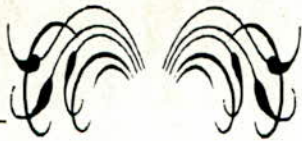


M0020/96A



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE
ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
DEPARTEMENT DE GENIE CHIMIQUE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

THESE DE MAGISTER

Présentée par : Melle MOHABEDDINE FATMA
Ingénieur d'Etat à l'ENP

ETUDE MONOGRAPHIQUE SUR LES ASPHALTENES.
CONTRIBUTION A LA RECUPERATION TERTIAIRE
DU PETROLE PAR MICROEMULSIONS.

Soutenue en Juin devant le jury composé de:

Mr. R. KERBACHI

Mme R. MAACHI

Mme F. MEZIANI

Mr. T. AHMED ZAID

Mr. C.E.CHITOUR

Professeur à l'ENP

Professeur à L'USTHB

Chargée de cours à L'ENP

Chargé de cours à l'ENP

Professeur à l'ENP

Président du Jury

Membre de jury

Membre de Jury

Membre de Jury

Rapporteur



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE
ET POPULAIRE

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE
DEPARTEMENT DE GENIE CHIMIQUE

BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

THESE DE MAGISTER

Présentée par : Melle MOHABEDDINE FATMA
Ingénieur d'Etat à l'ENP

ETUDE MONOGRAPHIQUE SUR LES ASPHALTENES.
CONTRIBUTION A LA RECUPERATION TERTIAIRE
DU PETROLE PAR MICROEMULSIONS.

Soutenue en Juin devant le jury composé de:

Mr. R. KERBACHI	Professeur à l'ENP	Président du Jury
Mme R. MAACHI	Professeur à L'USTHB	Membre de jury
Mme F. MEZIANI	Chargée de cours à L'ENP	Membre de Jury
Mr. T. AHMED ZAID	Chargé de cours à l'ENP	Membre de Jury
Mr. C.E.CHITOUR	Professeur à l'ENP	Rapporteur

REMERCIEMENTS

En premier lieu, je tiens à remercier mon directeur de thèse Monsieur le Professeur C.E. CHITOUR. En effet, si en définitive ce travail est au point, c'est grâce à l'aide permanente qu'il m'a prodiguée. Ces conseils précieux ainsi que la documentation qu'il m'a fournie m'ont guidé de façon irremplaçable. Je m'incline respectueusement devant sa modestie et son esprit scientifique.

Je voudrai exprimer ma profonde gratitude à Monsieur T. AHMED ZAID chargé de cours à l'ENP pour son aide précieuse.

Un hommage tout particulier à l'équipe du centre de calcul, qui malgré tout créait une ambiance de travail agréable. Je n'ose cependant passé sans faire le témoignage de ma reconnaissance à Karima pour, entre autres, ses innombrables secours informatiques.

Je ne saurais oublier en fin, de remercier les membres du jury qui m'ont fait l'honneur de présider ou d'examiner ce modeste travail.

TITRE :

"ETUDE MONOGRAPHIQUE SUR LES ASPHALTENES. CONTRIBUTION A LA RECUPERATION TERTIAIRE DU PETROLE PAR MICOEMULSIONS."

ملخص :

* هذا البحث متكون من جزئين هما :

- الجزء الأول منه هو عبارة عن دراسة مونوغرافية حول خواص مادة اللاسقلتان و قد مكنتنا هذه الدراسة النظرية العميقة من إيجاد العلاقة بين الخواص الترموديناميكية و الدوبان مع إهتزازات وضع السفلتان خاصة في حالة البترول الخفيف (حاسي مسعود).
- الجزء الثاني من البحث يتضمن دراسة المستحلبات في حضور المحروقات، خليطهم و البترول، و قد مكنتنا الدراسة الكيفية من تحديد مجالات تواجد اطوار و ينسور.

RESUME :

Cette recherche comporte deux parties :

- * Une partie monographique sur les propriétés des asphaltènes. Pour cela nous avons, sur la base d'une bibliographie exhaustive, monté la corrélation entre les propriétés thermodynamiques et la solubilisation avec la fréquence de dépôt des asphaltènes notamment dans les pétroles légers (Hassi-Messaoud).
- * La deuxième partie consiste en une contribution à l'étude des systèmes dispersés en présence d'hydrocarbures, de leurs mélanges et de pétroles. Une étude qualitative nous a également permis de définir les différents domaines d'existence de WINSOR.

ABSTRACT :

This reseach consists on two parts :

- * A monographic study on the asphaltenes properties. For this purpose we have, on the basis of an exhaustive bibliography, showed the relationship between thermodynamics properties and asphaltenes deposition frequency especially in light oils (Hassi-Messaoud).
- * The decond part is a contribution to study dispersed systems in presence of hydrocarbons, their mixtures and oils. A qualitative study we permitted to determine domains existence of WINSOR's phases.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE

1

PARTIE THEORIQUE

CHAPITRE I: MONOGRAPHIE SUR LES ASPHALTENES

I-1 INTRODUCTION	2
I-2 DEFINITION	2
I-3 CARACTERISATION DES ASPHALTENES	3
I-4 STRUCTURE DES ASPHALTENES	3
I-4-1 MODELE DE YEN	4
I-4-2 MODELE DE BEHAR ET VANDERBROUCKE	4
I-4-3 MODELISATION PAR ETABLISSEMENT D'UN LOGICIEL XMOL	4
I-5 MANIFESTATION DU PROBLEME DE DEPOT D'ASPHALTENES	5
I-5-1 AU VENEZUELA	6
I-5-2 EN CALIFORNIE	7
I-6 LES PARAMETRES CONSIDERES DANS L'ETUDE DES ASPHALTENES	7
I-6-1 LA FLOCCULATION	7
I-6-1-1 LES PARAMETRES INTERVENANTS DANS LA FLOCCULATION	8
I-6-1-1-1 INFLUENCE DES PARAMETRES THERMODYNAMIQUES	8
I-6-1-1-2 EFFECT DES HYDROCARBURES ALIPHATIQUES	8
I-6-1-1-3 ACTION DES IONS METALLIQUES	9
I-6-1-1-4 VARIATION DE LA COMPOSITION	9
I-6-2 LE SEUIL DE FLOCCULATION	9
I-6-2-1 PARAMETRES INFLUENCANTS LE SEUIL DE FLOCCULATION	9
I-6-2-1-1 LES PARAMETRES THERMODYNAMIQUES	9
I-6-2-1-2 LE DEBIT D'INJECTION DU FLOCCULANT	10
I-6-2-1-3 LE TEMPS	10
I-6-2-2 MESURE DU SEUIL DE FLOCCULATION	10
I-6-2-2-1 MICROSCOPIE OPTIQUE ET TEST A LA TACHE	10
I-6-2-2-2 DIFFUSION DE LA LUMIERE	10
I-6-3 LA PRECIPITATION	11
I-6-4 LA SOLUBILITE	13
I-7 LES TECHNIQUES DE SEPARATION	14
I-7-1 LA CHROMATOGRAPHIE A ECHANGE D'IONS	14
I-7-2 LA CHROMATOGRAPHIE A PERMEATION SUR GEL	14
I-7-3 LA PRECIPITATION CONTINUE	14
I-7-4 LA CONDUCTIVITE ELECTRIQUE	15
I-8 PROCEDES ACTUELS VISANT A REDUIRE LE DEPOT D'ASPHALTENES	17
I-8-1 INHIBITEURS DE PRECIPITATION	18
I-8-2 TECHNIQUES DE LAVAGE DU TUBING	18
I-8-2-1 TRAITEMENT PAR SOLVANT	18
I-8-2-2 GRATTEGE MECANIQUE	18
I-8-3 UTILISATION DU TUBING ENROBE DE PLASTIQUE	18
I-8-4 AMELIORATION DES PROCEDES DE CRAQUAGE THERMIQUE	18
I-9 CONCLUSION	19

CHAPITRE II: METHODES PHYSICO-CHIMIQUES UTILISEES POUR LA RECUPERATION DU PETROLE

II-1 INTRODUCTION	20
II-2 RAPPELS THEORIQUES SUR LE PIEGEAGE DU PETROLE	20
II-3 PRINCIPAUX PROCEDES UTILISES POUR LA RECUPERATION DU PETROLE	22
II-3-1 PROCEDES LIES A LA MISCIBILITE DE L'HUILE	22
II-3-1-1 INJECTION DE FLUIDES MISCIBLES	22
II-3-1-2 INJECTION DE FLUIDES NON MISCIBLES	23
II-3-2 PROCEDES THERMIQUES	23
II-3-3 LES METHODES CHIMIQUES	24
II-3-3-1 ACTION DES POLYMERES	24
II-3-3-2 ACTION DES TENSIO-ACTIFS	24
II-3-3-3 INJECTION DE LA SOUDE	25
II-3-3-4 CREATION DE SUBSTANCES TENSIO-ACTIVES PAR OXYDATION DES BRUTS	25
II-3-3-5 PROCEDES PHYSICO-CHIMIQUES METTANT EN OEUVRE LA FORMATION DE MICROEMULSIONS	25
II-3-3-5-1 DISTINCTION ENTRE MICROEMULSION ET AUTRES ESPECES DISPERSEES	26
II-3-3-5-2 ROLE DU COTENSIO-ACTIF	27
II-4 CONCEPT DE WINSOR	27
II-5 APPLICATION DE LA MICROEMULSION DANS LA RECUPERATION DU PETROLE	29

PARTIE EXPERIMENTALE

INTRODUCTION	31
--------------	----

CHAPITRE I: ETUDE DE LA VARIATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE DES MELANGES D'HYDROCARBURS (PETROLE BRUT)

I-1 MODE OPERATOIRE	32
I-2 PRESENTATION DES BRUTS UTILISES	32
I-3 TRACES GRAPHIQUES DONNANT LA VARIATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE EN FONCTION DE LA CONCENTRATION DU TENSIO-ACTIF A DIFFERENTES TEMPERATURES	34
I-3-1 COMMENTAIRES	36
I-4 EQUATIONS DONNANT LA VARIATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE EN FONCTION DE LA CONCENTRATION DU TENSIO-ACTIF A DIFFERENTES TEMPERATURES	36
I-4-1 COMMENTAIRE	41

CHAPITRE II: ETABLISSEMENT DE DIAGRAMMES DES PHASES DES HYDROCARBURES PURS ET MELANGES D'HYDROCARBURES

II-1 MODE OPERATOIRE	42
II-2 RESULTATS ET INTERPRETATIONS	43
II-2-1 COMMENTAIRES	72
II-2-1-1 INFLUENCE DE LA SALINITE A TEMPERATURE DONNEE ET UN TEMPS ADEQUAT	72
II-2-1-2 INFLUENCE DE LA TEMPERATURE POUR UNE SALINITE DONNEE ET UN TEMPS ADEQUAT	72
II-2-1-3 INFLUENCE DU TEMPS DE MISE EN CONTACT	72
II-2-2 ETUDE DU DOMAINE D'EXISTENCE DES DIFFERENTS SYSTEMES	73
II-2-2-1 COMMENTAIRES	75

CHAPITRE III: ETABLISSEMENT EXPERIMENTAL DE DIAGRAMMES PSEUDO-TERNAIRES

III-1 MODE OPERATOIRE	77
III-2 PRESENTATION DES BRUTS UTILISES	77
III-3 RESULTATS	78
III-3-1 COMMENTAIRES	127
III-3-2 COMMENTAIRES	134

CHAPITRE IV: FORMULATION D'EMULSIONS ET DE MICROEMULSIONS

IV-1 MODE OPERATOIRE	135
IV-1-1 PARTIE I	135
IV-1-2 PARTIE II	135
IV-1-2-1 ANALYSE DES PHASES AQUEUSES	136
IV-1-2-2 RESULTATS	136
IV-1-2-3 COMMENTAIRES	137
IV-1-2-3-1 INFLUENCE DE LA QUANTITE DE TENSIO-ACTIF	137
IV-1-2-3-1-1 COMMENTAIRES	144
IV-1-3 PARTIE III	145
IV-1-3-1 ANALYSE DES PHASES AQUEUSES	145
IV-1-3-1-1 COMMENTAIRES	148
IV-2 INTERPRETATIONS GENERALES	148
IV-2-1 PARTIE I	148
IV-2-2 PARTIE II	149
IV-2-3 PARTIE III	149
IV-3 ANALYSE DES PHASES AQUEUSES	149
CONCLUSION	150
BIBLIOGRAPHIE	

NOTATIONS

- Q_{max}: Solubilité maximum d'asphaltènes dans un mélange aromatique saturé à une certaine température et pression.
- V_a et V_l: Volumes molaires de l'asphaltène et du solvant respectivement.
- R: Constante de BOLTZMAN.
- T: Température.
- O_a et O_l: Solubilités de l'asphaltène et du solvant respectivement.
- O_{ar} et O_{sat}: Solubilités de l'asphaltène et du solvant respectivement.
- f_a, f_{ar}, f_{sat}: Concentration de l'asphaltène, aromatique et saturé respectivement.
- K: Conductivité.
- K_x: Conductivité normalisée.
- IR: Infra-rouge.
- RMN: Résonance Magnétique Nucléaire.
- RX: Rayon X.
- SM: Spectrométrie de masse.
- BTX: Benzène, Toluène et Xylène.
- ΔP: Différence de pression capillaire.
- r₁, r₂: rayons de courbure.
- ΔG_M: Energie libre de formation de la microémulsion.
- ΔG_i: Energie libre interfaciale.
- ΔG_D: Energie libre d'interaction goutte-goutte.
- ΔG_E: Entropie d'interaction résultant du procédé de dispersion.
- CCM: Concentration critique micellaire.
- WI: Système de dispersion de type WINSOR I.
- WII: Système de dispersion de type WINSOR II.
- WIII: Système de dispersion de type WINSOR III.
- WIV: Système de dispersion de type WINSOR IV.
- n: Indice de réfraction.
- d: Densité.
- PA: Point d'aniline.
- TS: Tension superficielle.
- K: Facteur de caractérisation de WATSON Kuop.
- T_c: Température critique.
- S: Specific gravity.
- T_{eb}: Température d'ébullition.
- H_c: Hydrocarbure (huile).
- SL: Système laiteux.
- SE: Structure éponge.
- O: Opaque.
- DDBzSNa: Dodécylbenzène Sulfonate de Sodium.
- TA: Tensio-actif.



INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole reste la source d'énergie la plus sollicitée, du fait d'une part de la facilité de son utilisation et d'autre part de l'évolution de la pétrochimie qui a fait que le pétrole a été utilisable dans divers domaines. Néanmoins, la production du pétrole se trouve affectée par plusieurs contraintes qui apparaissent depuis son extraction de la roche réservoir jusqu'à son passage dans les tubings pour enfin jaillir à la surface. Le présent travail est une contribution à l'étude des mécanismes du piégeage et à une meilleure compréhension des méthodes de récupération.

Ce travail comprendra deux parties:

- Une première partie purement théorique consiste en une monographie de l'étude des asphaltènes, substances polycondensées qui peuvent occasionner des bouchages dans les puits de pétrole.
- Une deuxième partie plus importante concernera après une revue bibliographique, l'étude analytique de l'influence des tensio-actifs sur la tension superficielle des hydrocarbures, leurs mélanges et le pétrole. Plusieurs paramètres seront étudiés: concentration du tensio-actif (sa nature et la température) d'abord dans le cas des systèmes (hydrocarbures-tensio-actifs), ensuite pour des mélanges d'hydrocarbures et enfin pour des pétroles bruts de différentes densités.

Nous étudierons enfin le cas des microémulsions et nous tenterons de définir les conditions opératoires de récupération pour différents pétroles algériens.

I- MONOGRAPHIE SUR LES ASPHALTÈNES

I-1 INTRODUCTION:

Depuis son démarrage dans différentes parties du monde, la production du pétrole s'est trouvée affecter par un problème de bouchage ou de colmatage des équipements de surface dû à la présence de substances qui présentent des analogies avec la boue et qu'on désigne sous le nom général d'asphaltènes.

Le problème de dépôt d'asphaltènes dans le tubing de production a été signalé déjà dans les années quarante (1). Ce problème est quasi universel et touche la majorité des puits des pays producteurs de pétrole.

Du point de vue économique les pertes financières résultant de ce colmatage des puits sont très importantes, pour un puits débitant à 30000 barils/jour la perte est de l'ordre de 500000 dollars/jour s'il est totalement bouché: (un baril=16,5 dollars).

Ce bouchage des puits par les asphaltènes concerne plusieurs puits dans notre pays, à Hassi-Messaoud. Les asphaltènes existent dans le pétrole brut lourd, leur présence conduit à un nombre de problèmes technologiquement sévères; citons le problème de dépôt d'asphaltènes dans les puits, tubings et pipelines...(2).

En fait, les asphaltènes ont tendance sous l'action de facteurs physiques à flocculer du fait de leur nature colloïdale d'où le problème de dépôt qu'il engendre. De plus le reconditionnement coûte aussi très cher; enfin la sévérité du problème diffère considérablement d'un puits à un autre car cela dépend de plusieurs facteurs tels que: le contenu et le type d'asphaltènes, la température et la pression au point de bulle.

La sévérité du problème de dépôt d'asphaltènes a donné lieu à plusieurs centaines de travaux depuis 1945 jusqu'à présent (1,2,3). Nous citerons dans le cadre de ce travail les principales conclusions de l'étude des asphaltènes.

I-2 DEFINITION:

L'asphaltène est chimiquement défini comme une fraction pétrolière, pouvant provenir soit d'un pétrole brut, du liquide du charbon (4) ou d'un schiste bitumineux, insoluble dans le normal-heptane (norme Française), ou dans le normal-pentane (norme Américaine) mais soluble dans certains solvants aromatiques comme: le benzène le toluène et le xylène... (2,5,6,7). Les asphaltènes existent dans la majorité des pétroles bruts en pourcentages différents, cependant aucune particule d'asphaltènes n'est normalement observée dans l'huile brute du fait de la peptisation de la structure des asphaltènes par différents types de résines quand elles existent en quantités suffisantes (2). Les résines sont donc considérées comme agent peptisant pour les asphaltènes car elles sont très polaires, et donc attirées par les noyaux d'asphaltènes chargés. Les résines se concentrent autour de la surface des asphaltènes formant ainsi une couche protectrice. Les asphaltènes et les résines ensemble peuvent être appelés micelles. L'addition d'une quantité suffisante d'un flocculant (n-paraffine) conduit à une destruction partielle ou totale de la micelle qui finit par une flocculation irréversible des asphaltènes (5,8).

Le terme général qu'on donne aux asphaltènes et aux résines est "ASPHALT". D'autre part le nom d'asphaltènes s'associe souvent à celui des kérogènes. BEHAR et VANDERBROUCKE (9) admettent que les asphaltènes seraient des kérogènes à un stade d'évolution correspondant au début de la formation de l'huile puisque c'est là où ils sont plus abondants. Le kérogène étant alors une matière organique provenant des sédiments et qui reste insoluble dans les solvants organiques usuels (Durand, 1980). Le kérogène peut aussi être considéré comme un ensemble de molécules organiques complexes qui se sont formées à partir de restes d'organismes ayant échappé au cycle biologique du carbone.

Ce qu'il faut préciser c'est que les asphaltènes ne possèdent pas une famille propre à eux puisque les asphaltènes sont définis et classés selon la normale paraffine utilisée pour leur précipitation, nous parlerons alors "d' ASPHALTENES d' HEPTANE "ou " d' ASPHALTENES de PENTANE " et aussi "d' ASPHALTENE d' HEXANE" (9,10).

I-3 CARACTERISATION DES ASPHALTENES:

La caractérisation des asphaltènes peut se résumer par les points suivants:

- 1- Les asphaltènes peuvent provenir d'un :
 - Pétrole brut.
 - Charbon liquéfié.
- 2- Les asphaltènes sont des composés de couleur noire brillante.
- 3- Le poids moléculaire des asphaltènes est très élevé environ (1000000 uma).
- 4- Les asphaltènes bouent à partir de 550°C.
- 5- Les asphaltènes sont définis de différentes façons:
 - Les asphaltènes sont des composés insolubles dans les n-paraffines et solubles dans certains solvants aromatiques: benzène, toluène...
 - Les asphaltènes seraient des kérogènes à un stade d'évolution correspondant à la formation de l'huile, selon certains auteurs.
 - Les asphaltènes sont définis selon le n-alcane dans lequel ils flocculent.
 - Les asphaltènes seraient des produits d'oxydation des résines alors que les résines seraient des produits d'oxydation de l'huile.
- 6- Les asphaltènes possèdent une charge intrinsèque positive ou négative selon l'huile à partir de laquelle ils ont été extraits.
- 7- Les résines jouent le rôle d'agent peptisant des asphaltènes. Attirées par les noyaux des asphaltènes, elles forment une couche protectrice autour des asphaltènes.
- 8- Les asphaltènes et les résines existent dans l'huile dans un état polydispersé.

Toutes ces informations sont incomplètes pour connaître les asphaltènes, dont la variété est aussi importante que les méthodes utilisées pour les isoler.

I-4 STRUCTURE DES ASPHALTENES:

La structure des asphaltènes demeure peu connue en dépit de l'évolution des techniques d'analyse conventionnelles. En effet ces techniques permettent de renseigner sur l'existence probable d'hétéroatomes et des composés cycliques (naphténo-aromatiques). Pour la détermination de ces composés on utilise, respectivement, l'analyse élémentaire et la RMN (3,14). Cependant, l'établissement de la structure détaillée et réelle des asphaltènes semble être un horizon difficile à atteindre. A cet effet plusieurs modèles ont été proposés, dont les plus répandus sont:

I-4-1 MODELE DE YEN (15-18):

Ce modèle a été proposé vers les années 1960-1970. YEN proposa des niveaux de sous structure (figure 1).

- Le feuillet: C'est l'unité de base, composée de polyaromatiques condensés comportant des hétéroatomes et supportant des chaînes aliphatiques.
 - La particule: Elle est constituée d'un empilement de 3 à 4 feuillets par association moléculaire.
 - La micelle: La micelle est obtenue par regroupement de quelques particules.
 - L'agglomérat: L'ensemble de particules et de micelles peut former un agglomérat.
- Différentes liaisons assurent la cohésion entre les différentes structures et sous structures:
- La liaison donneur ----> accepteur.
 - La liaison "hydrogène".
 - La liaison de covalence entre substituants aliphatiques des feuillets.
 - La liaison dative entre les métaux (Ni et V) et les parties aromatiques hautement saturées.
 - Forces de Van der Waals.

I-4-2 MODELE DE BEHAR ET VANDERBROUCKE (9):

Cette modélisation se base sur l'origine et le degré d'évolution des kérogènes et des asphaltènes; Ceci en admettant que les asphaltènes seraient des kérogènes au stade d'évolution correspondant à la formation de l'huile. Les asphaltènes ont une structure très voisine de celle des kérogènes; Seulement dans le cas des asphaltènes, il y a moins de proportions d'hétéroatomes, de plus la taille moyenne des domaines polyaromatiques est plus faible.

Ce qu'il faut préciser, c'est que les modélisations de YEN et de BEHAR-VANDERBROUCKE sont bidimensionnelles et sous forme de "dessins"; Ce sont des couches ou des lamelles dont le diamètre est de l'ordre de 3 à 5 nm. La forme des couches serait allongée avec une longueur de 5nm et une largeur de l'ordre de 1 à 1.2 nm (9,13).

I-4-3 MODELISATION PAR ETABLISSEMENT D'UN LOGICIEL XMOL:

Pour tenir compte de la réalité tridimensionnel des macromolécules d'asphaltènes et de kérogènes, un nouveau logiciel XMOL fut proposé par: FAULON, VANDERBROUCKE, BEHAR, DRAPIER et ROMERO (19). Ce logiciel permet de prédire et de construire dans un espace tridimensionnel la structure des macromolécules en l'occurrence les asphaltènes. Cette prédiction se base sur des données mémorisées sous forme de bibliothèque regroupant des groupements moléculaires (domaines cycliques, chaînes aliphatiques...). La méthode de prédiction automatique des structures permet l'intégration de nouvelles données dans la bibliothèque. Mis à part la bibliothèque, la prédiction se base aussi sur un système d'équation de structure qui permet de définir la topologie du squelette carboné, sa résolution permet d'obtenir la liste des groupes moléculaires et celle des liaisons intergroupes. Toute nouvelle information atomique génère une nouvelle équation de mesure et supprime une équation d'hypothèse. En tout cas avec le développement du nouveau logiciel XMOL, les molécules modélisées ont une conformation plus réaliste.

Ce qu'il faut noter c'est que toutes ces modélisations bien qu'elles ne donnent pas la structure réelle des asphaltènes permettent cependant de donner une idée globale sur la structure détaillée des

asphaltènes qui sont des composés très complexes. Des recherches plus poussées dans ce domaine seront toujours nécessaire afin de donner des résultats plus convaincants qui contribueront à résoudre le problème de dépôt d'asphaltènes.

- A - particule
- B - micelle
- C - agglomérat
- D - liaison faible
- M - atome métallique
- P - porphyrine

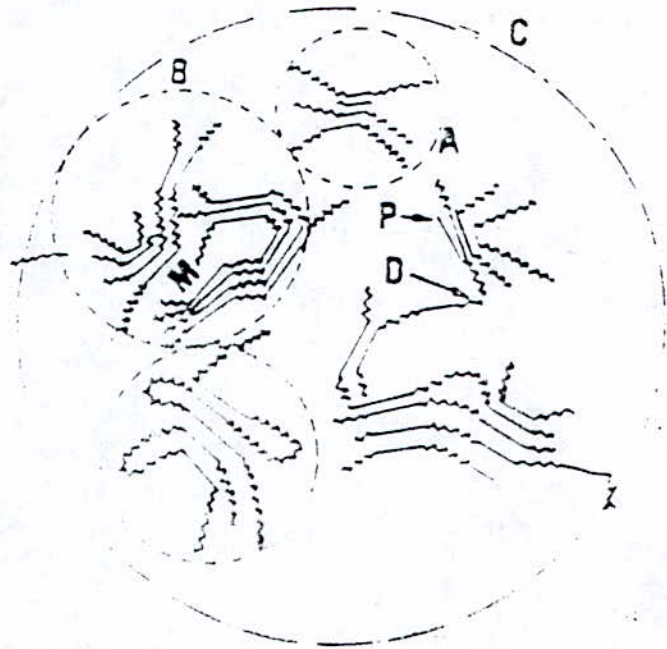


FIGURE N°1: STRUCTURE DES ASPHALTENES SELON LA REPRESENTATION DE YEN (15-18).

I-5 MANIFESTATION DU PROBLEME DE DEPOT D'ASPHALTENE:

Le problème de dépôt d'asphaltènes se manifeste de différentes façons dans les différents puits producteur de pétrole. Les études réalisées sur site (2,3,20,21), révèlent qu'en général le dépôt d'asphaltènes se situe au dessous du point de bulle à une hauteur limitée. C'est le cas d'un des champs de Hassi-Messaoud (ALGERIE) (figure 2), dont les caractéristiques sont:

- La densité = 0.814
- % d'asphaltènes: 0.062 en poids.

