cela, nous avons réalisé le même montage que lors d'un dosage par titrage en plaçant dans notre burette le tensioactif, et dans le bécher de l'eau distillée bidistillée. L'introduction de ml par ml de la solution contenant le tensioactif dans le bécher est effectué en mesurant à chaque fois la conductivité de cette solution (celle présente dans le bécher). Une fois les mesures effectuées, la courbe représentant la conductivité en fonction de la concentration en tensioactif est tracée.

Lorsqu'on fait le graphe, nous obtenons deux portions de courbe avec une pente différente. Le point d'intersection de ces droites nous donne la valeur de la CMC [29].

IV.2.1.2. La tensiométrie

La méthode de tensiométrie est basée sur la mesure de la tension superficielle des liquides.

Pour déterminer la tension superficielle d'un liquide on utilise la méthode de "l'anneau Du Noüy". Elle basée sur la méthode de l'arrachement au moyen d'un anneau, ce qui permet de faire des mesures en 15 à 20 secondes (les mesures sont obtenues par lecture directe). Cette méthode est la seule donnant des résultats satisfaisants pour les suspensions colloïdales. De plus, elle est rapide et ne nécessite aucun calcul.

IV.2.1.2.1. L'appareil de mesure

Le tensiomètre Du Noüy est un instrument de précision utilisé pour mesurer les tensions superficielles et les tensions interfaciales des liquides avec la méthode de l'anneau Du Noüy.

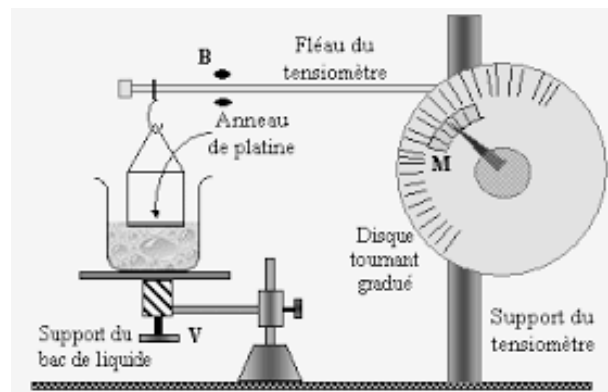


Figure 18 : schéma du tensiomètre de DU NOUY [29].

IV.2.1.2.2. Principe

Un anneau métallique de rayon connu, accroché à un dynamomètre est immergé dans un liquide qui le mouille parfaitement. Pour l'arracher du liquide, il faut vaincre, au voisinage de la surface libre, une force qui est la tension superficielle.

On prépare des solutions de tensioactif avec différentes concentrations. La tension superficielle de chaque solution est mesurée permettant le tracé de l'évolution de la tension superficielle en fonction de la concentration en tensioactif. Trois zones sont obtenues, l'intersection de la seconde et la troisième zone nous donne la CMC et valeur de la tension superficielle minimale [29].

IV.2.2. Détermination de la tension superficielle

La détermination de la tension superficielle d'un liquide ne se limite pas à la méthode de DU NOUY, nous pouvons la déterminer aussi en utilisant la méthode de la goutte pendante. Cette méthode consiste à mesurer la masse maximale d'une goutte suspendue au bout d'une burette.

C'est la force de tension de surface ($2\pi r\gamma$ avec "r" le rayon de la goutte) qui retient une goutte au bout d'une burette. À cette force s'oppose la force gravitationnelle, c'est-à-dire le poids de la goutte (mg). Lorsque la force gravitationnelle est plus importante que la force de tension de surface, la goutte tombe. On a donc, au moment où la goutte commence à tomber : $mg = 2\pi r\gamma$. Plus la tension de surface est élevée, plus la goutte formée sera grosse avant qu'elle ne tombe. La mesure de la masse d'une goutte permet donc de déterminer la tension superficielle de liquide [29].

IV.2.3.Détermination de la tension interfaciale

La méthode de la goutte tournante permet exclusivement la détermination de la tension interfaciale entre deux fluides (liquide/liquide). Cette technique est adaptée à la mesure des tensions interfaciales faibles inférieures à 1mN/m et pouvant aller jusqu'à 10^{-5}mN/m .