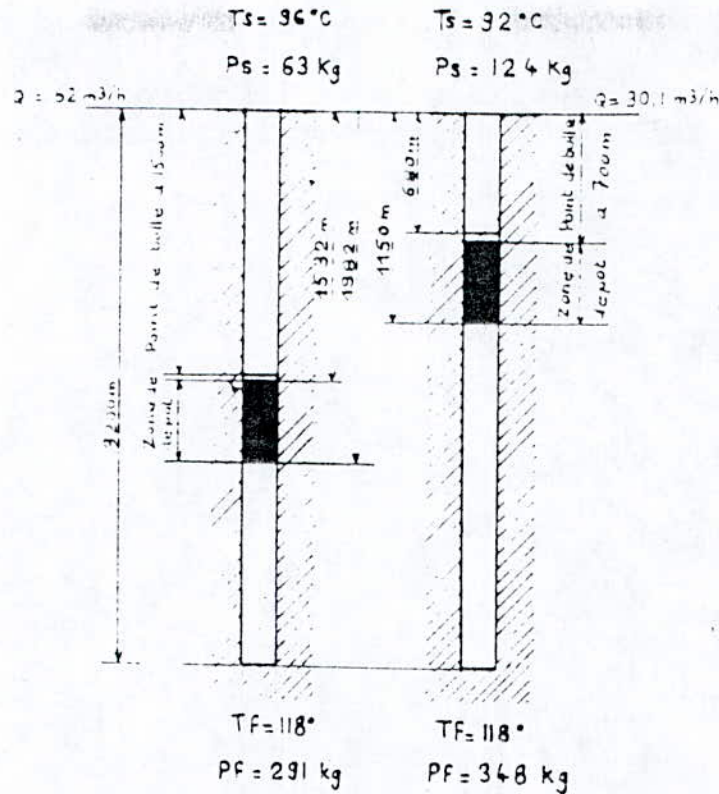


FIGURE N°2: ZONE DE DEPOT D'ASPHALTENES DANS UN Puits SUIVANT LES CONDITIONS DE PRODUCTION (13.20.21).

Bien que son contenu en asphaltènes soit faible, le dépôt d'asphaltène dans ce champ pose un sérieux problème nécessitant des lavages fréquents par solvants ou des grattages mécaniques.

Le dépôt d'asphaltènes dans ce champ de Hassi-Messaoud se situe au dessous du point de bulle comme le montre la figure 2. Ceci s'explique par le fait qu'au point de bulle, les hydrocarbures légers aliphatiques commencent à s'échapper et le pétrole brut perd ainsi des éléments susceptibles de faire précipiter les asphaltènes. Après le point de bulle, la phase liquide solubilise mieux les asphaltènes (20). En outre, nous constatons dans le cas de ce champ les dépôts commencent à partir d'une certaine hauteur. Ceci pourrait être dû:

- à une variation des paramètres thermodynamiques (température, pression) puisque une augmentation de la température et/ou une diminution de la pression entraînerait la précipitation des asphaltènes.
- à la présence d'ions métalliques dans la composition du brut (Fe 1ppm; Al 0.05ppm, Ca 0.5ppm et V 0.1ppm).

D'après la figure 2, nous constatons que la pression marque une nette diminution depuis le fond du puits jusqu'au sommet et en même temps la température a diminué. Ce qui amène à penser que la pression serait le paramètre déterminant dans le champ de Hassi-Messaoud.

I-5-1 AU VENEZUELA:

Dans les champs de Boscan et Mata-Acema:

Le champ de Boscan produit des huiles lourdes, sa densité est de 0.4°API. Il contient 17.2 % d'asphaltènes et 29 % de résine et jusqu'à présent aucun problème de dépôt n'a été signalé. Le champ de Mata-Acema bien qu'il ne contienne que 0.4 à 9.8 % d'asphaltènes, le problème de dépôt d'asphaltènes existe et pose de sérieux problèmes en relation avec la production. Cependant, le champ de Boscan

pourrait contenir soit, des substances qui empêchent les asphaltènes à flocculer nous pensons aux 29 % de résine, soit que ses propriétés physiques sont responsables de la non flocculation. Cependant les deux paramètres peuvent jouer dans le même sens et empêcher le dépôt d'asphaltènes (3,5).

I-5-2 EN CALIFORNIE:

Dans le champ du Ventura, les dépôts ont lieu durant la récupération primaire et secondaire de l'huile et dans ce champ on peut constater une diminution de la pression depuis, le fond jusqu'au point de bulle de 8.50 à 4.00 psig (3,5).

I-6 LES PARAMETRES CONSIDERES DANS L'ETUDE DES ASPHALTENES:

I-6-1 LA FLOCCULATION:

Il est admis depuis N.J.NELLENSTEY (22) que les asphaltènes sont composés de particules colloïdales. Le centre de celles-ci est constitué de molécules très condensées, entourées de molécules plus légères servant de peptisant (21). La flocculation intervient lorsque le pouvoir solubilisant du milieu solvant vis-à-vis du produit lourd devient insuffisant et se traduit par un passage des fractions lourdes de l'état d'agglomérat (diamètre=200°A) à l'état de grains de précipité (diamètre=3 μ m) (23). Ce passage ou encore cette évolution de la flocculation peut être observée grâce à des clichés réalisés par la microscopie optique dont le principe est le suivant (23). C'est une technique qui permet de suivre la formation et la croissance des agrégats dans des solutions flocculées, en d'autre termes suivre l'évolution de la flocculation au cours du temps. Les clichés sont obtenus à l'aide d'un appareil photographique adaptable à la microscopie, ces clichés sont digitalisés avec un système d'analyse d'images puis analysés sur un ordinateur. Les résultats que donne cette technique révèlent que la taille des agrégats augmente très rapidement avec le temps pour aboutir à la formation d'un gel (figure 3) (23).

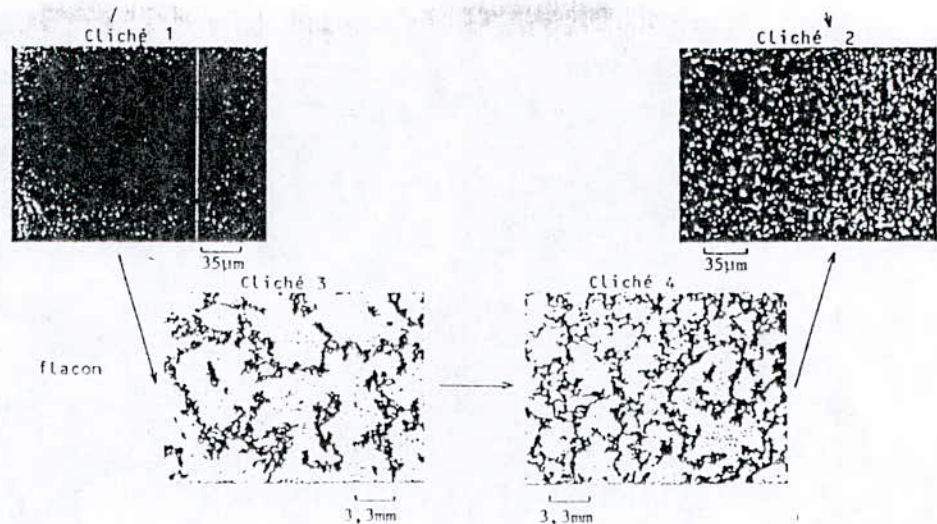


FIGURE N°3: EVOLUTION DE LA FLOCCULATION PAR MICROSCOPIE OPTIQUE (23).

FIGURE N°3: EVOLUTION DE LA FLOCCULATION PAR MICROSCOPIE OPTIQUE (23).

I-6-1-1 LES PARAMETRES INTERVENANT DANS LA FLOCCULATION:

I-6-1-1-1 INFLUENCE DES PARAMETRES THERMODYNAMIQUES:

Les paramètres thermodynamiques qui interviennent de façon importante dans le mécanisme et la formation de la floculation sont la pression et la température, chacun d'eux agit de façon inverse par rapport à l'autre vis-à-vis de la floculation c'est à dire que si une diminution de la pression favorise la floculation, au contraire une élévation de la température favorise la solubilité du fait que la solubilité est l'inverse de la floculation. De plus, les études précédentes (3,8,20,21) sur le dépôt d'asphaltènes dans les tubings ont montré que le dépôt se produit au dessous du point de bulle confirmant une stabilité minimale juste au dessous de la pression au point de bulle.

I-6-1-1-2 EFFET DES HYDROCARBURES ALIPHATIQUES:

L'addition d'un hydrocarbure aliphatique dans une huile contenant des asphaltènes, permet la précipitation de ces derniers d'où leur floculation puisque le milieu devient moins aromatique (8,21).

I-6-1-1-3 ACTION DES IONS METALLIQUES:

En présence de composés à ions métalliques, en particulier les chlorures métalliques ($FeCl_3$), les asphaltènes ont tendance à flocculer rapidement (14,21) par le biais du mécanisme suivant: On laisse agir le chlorure métallique sur le brut pendant 24 heures à une température choisie, la solution est soumise à centrifugation et le précipité récupéré est lavé à l'hexane afin de chasser les résines qui sont solubles dans ce solvant contrairement aux asphaltènes. Ces derniers seront ainsi récupérés.

I-6-1-1-4 VARIATION DE LA COMPOSITION:

La variation de la composition du fluide du réservoir influe sur la formation du précipité. Si des quantités significatives d'hydrocarbures de masse moléculaire faible sont dissoutes dans la phase liquide, la solubilité de cette phase diminue et les précipités d'asphaltènes risquent de se former (24).

I-6-2 LE SEUIL DE FLOCCULATION:

Le seuil de flocculation est défini comme la quantité minimale de solvants (n-alkane) qu'il faut ajouter à une quantité déterminée de produit pétrolier pour provoquer le début de la flocculation (25). En conséquence, le seuil de flocculation des flocculants serait positif, alors que celui des solubilisants serait négatif.

Le seuil de flocculation a pour but de:

- a) Tester l'efficacité des additifs inhibiteurs de flocculation car si l'addition d'un additif conduit à une élévation du seuil de flocculation, nous pourrions dire alors que cet additif est efficace.
- b) Mesurer la compatibilité de deux produits qui vont se trouver mélangés dans un même stockage. C'est à dire que si le seuil de flocculation d'un mélange de deux produits est positif, cela nous permet de dire que ces deux produits sont compatibles.

I-6-2-1 PARAMETRES INFLUENCANTS LE SEUIL DE FLOCCULATION:

Le seuil de flocculation dépend de plusieurs paramètres en l'occurrence: Les paramètres thermodynamiques, débit d'injection du flocculant et le temps:

I-6-2-1-1 LES PARAMETRES THERMODYNAMIQUES:

Les paramètres thermodynamiques agissent sur le seuil de flocculation d'une manière inverse en comparaison avec la flocculation c'est à dire que quand la flocculation est favorisée, le seuil de flocculation diminue et vis-versa (23,25).

Pour parler de l'influence des paramètres thermodynamiques sur le seuil de flocculation, il faudra revenir à l'influence de ces paramètres sur la flocculation puisque par définition le seuil de flocculation est la quantité minimale d'un flocculant provoquant la flocculation. Cependant, si une augmentation de la

température et/ou une diminution de la pression favorise la floculation, dans ces conditions il n'est pas nécessaire d'utiliser une quantité importante de floculant pour provoquer la floculation d'où un seuil de floculation minimum. Dans le cas contraire le seuil de floculation sera maximum.

I-6-2-1-2 LE DEBIT D'INJECTION DU FLOCULANT:

Le débit d'injection du floculant est lié à la cinétique de la floculation. Qualitativement, quand le débit d'injection du floculant est faible, les micelles et agglomérats sont proches de leur taille d'équilibre; ainsi le seuil de floculation apparent sera proche du seuil de floculation vrai. Inversement lorsque le débit d'injection du floculant est élevé; les collisions entre les micelles et agglomérats nécessaire pour atteindre l'état d'équilibre ont un certain retard. Le seuil de floculation apparent sera donc plus élevé que le seuil de floculation réel (23,25).

I-6-2-1-3 LE TEMPS:

Le temps est un paramètre déterminant dans la mesure du seuil de floculation puisque le seuil de floculation mesuré après écoulement d'un temps "t" (environ des mois) est quantifié de réel par contre le seuil de floculation mesuré instantanément, il est dit apparent. Les seuils de floculation réels sont inférieurs aux seuils de floculation apparents. Ceci est en conformité avec le principe de la floculation qui évolue au cours du temps (23,25).

I-6-2-2 MESURE DU SEUIL DE FLOCULATION:

Le seuil de floculation peut se mesurer par différentes techniques. Initialement, les techniques utilisées étaient: L'essai à la tâche et La microscopie optique, on utilise aussi La diffusion de la lumière. Le principe de ces techniques est le suivant:

I-6-2-2-1 MICROSCOPIE OPTIQUE ET TEST A LA TACHE:

La détermination des seuils de floculation est effectuée par observations au microscope optique ou par test à la tâche. On dit qu'il y a floculation lorsque la solution présente, au microscope optique en lumière normale, des entités précipitées noires sur fond clair ou que la tâche obtenue par dépôt sur papier filtre d'une goutte du mélange à étudier est non uniforme (présence d'une auréole). Les observations au microscope optique sont réalisées dans une "cellule Hellma" d'épaisseur 0.2 mm et les tests à la tâche avec du papier filtre Durieux pour filtration lente (23,25).