IV.2.3.1.Principe

La mesure consiste à faire tourner autour d'un axe un tube capillaire rempli d'une phase liquide (1) de masse volumique ρ_1 , on introduit à l'aide d'une seringue une goutte de phase liquide (2) de masse volumique ρ_2 .

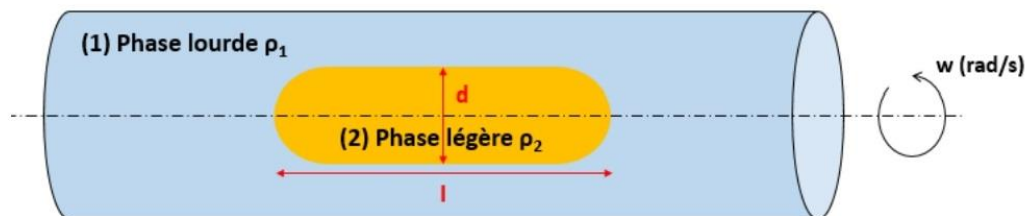


Figure 19 : schéma de la goutte tournante [30].

La goutte va s'allonger sous l'effet des forces centrifuges lorsque la vitesse de rotation w (rad/s) du tube augmente. A haute vitesse de rotation, la gravité devient négligeable et la goutte prend une forme cylindrique allongée. Lorsque la longueur l et le diamètre d de la goutte sont tels que $l > 4d$ (incertitude inférieure à 1%), alors la tension interfaciale entre les deux phases est donnée par l'équation de "Vonnegut".

$$\gamma = \frac{w^2 d^3 (\rho_1 - \rho_2)}{32} \quad (14)$$

- Le diamètre d de la goutte cylindrique est généralement déterminé à l'aide d'un logiciel fourni par l'appareil [30].

V.1.Première Synthèse

Cette étude porte sur “Experiment on measurement of interfacial tension for subsurface conditions of light oil from Thailand“ [31].

Tableau 6 : Les conditions opératoires pour la mesure de la tension interfaciale.

Paramètres	Condition opératoires
Le système étudié	L'eau + l'huile
Tensioactif utilisé	Monoéthanolamine (MEA)
Pourcentage massique de TA en solution (wt%)	0 ; 0,5 ; 1 ; 2 ; 4
La température (°C)	70 ; 80 ; 90
La pression (Psi)	1000 ; 1500 ; 2000
La salinité (ppm)	0 ; 7500 ; 1000 ; 15000 ; 17500

J. Jiravivitpanya, K. Maneeintr et T. Boonpramote [31] ont étudié l'effet de certains paramètres sur la tension interfaciale, à savoir la pression, la température, la salinité et la concentration en tensioactif.

V.1.1.L'effet de la pression sur la tension interfaciale

La variation de la tension interfaciale entre l'eau et l'huile en fonction de la pression a été étudiée à diverses températures et à salinité constante (1500 ppm) et à concentration en tensioactif constante (0,05 wt%).

Les résultats obtenus montrent que lorsque la pression change, la tension interfaciale change juste un peu. Fondamentalement, la pression a plus d'effet sur le gaz, mais le système en phase liquide à une force intermoléculaire plus élevée que le système en phase gazeuse. Par conséquent, la pression a moins d'effet sur la tension interfaciale avec le système liquide-liquide. La pression sur le comportement de phase à température constante aurait un effet minime sur la tension interfaciale.

V.1.2.L'effet de la température sur la tension interfaciale

La variation de la tension interfaciale entre l'eau et l'huile en fonction de la température à diverses salinités avec et sans tensioactif a été étudiée.

L'effet de la température sur la tension interfaciale pour les solutions sans et avec tensioactif, respectivement a un effet opposé, c'est-à-dire que la tension interfaciale diminuera avec l'augmentation de la température.

Lorsque la température est plus élevée, l'énergie libre entre l'huile et la solution se réduirait, entraînant ainsi une mobilité améliorée de l'huile et de l'eau et diminuant également la tension interfaciale. Une autre raison est que l'augmentation de température peut avoir un effet sur la solution de surfactant en raison de l'affaiblissement des forces intermoléculaires à l'interface huile-eau.