I-6-2-2-2 DIFFUSION DE LA LUMIERE:

La diffusion de la lumière est une technique récente et remplace les techniques conventionnelles du test à la tâche et de la microscopie optique du fait que ces techniques présentaient les inconvénients suivants: Manque de progressivité, difficulté dans l'automatisation des résultats ce qui entraîne des

erreurs dans des résultats non déduits dans les mêmes conditions expérimentales (25). Les mesures de la diffusion de la lumière sont effectuées à l'aide d'un appareillage comprenant un laser Krypton ionisé et une cuve de diffusion Malvern thermostatée au centième de degré. L'échantillon est placé dans une cuve à l'intérieur d'un tube cylindrique, il reçoit un faisceau très fin de lumière de diamètre de l'ordre de 30 μ m. La détection de la lumière diffusée est réalisée à l'aide d'un photomultiplicateur Marlen monté sur un goniomètre. L'angle q entre le faisceau incident du laser et l'axe du photomultiplicateur peut varier de 25° à 140°. Le signal est transmis à un compteur de photons qui affiche la valeur de l'intensité totale diffusée. Des courbes d'étalonnage quantitatives peuvent être élaborées, mais elles sont d'un monument délicat.

I-6-3 LA PRECIPITATION:

La précipitation des asphaltènes est utilisée comme méthode de séparation et d'isolation des asphaltènes à partir du brut. Il est donc clair que la préparation des échantillons d'asphaltènes se fait par précipitation. Les asphaltènes sont précipités dans des normales paraffines puisqu'ils sont solubles dans ces hydrocarbures. Les normales paraffines utilisées en général sont: le n-pentane, le n-héptane, le n-décane, seulement le n-pentane semble donner le meilleur rendement (Figures 4,5) puisque la quantité précipitée diminue quand le nombre de carbone augmente (26).

On définit aussi le potentiel de précipitation puisque cette notion permet de prévoir, à partir d'un nombre d'essais, si la dilution d'un produit pétrolier lourd par une certaine quantité d'un diluant pur ou d'un mélange de diluants provoquera ou non la précipitation des asphaltènes. De plus, les potentiels de précipitation permettent de classer les différents diluants selon leur aptitude à faire précipiter ou stabiliser les asphaltènes. De ce fait, le classement des diluants en précipitants et solubilisants est selon l'échelle suivante (Figure 4) (25). Cette échelle est valable à une température et une pression données, il serait possible de la déduire à une autre température et pression.

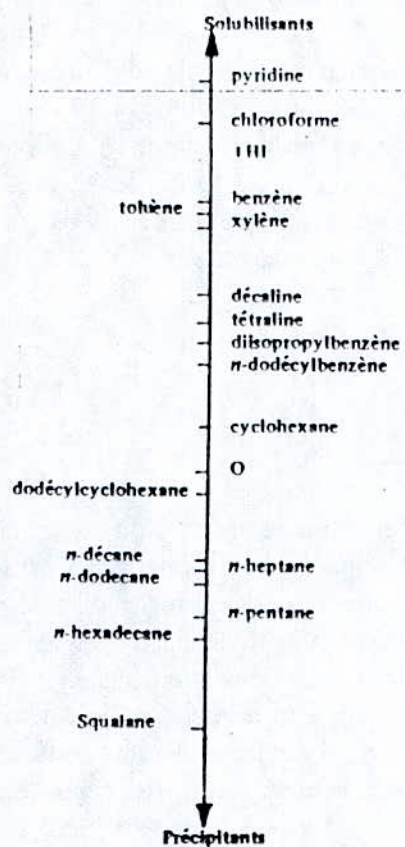


FIGURE N°4: ECHELLE DE FLOCCULANTS ET SOLUBILISANTS (25).

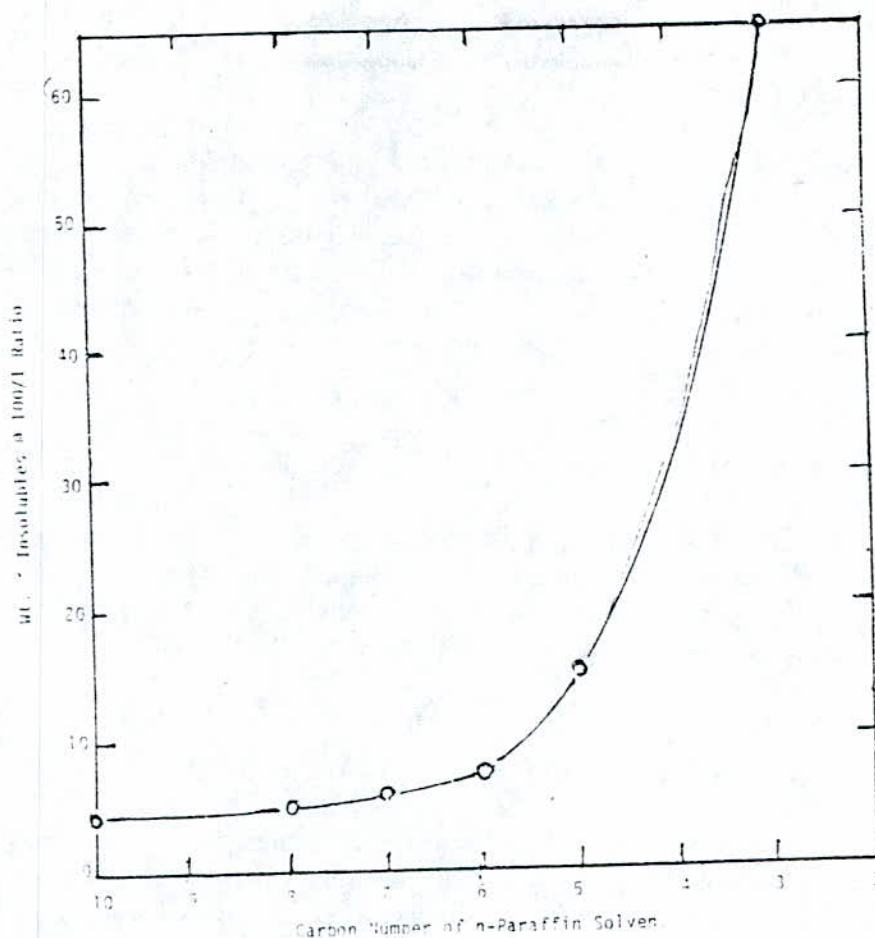


Figure N°5: VARIATION DE LA QUANTITE PRECIPITEE EN FONCTION DU NOMBRE DE CARBONE(10).

I-6-4 LA SOLUBILITE:

La solubilité est un facteur important dans l'étude des asphaltènes puisque par définition les asphaltènes sont solubles dans certains solvants aromatiques tels que: Le benzène, le toluène et le xylène. Mais insolubles dans les normales paraffines en particulier: Le n-heptane, le n-pentane, le n-décane et le n-hexane. En fait, la solubilité agit dans le sens inverse de la floculation, la solubilité de l'asphaltène diminue considérablement avec l'augmentation de la pression jusqu'au point de bulle et le comportement s'inverse après ce point et l'asphaltène devient plus soluble. Certains chercheurs se sont intéressés de près à ce paramètre. HIRSCHBERG (27) a proposé un modèle thermodynamique sur la solubilité des asphaltènes dans l'huile brute:

En négligeant l'effet des résines sur la solubilité, HIRSCHBERG propose:

$$Q_{\max} = \exp(V_a/V_l) - 1 - (V_a/RT)(O_a - O_l)^2 \quad (1)$$

Où

V_a et V_l : Volumes de l'asphaltène et du solvant respectivement.

Q_{\max} : est la solubilité maximale d'asphaltènes dans le mélange aromatique saturé à une certaine température et pression.

Dans ce modèle la solubilité dépend des concentrations des aromatiques et des saturés. Ce facteur est représenté dans l'équation (1) par O_l

$$O_l = (f_a \cdot O_{ar}) / (f_{ar} + f_{sat}) + (f_{sat} \cdot O_{sat}) / (f_{ar} + f_{sat}) \quad (2)$$

où:

$O_a - O_l$: La différence entre les solubilités de l'asphaltène et du solvant.

Sachant que les concentrations des saturés et des aromatiques peuvent être déterminées en utilisant les techniques chromatographiques et en même temps les volumes molaires d'asphaltènes et du solvant peuvent être estimés. O_a pourra être donc calculé à partir de l'équation (1).

Le paramètre important de l'équation (1) est $(O_a - O_l)$. Si cette quantité s'approche de zéro, l'asphaltène sera complètement soluble dans le solvant et vis-versa.

I-7 LES TECHNIQUES DE SEPARATION:

La séparation ou l'isolation des asphaltènes de la fraction mère se fait généralement par le biais de deux méthodes l'une physique basée sur la solubilité, il s'agit de la précipitation par les normales paraffines (Voir le paragraphe précédent) et l'autre chimique, basée sur l'éluion, c'est la chromatographie. Dans ce cas deux types de chromatographie sont utilisés:

I-7-1 LA CHROMATOGRAPHIE A ECHANGE D'IONS:

Cette technique permet de séparer les acides et les bases, elle permet aussi de démontrer que dans l'asphaltène les molécules, micelles et agglomérats à dominance acide ou basique préexistent (13,26,28,29) et ce en utilisant la chromatographie à échange d'anions pour séparer les acides et la chromatographie à échange de cations pour séparer les bases.

I-7-2 LA CHROMATOGRAPHIE A PERMEATION SUR GEL:

Cette technique permet le fractionnement des asphaltènes en fractions moins complexes (26,28,29,30) et de déterminer la distribution de la taille moléculaire des asphaltènes.

I-7-3 LA PRECIPITATION CONTINUE:

Il existe en fait, une nouvelle méthode assez récente et qui vient rendre plus efficace la séparation des asphaltènes par précipitation. Cette technique est appelée "Précipitation continue" et comme son nom l'indique, cette technique assure la précipitation continue des asphaltènes. C'est à dire que le flocculant ainsi que l'huile d'alimentation utilisés sont ajoutés d'une manière continue. Le flocculant est distillé et recyclé vers le récipient de précipitation pour être réutilisé (Figure 6). Cette technique permet de même de réduire la quantité de flocculant utilisé puisque dans les méthodes conventionnelles des rapports de 1/40 ou 1/50 (pour un gramme d'huile d'alimentation, il faudra 40 ou 50 ml de flocculant selon que la norme soit Américaine ou Française) sont utilisés pour précipiter de très faibles quantités d'asphaltènes. Exemple avec une huile résiduelle contenant 10 % d'asphaltènes, il est nécessaire d'utiliser 4 litres d'heptane pour isoler 10 grammes d'asphaltènes. La précipitation continue donne des rendements reproductibles et les analyses du produit sont identiques à un niveau de confiance de 95 % relativement aux asphaltènes isolés par une technique de précipitation conventionnelle (11).

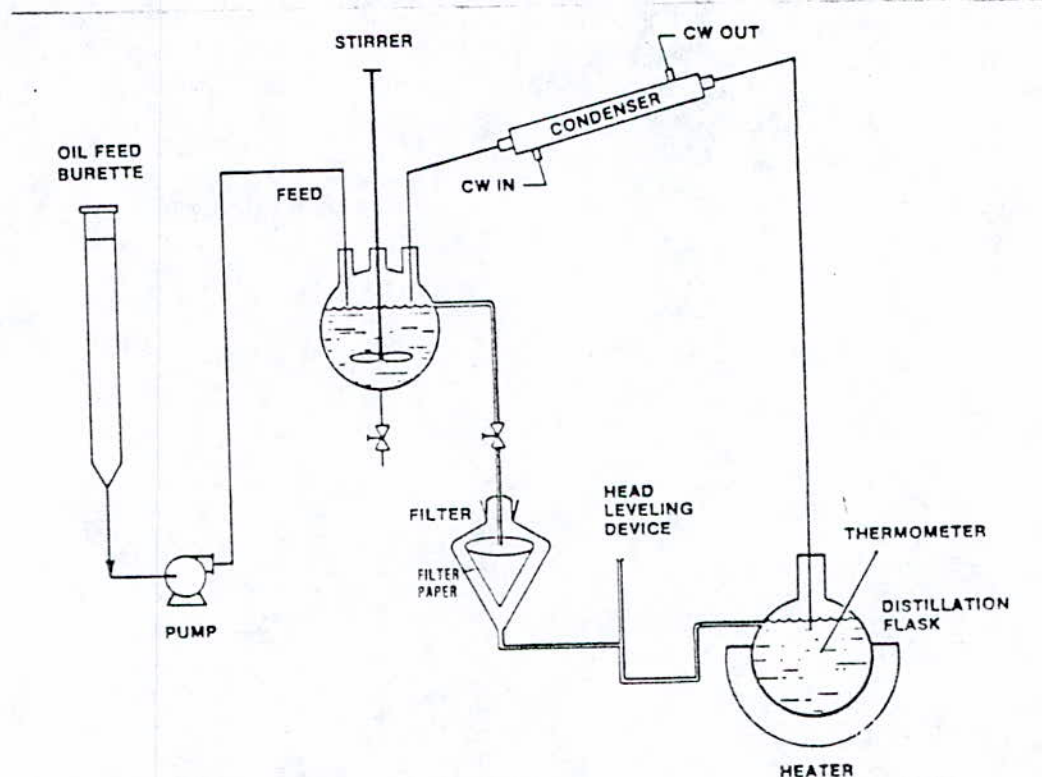


FIGURE N°6: PRECIPITATION CONTINUE (11)

I-7-4 LA CONDUCTIVITE ELECTRIQUE:

Plusieurs techniques expérimentales ont été utilisées pour déterminer le début de la précipitation et la quantité précipitée en l'occurrence: La transmission de la lumière, la tension interfaciale et les analyses gravimétriques. Seulement, ces techniques s'avèrent difficiles et compliquées d'une part et d'autre part non fiables pour travailler dans les conditions du réservoir.

Les asphaltènes contiennent plusieurs hétéroatomes dont le soufre, l'azote, l'oxygène, le vanadium et le nickel. De plus des moments dipolaires de molécules existent dans certaines molécules des fractions asphaltiques, c'est ainsi que LICHAA ET HERRARA (1975) ont montré qu'à travers deux électrodes il existe un champ électrique et dans le cas où ces électrodes sont immergées dans le pétrole, cela conduirait à une migration ou à une déposition des molécules d'asphaltènes sur l'une des deux électrodes. Ceci implique que les entités précipitées possèdent une charge, d'où l'idée d'utiliser la conductivité électrique pour l'étude des asphaltènes. PER.FOTLAND, HILDE.ANFINDSEN et FINN.H.FADNES (31) ont effectué des mesures par conductimétrie et ont utilisé les analyses gravimétriques et microscopiques pour vérifier les résultats obtenus par conductimétrie.

Les mesures de la conductivité se font à l'aide d'une cellule de conductivité qui est constituée de cylindres concentriques, les électrodes sont électrolytiquement recouvertes d'une couche d'or. La constante de la cellule est déterminée par la mesure de la capacitance de l'air (c). La valeur absolue de la constante de la cellule peut varier selon l'assemblage de la cellule. Les mesures de la constante de cellule se font toujours en priorité par rapport à l'usage spécifique des mesures de la précipitation. Les

cellules sont connectées à un ballon de dilution via le tubing, l'huile est alors pompée par une pompe à partir du ballon de dilution à la cellule et puis retournée au ballon. Le mélange est assuré par un agitateur magnétique, tout le mélange est placé dans un bain d'air stabilisé à 0.1°C. La figure 7 donne la variation de la conductivité de pétroles A; B; C; D en fonction du pourcentage en poids du pentane. Les courbes de dessous représentent la conductivité alors que celles du dessus représentent la conductivité normalisée Kx qui est définie par:

$$Kx=K/x \quad (3)$$

où

x est la fraction massique de l'huile dans la solution qui est proportionnelle à celle des asphaltènes.

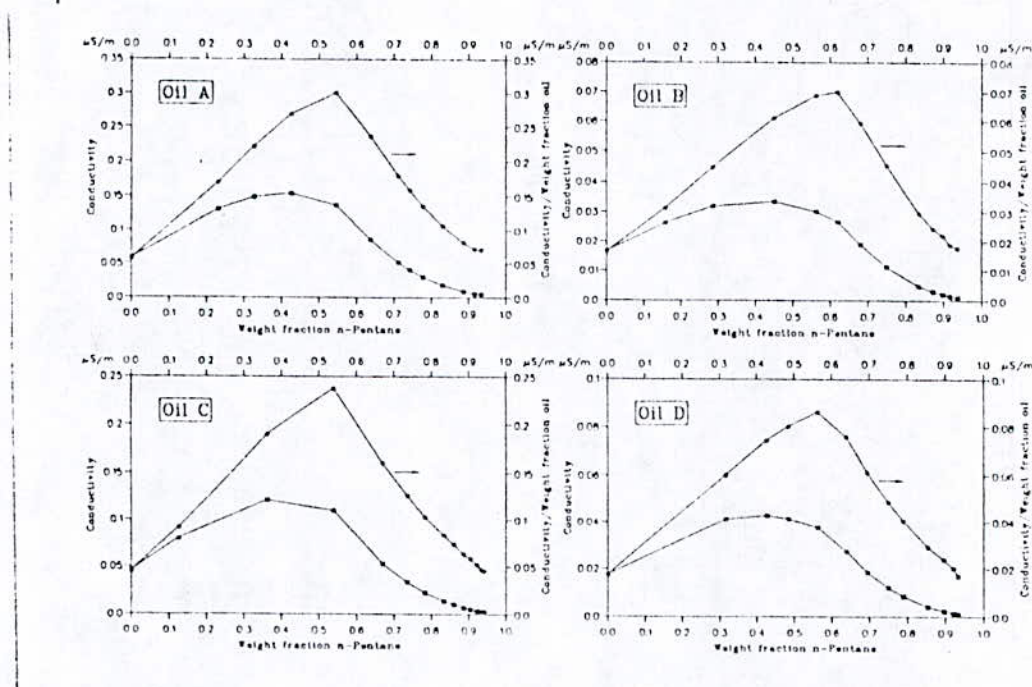


FIGURE N°7: VARIATION DE LA CONDUCTIVITE ELECTRIQUE EN FONCTION DU POURCENTAGE EN POIDS DU NOMBRE DE CARBONE. (31).

D'après la figure 7, la conductivité montre une augmentation initiale avec l'addition du pentane puis la courbe passe par un maximum. Après ce maximum, la courbe décroît jusqu'atteindre la conductivité zéro correspondant au pentane pur. Le maximum dans ces courbes représente le point d'attaque de la précipitation des asphaltènes. Pour estimer la quantité précipitée, une fonction décrivant la conductivité sans précipitation est nécessaire, cette fonction peut être estimée par l'extrapolation de la courbe avant la précipitation jusqu'au point du pentane pur où la conductivité est nulle. La technique de conductivité fut testée en utilisant l'hexane ou l'heptane comme précipitant et il fut noté que le point d'attaque de la précipitation augmente avec le nombre de carbone.

En conclusion, on peut dire que la conductivité électrique est considérée comme un paramètre valable et important pour la caractérisation de la fraction d'asphaltènes et les conclusions qui peuvent être données dans ce cas se résument dans les points suivants:

- La quantité précipitée peut être déduite à partir de la courbe de la conductivité.
- Les résultats obtenus par la conductivité électrique peuvent être vérifiés par les analyses microscopiques ou gravimétriques (31).

En résumé les techniques utilisées pour l'analyse des asphaltènes sont données dans le tableau N°1.

TABLEAU N°1: PANORAMA DES TECHNIQUES UTILISEES.

N°	TECHNIQUES D'ANALYSES	RENSEIGNEMENTS FOURNIS	RESULTATS
1	Analyse élémentaire.	Nombre et nature des atomes de C, H, N, S, O.	Valeurs moyennes C: 80-86%; H: 7.3-9.4%; N: 0-3%; S: 0-9%; O: 1-9%.
2	IR.	Existence de groupements fonctionnels ou de liaisons chimiques.	OH, C-H, C=O, CO C=C.
3	RMN (H^1 et C_{13}). (32)	Existence de carbone et d'hydrogène aliphatiques et aromatiques.	Mesure qualitative et/ou quantitative.
4	RX	Degré d'organisation des asphaltènes.	Représentation de Yen.
5	SM	Localisation des positions des hétéroatomes des différents fragments à partir d'une molécule d'asphaltène.	
6	Taumométrie: Différence de tension de vapeur entre le solvant et la solution.	Détermination de la masse moléculaire des asphaltènes.	Environ 100000 uma
7	Microscopie optique réalisée dans une cellule HELMA d'épaisseur 0, 2mm	<ul style="list-style-type: none"> • Suivre l'évolution du phénomène de floculation. • Détermination du seuil de floculation. 	Figure N°3. Apparition d'entités précipitées noires sur fond clair.
8	Essai à la tâche sur papier filtre.	Détermination du seuil de floculation.	Non uniformité d'une goutte du mélange posé sur papier filtre (présence d'une auréole).
9	Diffusion de la lumière.	Détermination du seuil de floculation.	Mesure de l'intensité de lumière diffusée.
10	Chromatographie à échange d'ions.	Séparation des acides et des bases.	Analyse des spectres.
11	Chromatographie sur gel perméable.	Fractionnement des asphaltènes.	Analyse des spectres.
12	Précipitation continue.	Préparation des échantillons.	Ajout continu de l'huile et du floculant.
13	Méthodes de récupération conformes aux normes.	% d'asphaltènes.	
14	Conductivité électrique.	Détermination de la quantité précipitée.	

I-8 PROCÉDES ACTUELS VISANT A REDUIRE LE DEPOT D'ASPHALTENES:

Il existe plusieurs procédés permettant de réduire le dépôt d'asphaltènes dans les différents puits dont les plus importants sont:

I-8-1 INHIBITEURS DE PRECIPITATION D'ASPHALTÈNES:

Plusieurs inhibiteurs ont été testés, il est intéressant de noter que certains inhibiteurs ont un effet inverse à certaines doses. Il est donc recommandé d'obtenir l'optimum du dosage nécessaire à partir du test pilote d'un puits (2,21).

I-8-2 TECHNIQUES DE LAVAGE DU TUBING:

I-8-2-1 TRAITEMENT PAR SOLVANT:

Il s'agit de l'introduction de solvants aromatiques dans le pétrole brut afin de dissoudre les asphaltènes, le solvant le plus utilisé est le toluène. Cette technique n'est pas très utilisée car elle est onéreuse (2).

I-8-2-2 GRATAGE MECANIQUE:

Cette technique utilise le tubin roulé et le moteur hydraulique pour gratter le dépôt pendant que l'eau est pompée comme un fluide circulant. C'est la technique la plus utilisée bien qu'elle présente des limitations sur la pression empêchant d'opérer dans les puits très bouchés (5).

I-8-3 UTILISATION DE TUBING ENROBE DE PLASTIQUE :

Tous les tubings utilisés dans les puits profonds sont enrobés de plastique avec un mince film de résine epoxy. Cette procédure sert principalement à:

- Réduire la chute de pression.
- Créer une surface lisse qui pourrait empêcher l'asphaltène d'adhérer au tubing. (2)

I-8-4 AMÉLIORATION DES PROCÉDES DE CRAQUAGE THERMIQUE :

Il s'agit de l'amélioration des procédés thermiques dans le raffinage des coupes pétrolières riches en résines et asphaltènes dans le brut en réduisant leur viscosité. Cette technique trouve son application chez les raffineurs producteurs de fuel. La qualité et le degré de conversion sont générés par l'addition d'additifs appropriés en l'occurrence: Les solvants aromatiques jouant le rôle de donneurs d'hydrogène et les additifs sulfurés opérant comme générateurs de radicaux libres. Ces derniers agissent sur le degré de conversion, ils offrent une plus grande conversion mais une mauvaise stabilité du fuel résiduel. Les donneurs d'hydrogène quand à eux agissent de façon inverse puisqu'ils offrent une meilleure stabilité du fuel. Il est cependant préférable d'utiliser les deux additifs simultanément, seulement cela ne résoud pas le problème de la stabilité du fuel. Pour pallier ce problème on a pensé à améliorer l'efficacité du transfert d' H_2 au sein de la phase liquide dans le cas des solvants aromatiques et ceci grâce à une mise en oeuvre d' H_2 fortement activé par l'emploi de composés métalliques à base de: Mo, Fe, Ni, Co et V. Cette procédure a fait l'objet d'un projet en cours de réalisation en France (34).

I-9 CONCLUSION:

Cette monographie sur les asphaltènes ne saurait être exhaustive, elle dénote cependant la complexité du problème; nous avons volontiers écarté le point de vue thermodynamique (P,V,T) la littérature étant pauvre dans ce domaine. Comme axes possibles de travail nous proposons les suivants:

- 1- Choix d'autres solvants de précipitation en l'occurrence: un mélange de deux à trois flocculants en proportion différentes.
- 2- Utilisation de la coupe B,T,X pour la dissolution des asphaltènes.
- 3- Utilisation de sels $MgCl_2$; $FeCl_3$ pour la précipitation des asphaltènes.
- 4- Utilisation d'un mélange contenant un flocculant et un solubilisant pour l'étude du rapport de force vis à vis de l'asphaltène par mesure du seuil de floculation.
- 5- Inhibition de la précipitation des asphaltènes (ajout de tensio-actifs).
- 6- Etude conductimétrique des asphaltènes dans des solvants à différentes constantes diélectriques.
- 7- Utilisation de la précipitation en continu.

II- METHODES PHYSICO-CHIMIQUES UTILISEES POUR LA RECUPERATION DU PETROLE

II-1 INTRODUCTION:

Bien que le prix du pétrole ait connu une diminution ces dernières années, cela ne reflète en rien la situation réelle que vit l'exploitation du pétrole, puisque depuis son exploitation, seulement un tiers est extrait du sous-sol et donc la plus grande partie (les deux tiers) se trouve piégée dans les gisements. Pour remédier à cette situation qui fait des pays producteurs de pétrole les plus grands perdants vis à vis de cette richesse naturelle, de nombreuses recherches ont été menées dans le sens d'une récupération nettement plus améliorée.

Les techniques adoptées jusqu'à présent permettent de gagner quelques pourcents de pétrole récupéré (injection d'eau, de gaz) notamment, pour les puits où en plus des problèmes de piégeage, la pression d'extraction est faible au fur et à mesure de l'épuisement des gisements.

II - 2 RAPPELS THEORIQUES SUR LE PIEGEAGE DU PETROLE:

Le piégeage du pétrole est souvent lié à la façon dont il est extrait ainsi que de la constitution des gisements car ces derniers sont formés après rassemblement des hydrocarbures naturels, huile et gaz dans des roches sédimentaires.

L'huile brute est contenue dans les pores des roches réservoirs silicieuses ou alcalines, rendues solides par un ciment argileux. Sachant que le pétrole migre à partir de la roche mère vers le haut, il s'arrête quand il est bloqué au sommet par une couche imperméable constituée généralement d'argile. En effet, avant d'arriver au sommet le pétrole se trouve piéger entre deux couches: une au dessus c'est le gaz et l'autre au dessous c'est l'eau (1,2), l'ensemble est sous pression. Dans les pièges de type structural (figure 1) (1,2), la pression est de $1 \text{ kg/cm}^2/10\text{m}$ et la température augmente de $1^\circ\text{C}/30\text{m}$, un puits de type Hassi-Messaoud a une pression de 300kg/m^2 et de 120°C , cette pression permet au pétrole de jaillir spontanément au début de l'exploitation du puits et on appelle cette opération "la récupération primaire" (1,2,3-5). Néanmoins dès que cette pression devient faible pour empêcher le brut d'atteindre la surface, le problème de récupération surgit.