Les résultats obtenus indiquent que le pourcentage de variation de la tension interfaciale change dans pour une valeur de 15000 ppm de salinité sans tensioactif les changements de la tension interfaciale sont comme suite

Lorsque la température varie de 70 °C à 80 °C la tension interfaciale réduite de 2,0%

Lorsque la température varie de 80 °C à 90 °C la tension interfaciale réduite de 0,7%

De plus, le taux de changement de la tension interfaciale dans le cas de 15000 ppm de salinité avec 1 wt% de MEA est comme suite

Lorsque la température varie de 70 °C à 80 °C la tension interfaciale réduite de 12,2%

Lorsque la température varie de 80 °C à 90 °C la tension interfaciale réduite de 7,2%

Lorsque la température varie de 80 °C à 90 °C, peut décrire que l'interface entre l'eau et l'huile ne pouvait pas accueillir une autre molécule car elle est plein des molécules tensioactifs

V.1.3.L'effet de la salinité sur la tension interfaciale

La variation de la tension interfaciale entre l'eau et l'huile en fonction de la salinité à diverses concentration de surfactant et à pression et température constantes ,1500 Psi et 80 °C respectivement a été étudiée.

Les résultats montrent que la tension interfaciale diminue lorsque la salinité de la solution augmente. La raison de ces changements est que la solution ionique pousse le surfactant à l'interface huile-eau. En outre, l'augmentation de la salinité peut améliorer l'adsorption du surfactant, la monoéthanolamide à l'interface huile-eau qui provoque l'abaissement de la tension interfaciale. Cependant, pour la salinité allant de 15000 à 17500 ppm, la tension interfaciale diminue légèrement. En particulier, pour le cas d'une concentration à 4,00% en poids de tensioactif, la salinité a moins d'importance sur la réduction de la tension interfaciale parce que les concentrations de sel élevées tentent de conduire la quantité de tensioactif à l'interface (huile-eau), mais l'espace à l'intérieur n'est pas suffisant pour être occupé par le surfactant.

V.1.4.L'effet de tensioactif sur la tension interfaciale

La variation de la tension interfaciale entre l'eau et l'huile en fonction du tensioactif à diverses salinité et à pression et température constantes ,1500 Psi et 80 °C respectivement a été étudiée.

L'effet de la concentration du tensioactif est étudié à diverses concentrations de saumure avec 1 500 Psi et 80 ° C.

Il a été observé qu'à toute concentration de salinité, la réduction de la tension interfaciale dans tous les cas est causée par la caractéristique chimique du MEA. La structure moléculaire de MEA se compose de deux parties. Une partie est appelée partie hydrophile (groupes hydroxyle et amino) qui peut se dissoudre en phase aqueuse, et une autre partie appelée partie hydrophobe (chaîne hydrocarbonée) qui peut se dissoudre en phase huileuse.

La surface est recouverte par les molécules de tensioactifs sous forme de monomères et l'énergie libre de surface (tension superficielle) a diminué. Ainsi, une augmentation de la concentration du tensioactif peut dissoudre à la fois l'huile et l'eau, engendrant ainsi la réduction de la tension interfaciale.

De plus, la faible concentration variait de 0 wt% à 2,0 wt% réduisant considérablement la tension interfaciale de plus de 74%. Néanmoins, lorsque la concentration en tensioactif est supérieure à 2,0% en poids, la valeur de la tension interfaciale devient stable ou change légèrement. La raison en est que le tensioactif est ajouté en solution aqueuse de manière excessive, ce qui entraîne l'agrégation du tensioactif en micelles, ce qui est appelé concentration micellaire critique (CMC).

V.2.La seconde synthèse

Cette étude porte sur l'étude de l'effet des tensioactifs sur la tension interfaciale (le système saumure / huile) [32].

Tous les tests ont été réalisés à la pression et à la température du réservoir. Deux types de tensioactifs ont été utilisés: Le lauryl méthyl esters sulfonates de sodium (SDS) et le cétyl triméthyl ammonium bromure). (CTAB). L'effet de la salinité sur le comportement des surfactants a également été étudié.