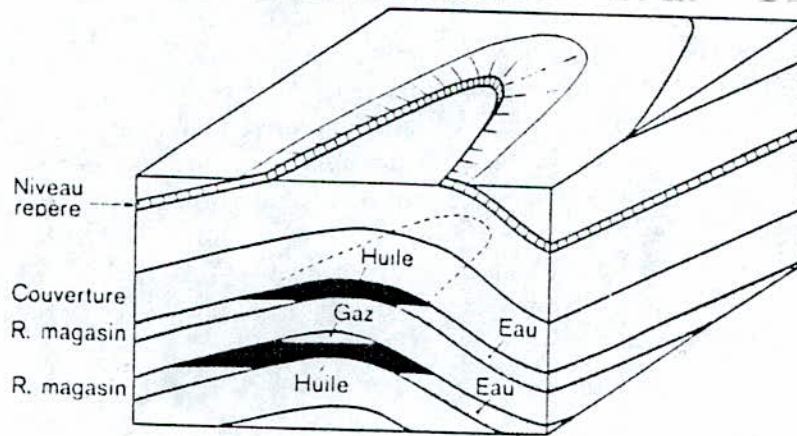


FIGURE N°1: PIEGE DE TYPE STRUCTURAL.

Nous avons illustré le mécanisme de piégeage du pétrole par le schéma simple de deux capillaires de tailles différentes en parallèle (figure 2) (2,4). Il sera utile de définir ce qu'on appelle la pression capillaire qui n'est autre qu'une différence de pression existant de part et d'autre de chaque interface. Pour ce faire, nous avons assimilé ce mécanisme de piégeage du pétrole à celui de l'ascension d'un liquide dans un tube capillaire (6).

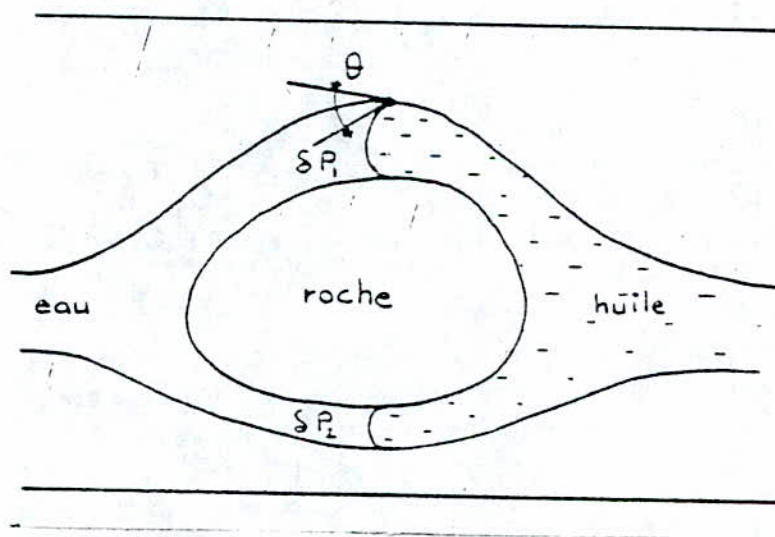


FIGURE N° 2: REPRESENTATION SCHEMATIQUE DU PIEGEAGE DU PETROLE.

La différence de pression capillaire entre les deux capillaires vaut:

$$\Delta P = \delta p_1 - \delta p_2 = 2\gamma \cos\theta (1/r_1 - 1/r_2) \quad (1)$$

Cette différence de pression capillaire, nous permet d'expliquer le piégeage du pétrole en sachant qu'en général les pores sont très petits (de l'ordre du μm), la différence de pression Δp est très inférieure aux pressions capillaires qui s'opposent à l'avancement de l'eau dans les pores. Lorsque l'huile, sous la poussée de l'eau est chassée de l'un des capillaires, le gradient de pression entre l'entrée et la sortie des deux capillaires chute brusquement et l'huile contenue dans le deuxième capillaire reste piégée (4).

Le piégeage est par ailleurs conditionné par la nature de la roche et les deux paramètres qui interviennent sont: La porosité qui est en fait liée au volume des roches et leur géométrie (capacité de stockage du brut dans les alvéoles). La perméabilité qui elle est liée au débit, c'est à dire à la quantité de liquide qui peut être extraite.

II-3 PRINCIPAUX PROCEDES UTILISES EN RECUPERATION ASSISTEE DU PETROLE:

Dans la situation où la récupération primaire connaît ses limites (diminution du débit), on fait appel aux méthodes de récupération secondaires et tertiaires. Les principales sont les suivantes:

II-3-1 PROCEDES LIES A LA MISCIBILITE DE L'HUILE:

II-3-1-1 INJECTION DE FLUIDES NON MISCIBLES:

Le principe de cette méthode consiste à injecter de l'eau sous pression dans des puits dits d'injection afin de pousser le pétrole vers la surface. Cette opération porte le nom de "récupération secondaire" (1,2).

Le but de l'injection de fluides non miscibles réside dans le fait que ces fluides permettent de maintenir la pression du réservoir lorsque l'énergie d'expansion des fluides et de la roche devient insuffisante pour assurer un débit de production satisfaisant (3). Cette technique est largement utilisée, néanmoins le problème de récupération du pétrole n'est pas pour autant résolu et ceci du fait d'un nombre d'obstacles que rencontre ce procédé à savoir:

- La nécessité de faire appel à des puits d'injection.
- L'eau présente une mobilité (aptitude à se déplacer en milieu poreux) supérieure à celle de l'huile.
- Le rapport de viscosité entre l'eau et l'huile semble être déterminant ce qui fait que les fluides ne peuvent pas emprunter le même chemin.

Pour toutes ces raisons et d'autres, qui sont liées à des phénomènes plus complexes telles que les effets de capillarité qui existent dans les milieux poreux, que des techniques nouvelles ont vu le jour. Nous faisons allusion à:

II-3-1-2 INJECTION DE FLUIDES MISCIBLES:

Le principe de ce procédé repose sur le fait que dans certaines conditions les hydrocarbures légers ou le gaz carbonique CO₂ peuvent former avec le pétrole un mélange homogène. Cette technique trouve son application en Algérie dans les puits de Hassi-Messaoud où on injecte chaque jour 30 millions de m³ de gaz de méthane sous une pression de 420 bars (1,3).

Le fluide injecté doit présenter une miscibilité en toute proportion du pétrole mais cela nécessite des conditions thermodynamiques assez complexes liées à la pression et à la composition du brut qui restent des paramètres difficilement maîtrisables. Ajouter à tout cela le prix du gaz à injecter qui est cher.

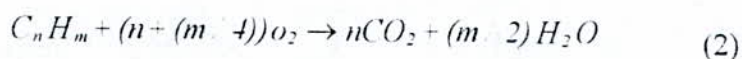
II-3-2 PROCEDES THERMIQUES:

Le principe des procédés thermiques consiste à augmenter la température des fluides afin de les rendre plus visqueux (1,3,4,7), la température dans ce cas varie entre 250°C et 600°C, en procédant de deux manières:

- Injection de la vapeur.
- Combustion souterraine (in situ).

Concernant la première technique (injection de la vapeur) celle-ci trouve son application dans certains pays: USA, Canada et le Venezuela. L'injection de la vapeur peut se faire dans les puits réservés à l'injection à partir desquels elle pousse l'huile vers les puits de production. Dans le cas de l'injection de la vapeur dans les puits de production, on procède par cycles puisque la vapeur est injectée durant quelques jours voire quelques semaines jusqu'à ce que la vapeur se condense et ainsi la vapeur dégagée se propage à l'intérieur du puits et permet cependant au pétrole d'être soutiré (1,3,7). Dans le cas de l'injection de la vapeur dans les puits d'injection, cette technique vient succéder à la première puisqu'elle arrive à atteindre des zones plus étendues.

En ce qui concerne la combustion in situ, une partie de l'huile est brûlée grâce à un front de combustion provoqué par l'injection continue d'un comburant, généralement l'air, dans le gisement sous pression adéquate. La réaction mise en jeu dans ce cas est:



La combustion peut se faire soit à co-courant, où le gaz et le front de combustion progressent dans le même sens, ou alors à contre-courant. Il est possible d'associer à l'injection de l'air l'eau dans une proportion telle que le front de combustion ne s'éteigne pas et dans ce cas la combustion est dite "humide". Le rôle de l'eau consiste à augmenter la récupération de l'énergie dans la zone déjà balayée par la combustion (1).

En conclusion, bien qu'elles soient d'une utilité considérable et contribuent d'une manière intéressante dans l'amélioration de la récupération assistée du pétrole, les méthodes thermiques ne sont pas très utilisées et ce vu les conditions contraignantes ainsi que les équipements de surface encombrants et volumineux et chers que cela engendre.

II-3-3 LES METHODES CHIMIQUES:

Ce sont de nouvelles méthodes qui consistent à injecter une eau améliorée par addition de produits chimiques (polymères, tensio-actif) à l'eau de gisement (4).

II-3-3-1 ACTION DES POLYMERES:

Afin de réduire les effets de:

- La mouillabilité excessive de l'eau dans les gisements.
- Le piégeage capillaire du pétrole.

Il est recommandé d'associer à l'injection de l'eau des additifs à base de produits chimiques susceptibles de rendre l'eau plus visqueuse. Les additifs qui peuvent répondre à ces exigences sont les polymères hydrosolubles de poids moléculaire élevé (les polycrylamides partiellement hydrolysés ou les biopolymères de type polysaccharides).

La mise en oeuvre de ce procédé sur chantier consiste en l'injection d'abord de la solution polymère dans le gisement avec un volume d'environ 30% du volume poreux à drainer (1,3,4,8).

L'inconvénient majeur que présente l'injection de polymères, mis à part leur prix élevé, réside dans le fait qu'ils sont des produits fragiles du fait de leur dégradabilité aux températures élevées et leur sensibilité à l'action de l'oxygène et des bactéries (1).

II-3-3-2 ACTION DES TENSIO-ACTIFS:

Les agents de surface proposés sur le marché sont nombreux, ils appartiennent essentiellement à deux grandes familles:

- Les composés anioniques (sulfonates, carboxylates).
- Les composés non anioniques (alcools, phénols, acides oxyéthylés) (4).

L'utilisation des tensio-actifs a pour but de diminuer la tension superficielle afin de réduire le piégeage de l'huile dû aux forces capillaires (3).

En effet, les tensio-actifs permettent d'abaisser la valeur de la tension superficielle d'une manière notable (de l'ordre de 1 dyne/cm) (3). Néanmoins cela ne permet pas de rendre l'huile piégée mobile, il faudra alors diminuer d'avantage la valeur de la tension superficielle jusqu'à des valeurs de 10^{-2} à 10^{-3} dynes/cm. De telles valeurs sont actuellement accessibles par l'utilisation, dans des conditions appropriées, de sulfonates de pétrole brut (9).

Les résultats encourageants des études de laboratoire ont permis d'envisager l'utilisation du procédé d'injection de tensio-actif sur champ. Seulement, au cours de sa migration dans un réservoir, le bouchon de tensio-actif injecté pour déplacer l'huile résiduelle est susceptible de diminuer son efficacité (10) et ceci est dû à:

- La précipitation du tensio-actif par des cations plurivalents issus des argiles ou d'autres minéraux présents.
- l'adsorption sur la roche.

II-3-3-3 INJECTION DE LA SOUDE:

L'injection de la soude peut être considérée comme un cas particulier de la récupération assistée par injection de tensio-actif (4). La soude ajoutée à l'eau injectée ne réagit chimiquement au contact de l'huile à déplacer que si celle-ci contient des constituants acides. Ces produits (généralement des acides gras ou leurs esters) sont alors neutralisés aux interfaces sous forme de sels de sodium tensioactif de structure analogue aux savons (11). La teneur en acide des huiles brutes s'exprime de manière courante par l'indice d'acide, défini par le nombre de milligramme de potasse nécessaire à la neutralisation d'un gramme de brut (mgKOH/g). L'efficacité d'un traitement à la soude dépend de la nature des huiles brutes à déplacer, il est nécessaire que la teneur en acides carboxyliques soit suffisante, la valeur minimale retenue en dessous de laquelle aucun résultat positif n'est à espérer est de l'ordre de 0.5 mgKOH/g (4).

II-3-3-4 CREATION DE SUBSTANCES TENSIOACTIVES PAR OXYDATION DES BRUTS:

Nous avons constaté dans le paragraphe précédant que la teneur des huiles brutes en acides carboxylique doit être supérieure à 0.5 mgKOH/g pour que l'injection de la soude soit efficace. De ce fait, il est possible d'obtenir des substances tensioactives après injection de la soude. Seulement comme la plupart des bruts ont un indice d'acide trop faible, il sera donc nécessaire d'augmenter cet indice en créant des fonctions acides carboxyliques. Ceci est rendu possible en injectant avec la soude un oxydant approprié tel que l'hypochlorite de sodium ou le carbonate de sodium (4,8).

II-3-3-5 PROCEDES PHYSICO-CHIMIQUES METTANT EN OEUVRE LA FORMATION DE MICROEMULSIONS:

L'étude des microémulsions date de quelques années, elle est donc récente (12). Différentes approches expérimentales ont été utilisées dans le but de rassembler le maximum de détails et d'informations sur les caractéristiques structurales des microémulsions (13-17). En effet, la définition de la microémulsion est restée pendant longtemps un sujet de controverse, RODOWALD (18) en 1928 fut le premier à utiliser ce terme puis il y a eu McBAIN (19) et SCHULMAN (20,21). D'autres appellations ont été proposées dans le souci de souligner la nature colloïdale (22-23) de ces systèmes; il s'agit de "Emulsions micellaires" (24) et "Solutions micellaires" (25,26). Quoiqu'il en soit, la microémulsion sera simplement définie comme étant une dispersion transparente et stable d'hydrocarbure, eau (contenant ou pas des électrolytes) et de composés amphiphiles (tensio-actif et cotensio-actif) (27-28).

Le domaine des microémulsions est assez complexe qui nécessite plus de recherches car concernant la structure des microémulsions, il est admis (1,2,6) que la majorité des microémulsions sont constituées d'agrégats sphériques d'huile dans l'eau (H/E) ou l'inverse (E/H). Ces agrégats ont des diamètres très faibles compris entre 10nm et 50nm (29-33).

II-3-3-5-1 DISTINCTION ENTRE MICROEMULSIONS ET AUTRES ESPECES DISPERSEES

La distinction entre microémulsions et les émulsions conventionnelles ou macroémulsions semble être clair. D'un point de vue thermodynamique, les microémulsions peuvent être stables cinétiquement pendant longtemps (12). D'autre part, ce qu'on appelle microémulsions (systèmes chimiques contenant: huile, eau ou solution saline, tensio-actif et éventuellement le cotensio-actif) apparaît comme une composition stable thermodynamiquement avec un temps de séjours infini et ce en supposant que certains facteurs restent constants tels que la composition, la température et la pression (12).

En effet, les macroémulsions ont généralement des diamètres minimum de 100 à 1000 nm signifiant qu'il est question de systèmes presque troubles ou opaques alors que les microémulsions ont des diamètres des gouttes de 50 nm et moins. Comme ces particules sont beaucoup plus faibles que la longueur d'onde de la lumière visible, elles apparaissent cependant transparentes ou légèrement bleutées.

En résumé, l'aspect des différentes dispersions est donné dans le tableau N°1:

TABLEAU N°1: ASPECT DES DISPERSIONS

ASPECT DE LA DISPERSION	EXEMPLE DE DISPERSION	DIAMETRE MOYEN DES PARTICULES		
		Micron $10^{-6}m$	Nanomètre $10^{-9}m$ (nm)	Angström $10^{-10}m$ (°A)
Visible à l'ocil nu	Suspension argileuse	500 μ	500 000	-
Limite du visible	Empois d'amidon	100 μ	100 000	-
Opaque laiteux	Lait	10 μ	10 000	-
Laiteux très blanc	Lait homogène	1 μ	1 000	10 000
Laiteux bleuté	Limite de l'émulsion	0.1 μ	100	1 000
Transparent bleuté	Microémulsion,	50 m μ	50	500
Opalescent	Microémulsion	10 m μ	10	100
Transparent	Solution micellaire	2-6 m μ	2-6	20-60

Ces remarques sont obtenues après utilisation de plusieurs méthodes (diffraction des rayons X, diffusion de la lumière, ultracentrifugation et microscopie électronique). De plus, d'autres types de structures ont été proposés telles que les structures biscontinues (34-38).

RUCKENSTEIN et coll (39-42) ont tenté de quantifier la thermodynamique de formation de la microémulsion, la stabilité et la taille optimale de la goutte. Leur analyse décompose l'énergie libre de formation de la microémulsion ΔG_M en la variation dans l'énergie libre interfaciale ΔG_I , l'énergie d'interaction goutte-goutte ΔG_D et la variation d'entropie résultant du procédé de dispersion ΔG_E . La somme globale des trois constituants énergétiques, nous permet de déterminer quand la formation de la microémulsion se produit. Si ΔG_M est négative, la dispersion spontanée conduit à la formation de la goutte dont le rayon est déterminé par la valeur minimale de ΔG_M . En plus, du fait qu'elle nous permet de prédire la formation de la microémulsion et la taille optimale de la goutte, la méthode de RUCKENSTEIN et coll (39-42) peut être utilisée pour déterminer si le résultat sera un système huile dans l'eau ou l'eau dans l'huile et aussi la fraction volumique à laquelle l'inversion de phase se produit.

Sachant que la dispersion spontanée de la phase liquide dans une autre peut se produire seulement si la tension superficielle entre les deux phases est si faible que l'effet d'entropie dû au processus de dispersion ΔG_E sera en mesure de dominer l'énergie totale du système. Bien que beaucoup de tensioactifs peuvent affaiblir la tension interfaciale entre l'huile et l'eau, aussi des facteurs comme la formation de la micelle, les limites de solubilité et la saturation interfaciale prévoient quand on atteint les valeurs faibles nécessaires pour la formation de la microémulsion. Pour les tensioactifs ioniques en particulier, la nature du groupement en tête conduit à la formation de films interfaciaux plutôt rigides qui limitent la mobilité du tensioactif dans le film et la courbature qui peut être obtenue dans la région interfaciale. L'addition d'un cotensio-actif souvent un alcool ou une amine à longueur de chaîne courte ou moyenne peut servir à réduire la rigidité du film interfacial et à augmenter l'adsorption à l'interface.

D'après l'équation de GIBBS (43), la tension superficielle ou interfaciale d'un système γ est égale (approximativement) à la quantité de matière active superficielle préférentiellement adsorbée à l'interface par:

$$\gamma = -\sum_i \sigma_i RT \delta (\ln C_i) \quad (3)$$

avec

σ_i : Concentration superficielle du constituant i .

C_i : Concentration du constituant i .

A partir de l'équation (3), il est clair que l'adsorption positive de n'importe quelle matière à l'interface résulte de l'abaissement de la tension superficielle. La valeur maximum de σ_i obtenue est souvent limitée par la solubilité et la CCM (concentration micellaire critique), cependant seulement quelques systèmes peuvent produire des faibles valeurs de σ_i nécessaires pour la dispersion spontanée.

II-3-3-5-2 ROLE DU COTENSIO-ACTIF:

Si une plus forte adsorption à l'interface est nécessaire, l'addition d'une matière qui peut surmonter les aspects négatifs d'un système tensioactif constituant-seul peut aboutir au résultat désiré. Il est à noter que l'addition d'alcools à longueur de chaîne courte ou moyenne, augmentera la CCM des tensio-actifs ioniques ainsi que leur solubilité dans la phase aqueuse (12,44).

En définitif le rôle du cotensio-actif se résume en:

- Permettre d'obtenir des tensions interfaciales très basses.
- Introduire plus de possibilités dans les structures en jouant sur la courbure de l'interface en fonction de son écoulement et du rapport entre la force du groupement hydrophile et l'importance de la chaîne carbonnée, ainsi que de sa ramification.
- Améliorer la fluidité du film interfacial.

Les cotensio-actifs: alcools, amines, acides organiques (45) sont composés d'un groupement hydrophobe (chaîne carbonnée plus ou moins ramifiée) et d'un groupement polaire hydrophile.





II-4 CONCEPT DE WINSOR:

Dans une approche globale, WINSOR a décrit plusieurs systèmes et montré comment se réalisait le passage d'un système à l'autre, en introduisant la notion d'interaction entre le tensio-actif, la

phase organique et le milieu aqueux de la dispersion. Entre également dans cet examen la nature des composés dissous dans l'une et l'autre phase, tels que les sels minéraux, les solvants, les additifs de toutes natures, qui peuvent réagir aussi bien entre les enchaînement carbonés qu'entre les sites hydrophiles des composés amphiphiles présents, que ce soient les tensio-actifs ou les cotensio-actifs (46).

Les équilibres décrits par WINSOR sont résumés dans le tableau N°2.

TABLEAU N°2: CLASSIFICATION DES SYSTEMES DE WINSOR

CLASSIFICATION	DEFINITION
<p>WINSOR I (WI)</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Deux phases (huile dans l'eau). • Microémulsion contenant: huile, eau et la plus grande partie du tensio-actif et cotensio-actif en équilibre avec l'huile.
<p>WINSOR II (WII)</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Deux phases (eau dans l'huile). • Microémulsion contenant la plus grande partie des constituants en équilibre avec l'eau.
<p>WINSOR III (WIII)</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Trois phases: microémulsion eau dans l'huile interposée entre une phase huileuse et aqueuse.
<p>WINSOR IV (WIV)</p> 	<ul style="list-style-type: none"> • Une phase: Microémulsion eau dans l'huile ou huile dans l'eau suivant le cas.

WINSOR a défini un rapport R qui est égale à:

$$R = \frac{A\bar{c}\bar{o}}{A\bar{c}\bar{w}}$$

où

$A\bar{c}\bar{o}$: L'énergie d'interaction par unité d'aire à l'interface entre l'amphiphile et l'huile.

$A\bar{c}\bar{w}$: L'énergie d'interaction par unité d'aire à l'interface entre l'amphiphile et l'eau.

Ce rapport permet de définir les différents systèmes énoncés par WINSOR puisque si:

- $R < 1$ Le système est dit de WINSOR I (WI).
- $R = 1$ Le système est dit de WINSOR III (WIII).
- $R > 1$ Le système est dit de WINSOR II (WII).

Néanmoins, ce rapport R dépend des conditions opératoires, sa diminution ou son augmentation est influencée par l'addition ou la soustraction d'un constituant donné. Le tableau N°3 résume les différents cas.

TABLEAU N°3: MODIFICATION DES CONDITIONS OPERATOIRES.

VARIATION IMPRIMEE AU SYSTEME	MECANISME SUSCITE	R
Diminution de la quantité d'eau par addition:	$A\bar{c}\bar{w}$ diminue	Augmente
• De solvant polaire aux matières grasses.	$\Delta H\bar{c}\bar{o}$ augmente	Augmente
• A l'interface, de composés plus lipophiles (alcools lourds).	$\Delta H\bar{c}\bar{w}$ diminue	Augmente
• De sels solubles.	$\Delta H\bar{c}\bar{w}$ diminue	Augmente
• A la phase aqueuse, d'un alcool léger.	$\Delta I\bar{c}\bar{w}$ augmente	Diminue
• A l'interface, de composés plus hydrophiles (mouillants).	$\Delta I\bar{c}\bar{o}$ diminue	Diminue
• Aux matières grasses, de composés hydrophobes (pétrole).	$\Delta I\bar{c}\bar{w}$ diminue et $A\bar{c}\bar{o}$ augmente	Diminue

Sachant que:

$A_{\bar{o}\bar{o}}$ = Energie d'interaction entre les molécules de la phases huileuse.

$A_{\bar{c}\bar{w}} = A_{L\bar{c}\bar{w}} + A_{H\bar{c}\bar{w}}$

où

$A_{L\bar{c}\bar{w}}$: Energie d'interaction entre la chaîne hydrophobe du tensio-actif et les molécules d'eau.

$A_{H\bar{c}\bar{w}}$: Energie d'interaction entre le site hydrophile du tensio-actif et les molécules d'eau.

Nous donnons dans la figure 3 un exemple de diagramme des phases.

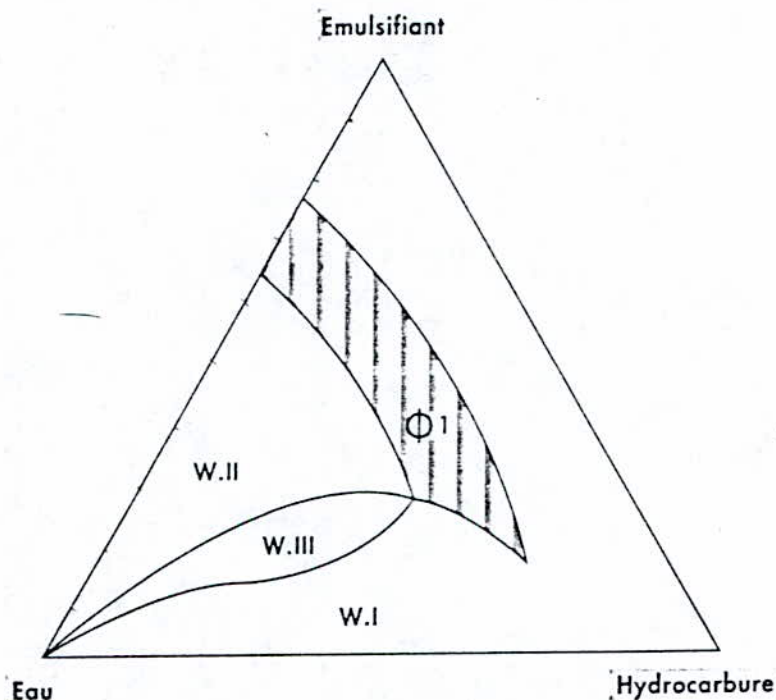


FIGURE N°3: EXEMPLE DE DIAGRAMME DES PHASES.

II-5 APPLICATION DE LA MICROEMULSION DANS LA RECUPERATION DU PETROLE:

Les premières microémulsions ont été brevetées pour les produits d'entretien dans les années trente; elles furent ensuite appliquées aux huiles de coupe et, plus récemment, à l'extraction assistée du pétrole. Elles envahissent aujourd'hui de nombreuses industries.

Le principe de l'utilisation des microémulsions dans la récupération du pétrole se fait généralement comme suit:

On injecte un bouchon de microémulsions qui balaie le gisement en contactant le plus grand volume possible du réservoir dans le but de déplacer l'huile en la rendant miscible (6). La récupération du pétrole après lavage des pétroliers peut être aisément obtenue en modifiant la

salinité de l'eau. Selon la salinité, on peut arriver à toutes les séparations voulues entre la phase aqueuse et la phase organique. On incorpore, le plus souvent, des polymères aux microémulsions ce qui donne parfois des résultats satisfaisants.

INTRODUCTION

La récupération du pétrole par voies physico-chimiques en l'occurrence par microémulsions a, depuis les débuts, retenu l'attention de chercheurs notamment de sociétés pétrolières du fait de l'intérêt économique que peut engendrer cette méthode qui contribue à l'augmentation de la récupération du pétrole.