Le pétrole utilisé dans cette étude était un pétrole brut obtenu à partir du champ pétrolifère d'Ahwaz en Iran. La saumure provenait également du même réservoir.

V.2.2.L'effet de la salinité sur la tension interfaciale

La variation de la tension interfaciale entre l'eau et l'huile en fonction de la salinité a été étudiée à deux températures (20 °C et 88,3 °C), à pression constante (3741 Psi) et en pourcentage massique en tensioactif constante (0,05 wt%).

A température ambiante, il a été observé que l'augmentation de la salinité jusqu'à 16 000 ppm s'accompagne d'une diminution de la tension interfaciale de 6,5 mN /m à 1,48 mN /m. Par la suite, une nouvelle augmentation de la salinité entraîne une légère augmentation de la tension interfaciale.

Lorsqu'une grande quantité d'ions est présente dans la solution, les forces de répulsion sont remplacées par l'attraction entre les ions positifs de la saumure et les charges de surface négatives SDS au niveau moléculaire. En d'autres termes, les ions chargés positivement neutralisent les charges négatives de surface du tensioactif anionique (SDS). En d'autres termes, les ions chargés positivement neutralisent les charges de surface négatives du tensioactif anionique (SDS). Cela conduit à une accumulation plus facile de molécules SDS à l'interface huile-saumure, ce qui réduit la tension interfaciale.

Quand la salinité va au-delà de la salinité optimale, l'augmentation de la salinité entraîne des effets inverses, ce qui signifie que la tension interfaciale augmente avec une nouvelle augmentation de la salinité. La salinité optimale se produit à 16 000 ppm pour la température ambiante.

À la température du réservoir une augmentation de la salinité jusqu'à 24 000 ppm entraîne une diminution de la tension interfaciale de 15,2 mN / m à 0,45 mN /m. Cependant, une nouvelle augmentation de la salinité ne change pas considérablement la tension interfaciale.

Les résultats obtenus montrent que la solution SDS diminue significativement la tension interfaciale jusqu'à la salinité de la saumure de 65 000 ppm.

V.2.3.L'effet des tensioactifs sur la tension interfaciale

V.2.3.1.L'effet de tensioactif SDS

La variation de la tension interfaciale entre l'eau et l'huile en fonction de tensioactif SDS a été suivie pour deux températures différentes (20°C et 88,3°C), une pression constante (3741Psi) et une salinité constante de 65000 ppm.

A température ambiante, avec l'augmentation du pourcentage massique du SDS de 0,01wt% à 0,05 wt%, la tension interfaciale diminue de 10 mN /m à 1,4 mN /m. Cependant, à la température du réservoir, avec l'augmentation du pourcentage massique du SDS de 0,01 wt% à 0,04 wt%, la tension interfaciale diminue de 3 mN / m à 0,4 mN / m. Ensuite, une nouvelle

augmentation du pourcentage massique du tensioactif entraîne une légère augmentation de la tension interfaciale.

V.2.3.2.L'effet de tensioactif CTAB

L'effet de la concentration de CTAB sur la tension interfaciale du système saumure / huile / tensioactif a été étudié aux températures ambiante et du réservoir, la salinité de la saumure est de 65 000 ppm et la pression de réservoir (3741 Psi).

À température ambiante, avec l'augmentation de du pourcentage massique du CTAB de 0,01 wt% à 0,02 wt%, la tension interfaciale diminue de 17 mN / m à 6 mN / m. Par la suite, le taux de réduction de la tension interfaciale ralentit

L'agent tensioactif non ionique n'a pas précipité dans la salinité de la saumure. Cette précipitation a été observée lorsque la salinité de la saumure du réservoir (1 60050 ppm).

V.3.La méthodologie

Caractérisation physico-chimique du brut par l'analyse élémentaire

Etude Paramétrique

V.3.1.L'effet de la température

On fait varier la température et on garde les autres paramètres constants tels que : la pression = 170 bar et la salinité = 314 g/l.

Après obtention des valeurs expérimentales, on trace ensuite le graphe donnant $IFT = f(T)$

V.3.2.L'effet de la pression

On fait varier la pression et on garde les autres paramètres constants tels que : la température = 120 °C et la salinité = 314 g/l.

Après obtention des valeurs expérimentales, on trace le graphe donnant $IFT = f(P)$.

V.3.3.L'effet de la salinité

Les sels utilisés sont : NaCl, Na_2CO_3 , $CaCl_2$.

Une solution mère de concentration de 320g/l est préparée et à partir de laquelle quatre solutions filles de concentration 120g/l, 170g/l, 220g/l et 270g/l sont préparées. La pression et la température sont fixées à 170 bar et 120 °C respectivement. On mesure l'IFT pour chaque solution.

Après obtention des valeurs expérimentales, on trace le graphe $IFT = f(C)$ et on répète le travail pour chaque sel.

V.3.4.L'effet du type de tension actif

Les tensioactifs choisis sont les suivants :

Le sodium dodecyl sulfate commercial, SDS, de formule chimique $C_{12}H_{25}NaO_4S$

Le lauryl méthyl esters sulfonates de sodium de synthèse [33], C_{12} – MES, de formule chimique : $C_{13}H_{25}O_2SO_3Na$,

Le myristyl méthyl esters sulfonates de sodium de synthèse [33], C_{14} – MES, de formule chimique $C_{15}H_{29}SO_5Na$,

Le palmityl méthyl esters sulfonates de sodium de synthèse [33], C_{16} – MES , de formule chimique $C_{17}H_{33}O_2SO_3Na$,

L'Alkyl benzène sulfonates de sodium commercial, LAB, de formule chimique $C_{12}H_{25}SO_3Na$.

V.3.4.1.Détermination de la valeur de HBL

V.3.5.détermination de CMC et l'IFT des tensioactifs

Préparation d'une solution mère de concentration de 10^{-2} mol/l. On prépare de cette solution sept solutions filles de concentration $8 \cdot 10^{-3}$ mol/l, $6 \cdot 10^{-3} \frac{mol}{l}$, $4 \cdot 10^{-3} \frac{mol}{l}$, $2 \cdot 10^{-3}$ mol/l ; 10^{-3} mol/l ; $8 \cdot 10^{-4}$ mol/l ; $6 \cdot 10^{-4}$ mol/l.

On mesure la conductivité pour chaque solution et on trace le graphe $\sigma = f(C)$ donnant la valeur de la CMC.

On mesure ensuite l'IFT pour chaque solution en fixant les valeurs de la température à 120 °C, de la pression à 170 bars et de la salinité à 314 g/l pour pouvoir tracer le graphique IFT = f ($[C_{TA}]$). Cette procédure est répétée pour chaque tensioactif.

Conclusion

Après recherche bibliographique, nous avons pris des connaissances dans le domaine pétrolier et des problèmes liés à la production du pétrole.

Lors de la production, l'eau pose des problèmes dans l'extraction de ce dernier, ceci nous a poussé à chercher une méthode que nous pouvons utiliser pour réduire la tension interfaciale entre l'eau et l'huile au niveau du réservoir pétrolier.

Pour résoudre ce problème nous sommes penchés sur les travaux précédents portant sur cette thématique et nous avons jugé important d'étudier comment certains paramètres tels que la pression et la température affectent la tension interfaciale entre l'eau et l'huile. On a aussi étudié comment la salinité et les tensioactifs peuvent abaisser cette tension interfaciale. Vu la situation actuelle, la partie pratique n'a pas pu être réalisée, cependant cette étude peut être complétée dans des travaux futurs.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] J. D. Claude Sallé, « Formation des gisements de pétrole: étude des phénomènes géologiques fondamentaux », Editions TECHNIP, 1976
- [2] X. B. d. L. Tour, « Le pétrole: au-delà du mythe », Editions TECHNIP, 2004
- [3] J. M. Stellman, « Encyclopédie de sécurité et de santé au travail », Volume 3, International Labour Organization, 2000
- [4] N. Mousseau, « Au bout du pétrole: tout ce que vous devez savoir sur la crise énergétique », Editions MultiMondes, 2008
- [5] P. Wuithier, « Le Petrole Raffinage et Genie Chimique », Editions Technip, 1965
- [6] J.-P. Wauquier, « Raffinage du pétrole (Le). Tome 1. Pétrole brut. Produits pétroliers.Schémas de fabrication, Editions » TECHNIP, 1998
- [7] G. Lefebvre, « Notions de chimie du pétrole », Editions TECHNIP, 1986
- [8] V. Proskurjakova, V. Proskouriakov, A. Drabkine, « La chimie du pétrole et du gaz », MIR, 1983
- [9] J.-P. WUAQUAIER, « le raffinage du pétrole tome 2 », Technip, 1994
- [10] S. Abed, S. Aggoun, «Etude de valorisation des bruts provenant des champs pétroliers Algériens,» Boumerdes, 2017
- [11] A. Lefief-Delcourt, « Le sel malin: Les bienfaits de cet ingrédient naturel sous toutes ses formes : gros, fin, blanc ou gris... », Leduc.s éditions, 2010
- [12] A. Chelghoum, F.T. Hussine, «organisent une journée d'études sur le sel et ses diverses utilisations», Boumerdes, 2000
- [13] C. Viel, «Histoire chimique du sel et des sels,» Science Tribune, 1997
- [14] L. Fourcade, « LE SEL », Artemis, 2014
- [15] E. Lefebvre, « Le sel », aris, France: Hachette et Cie, 1882

Références bibliographiques

- [16] M. J. Rosen, « Surfactants and Interfacial Phenomena », THIRD EDITION, 2012
- [17] M.-C. Martini, « Cosmétologie: BTS esthétique-cosmétique », 2eme Edition, 2008
- [18] D. Myers, « surfactant science and technology », fourth Edition, 2020
- [19] P. M. Kruglyakov, « Hydrophile - Lipophile Balance of Surfactants and Solid Particles: Physicochemical Aspects and Applications », 2000
- [20] «tensionsuperficielle.free.fr,» [En ligne]. Available: <http://tensionsuperficielle.free.fr/bulles-de-savon/>. [Accès le 26 septembre 2020].
- [21] J. BRIANT, « Phénomènes d'interface. Agents de surface: principes et modes d'action », Editions TECHNIP, 1989
- [22] T. F. Tadros, « Emulsion Science and Technology », 2009
- [23] C. Virgilio, « Caractérisation du mouillage de surfaces micro/nanostructurées par méthode acoustique haute fréquence. Application aux traitements humides dans l'industrie de la microélectronique », l'Université de VALENCIENNES ET DU HAINAUT-CAMBRESIS, 2017
- [24] D. Myers, « Surfaces, Interfaces, and Colloids: Principles and Applications », SECOND EDITION, 1999
- [25] A. Aserin, « Multiple Emulsion: Technology and Applications », 2007
- [26] R. H. Notter, « Lung Surfactants: Basic Science and Clinical Applications », 2000
- [27] S. A. F. B. To Ngai, « Particle-Stabilized Emulsions and Colloids: Formation and Applications », 2014
- [28] F. Beauchesne, «Méthodes dianalyses de controle de la qualité de sel», 1975
- [29] A. Antoine, B. Clara, C. Amandine, T. Adélaïde, «synthèse de tensioactifs, identification et caractérisation», 2019
- [30] A. Hutin, «Mesure de la tension interfaciale à l'aide de la méthode de la goutte tournante», oil and gas science and technology, 2019
- [31] K. T. B. Jiramet Jiravivitpanya, «Experiment on measurement of interfacial tension for subsurface conditions of light oil from Thailand», MATEC Web of conferences, 2017

Références bibliographiques

- [32] M. Saki, A. R. Khaz'Ali, «Influence of surfactant type, surfactant concentration, and salinity on interfacial tension of a brine/live oil/surfactant fluid system: a case study of Iranian Asmari oil reservoir», Iranian Journal of oil and gas science and technology, 2017
- [33] A. Amel, «SYNTHÈSE PHOTOCHEMIQUE DE TENSIOACTIFS À BASE DE MATIÈRE GRASSE», 2015