En effet, les résultats encourageants obtenus après application de cette technique ont en fait le meilleur stimulant. Cependant, chaque pays tente de tester les méthodes chimiques les plus appropriées en tenant compte de plusieurs facteurs (notamment le coût de la méthode). Nous avons au cours de la présente étude abordé le problème de la récupération du pétrole en adoptant le plan méthodologique suivant :

- Etude de la variation de la tension superficielle des mélanges d'hydrocarbures (pétroles bruts).
- Etablissement de diagrammes des phases pour les hydrocarbures purs et ensuite pour les mélanges d'hydrocarbures.
- Etablissement expérimental de diagrammes pseudo-ternaires.
- Préparation de microémulsions à base d'un pétrole algérien de densité moyenne (HRS 162) et d'un gas oil lourd et du dodecylbenzène sulfonate de sodium comme tensio-actif. Cette étude réside dans l'analyse des phases aqueuses recueillies après préparation de microémulsions maintenues à températures : 20° C, 50° C, et 70° C.
L'analyse effectuée consiste en la mesure de :
 - La densité.
 - L'indice de réfraction.
 - La tension superficielle.
 - Le volume de la microémulsion.

I- ETUDE DE LA VARIATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE DES MELANGES D' HYDROCARBURES (PETROLES BRUTS):

L'utilisation des tensio-actifs dans la récupération du pétrole a pour but de diminuer la tension superficielle afin de réduire le piégeage de l'huile dû aux forces capillaires. Dans ce contexte, nous avons étudié l'influence de plusieurs paramètres sur la réduction de la tension superficielle de mélanges organiques complexes tels que les pétroles et les fractions pétrolières. Les caractéristiques des trois pétroles étudiés sont données dans les tableaux N°1,2,3. Les tensio-actifs choisis existent sur le marché local et sont connus sous les noms de «ISIS» et «Mr propre». Pour réaliser cette étude, nous avons mesuré la tension superficielle (à l'aide d'un tensiomètre à lame) du mélange pétrole-tensio-actif.

I-1 MODE OPERATOIRE:

Nous avons d'abord fait varier la concentration du tensio-actif à une température donnée, puis la variation de la concentration en fonction de la température a été réalisée. Dans un cristalliseur, nous mettons une quantité déterminée du pétrole à traiter (20 ml) puis nous ajoutons le tensio-actif à différentes concentrations. Une fois bien agité, nous mesurons la tension superficielle du mélange obtenu à différentes températures.

I-2 PRESENTATION DES BRUTS UTILISES:

En vue d'avoir une idée sur les relations entre la variation de la tension superficielle et de la densité, nous avons choisi trois pétroles bruts ou fractions pétrolières couvrant tout le domaine de densité allant des légers aux lourds. Nous donnons les résultats de l'analyse des trois bruts étudiés dans les tableaux N° 1,2,3.

TABLEAU N° 1: CARACTERISATION DU CONDENSAT

PROPRIETE	METHODE	RESULTAT
COULEUR	VISUALISATION	NOIR
DENSITE à 20°C	NF T60-101	0.7445
INDICE DE REFRACTION à 20°C		1.4213
VISCOSITE CINEMATIQUE (cst) à 20°C	NF T60-100	2.1
POINT D'ANILINE (°C)		76
POINT DE CONGELATION (°C)		-40
TENSION SUPERFICIELLE (dyne/cm) à		
15°C		30.0
20°C		28.9
30°C		28.0
40°C		27.4
50°C		26.7
60°C		24.9
DISTILLATION ASTM	NF M07-002	
PI (°C)		50
PF (°C)		224
COMPOSITION MOYENNE	CORRELATIONS n d PA (47)	%P=75.8; %N=14.2; %A=10.0

Nous avons affaire vraisemblablement à un condensat dont la composition est de type paraffinique.

TABLEAU N°2: CARACTERISATION DU BRUT HRS162 SYMBOLISANT UN PETROLE MOYEN.

PROPRIETE	METHODE	RESULTAT
COULEUR	VISUALISATION	NOIR
DENSITE	NF T60-101	0.8493
VISCOSITE CINEMATIQUE (cst) à 20°C	NF T60-100	68.13
POINT D'ECOULEMENT (°C)	NF T 60-105	3
TENEUR EN EAU ET SEDIMENTS (%)	NF M07-020	0.12
TENSION SUPERFICIELLE (dyne/cm) à		
15°C		33.5
20°C		32.7
30°C		31
40°C		29
50°C		28
60°C		26
DISTILLATION ASTM	NF M07-002	
PI (°C)		70
PF (°C)		311
COMPOSITION MOYENNE	CORRELATIONS RIAZI DAUBERT 1 (48) RIAZI DAUBERT 2 (49)	%P=72.2; %N=18.3; %A=9.4 %P=75.7; %N=16.3; %A=7.3

Ce pétrole est à tendance paraffinique, sa viscosité est élevée ainsi que sa densité en conséquence son maniement est difficile surtout à température ambiante.

TABLEAU N°3: CARACTERISATION DU GAS-OIL SYMBOLISANT UN PETROLE
LOURD.

PROPRIETE	METHODE	RESULTAT
COULEUR	VISUALISATION	MARRON
DENSITE à 20°C	NF T60-101	0.8750
INDICE DE REFRACTION à 20°C		1.4862
POINT D'ANILINE (°C)		85
POINT D'ECOULEMENT (°C)	NF T60-105	5
TENSION SUPERFICIELLE (dync/cm) à		
15°C		35.
20°C		33
30°C		32
40°C		30
50°C		29
60°C		28
DISTILLATION ASTM	NF M07-002	
PI (°C)		200
PF (°C)		324
COMPOSITION MOYENNE	CORRELATIONS n d PA (47)	%P=68.1; %N=19.8; %A=12.1

L'analyse de ce gas-oil montre une tendance paraffinique, ce gas-oil est peut être classé parmi les pétroles lourds, bien que la fraction est étroite (en température d'ébullition), sa tension superficielle est élevée par rapport aux autres mélanges d'hydrocarbures étudiés vraisemblablement parceque les aromatiques ayant des tensions superficielles élevées sont en quantités importantes.

I-3 TRACES GRAPHIQUES DONNANT LA VRIATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE A DIFFERENTES TEMPERATURES $\gamma = f(c)$:

Les résultats obtenus sont donnés dans la figure 1.

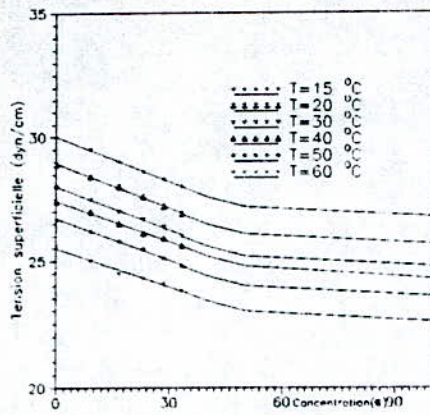


Figure 1a: Condensat+ISIS

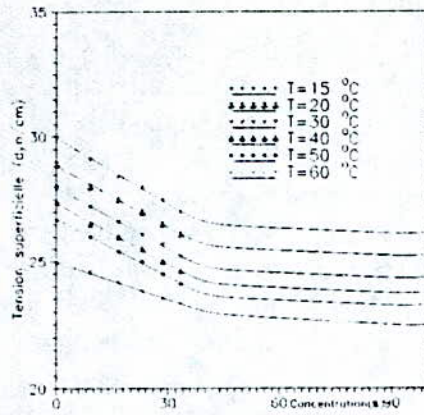


Figure 1b: Condensat+Mr. Propre

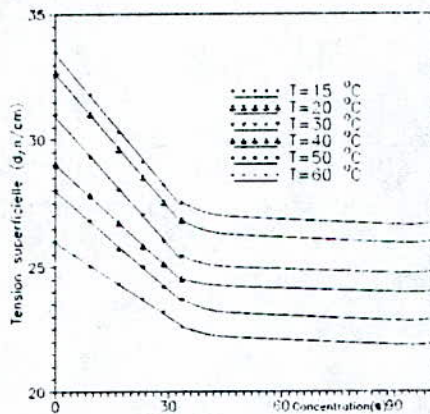


Figure 1c: HRS162+ISIS

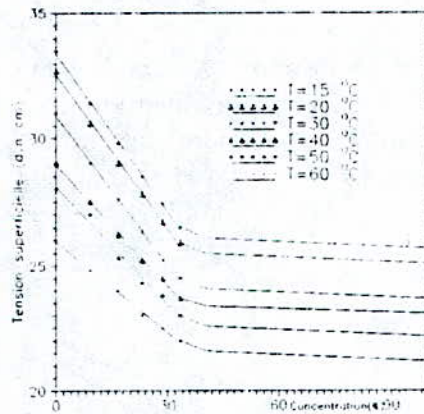


Figure 1d: HRS162+Mr. Propre

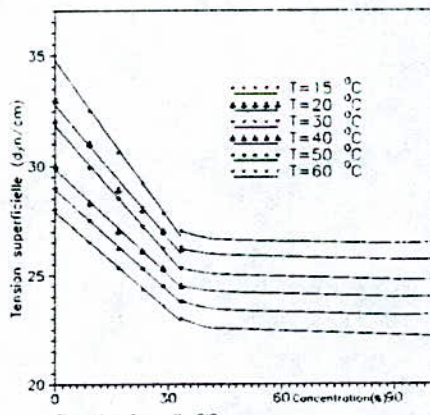


Figure 1e: Gas-oil+ISIS

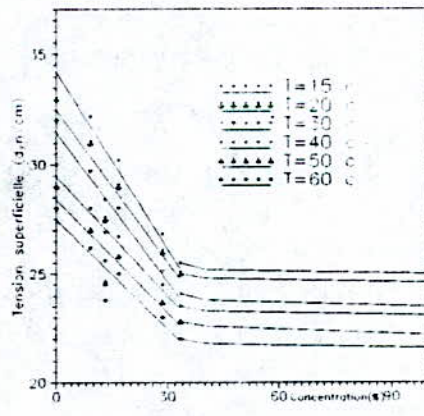


Figure 1f: Gas-oil+Mr. Propre

FIGURE N°1: VARIATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE DES DIFFERENTS PETROLES BRUTS ETUDIES EN FONCTION DE LA CONCENTRATION DU TENSIO-ACTIF.

I-3-1 COMMENTAIRES:

• Influence de la concentration du tensio-actif :

La tension superficielle a diminué quand la quantité du tensio-actif utilisé a augmenté jusqu'à atteindre un palier même si ce dernier est utilisé en faibles quantités car les tensio-actifs s'adsorbent aux interfaces liquide-air et font que la tension superficielle diminue (6) au fur et à mesure, que des molécules de tensio-actifs remplacent celle des hydrocarbures. Ceci est rendu possible grâce à la structure de ces tensio-actifs dont les molécules ont une chaîne hydrocarbonée suffisamment longue hydrophobe et lipophile et une tête polaire hydrophile et lipophile.

Les tensio-actifs utilisés permettent une diminution de la tension superficielle (par exemple, on passe de 33,5 à 27,5 dynes/cm dans le cas du HRS162+ISIS). Il est cependant impossible d'atteindre des valeurs très basses de la tension superficielle en utilisant les systèmes particuliers avec le dodecylbenzène sulfonate de sodium et le tensio-actif étranger (Mr propre) bien que ce dernier donne des résultats meilleurs.

• Influence de la température:

La variation de la tension superficielle en fonction de la température suit une courbe classique $\gamma = f(T)$. La température favorise la diminution de la tension superficielle car dans ce cas le corps se dilate, les forces d'attraction mutuelle de ses molécules internes et celles des molécules superficielles diminuent (6). A basse température la tension superficielle est élevée car les molécules ont de faibles degrés de liberté, la tension superficielle est importante car le travail par unité de surface requis est important.

• Influence de la nature du tensio-actif:

Le détergent étranger donne une meilleure baisse de la tension superficielle à toutes températures et concentrations des différents pétroles bruts. L'avantage des courbes tracées $\gamma = f(c)$ est de permettre pour un tensio-actif donné à une température donnée (surtout élevée: proche de celle du gisement) de connaître la proportion de tensio-actif à ajouter pour obtenir une baisse significative de la tension superficielle et par conséquent avoir une idée sur le système dispersé à mettre en oeuvre (microémulsions), ces courbes confirment que le détergent «Mr propre» est plus performant, la pente étant plus importante.

I-4 EQUATIONS DONNANT LA VARIATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE A DIFFERENTES TEMPERATURES $\gamma = f(c)$:

Après avoir tracer les courbes $\gamma = f(c)$ à différentes températures pour les deux tensio-actifs, nous avons établi la relation entre ces deux paramètres.

Avant d'atteindre le palier, la variation $\gamma = f(c)$ suit une courbe linéaire de type :

$$\gamma(T) = \gamma_0 + bc$$

où :

γ_0 : la tension superficielle du brut pur, cette dernière dépend de la température; du brut utilisé.

b: étant la pente de la courbe

Un récapitulatif des valeurs de γ_0 et b dans les tableaux N°4 et 5.

TABLEAU N°4: Les valeurs de γ_0 et b dans le cas du dodécylbenzène sulfonate de sodium (ISIS).

HYDROCARBURE	CONDENSAT		HRS 162		GAS-OIL	
TEMPERATURE (°C)	γ_0 (dyne/cm)	-b	γ_0 (dyne/cm)	-b	γ_0 (dyne/cm)	-b
15	30.0	0.03	33.5	0.16	35.0	0.34
20	28.9	0.07	32.7	0.20	33.0	0.10
30	28.0	0.02	31.0	0.21	32.0	0.24
40	27.4	0.02	29.0	0.11	30.0	0.18
50	26.7	0.09	28.0	0.08	29.0	0.14
60	24.9	0.01	26.0	0.10	28.0	0.16

TABLEAU N° 5: Les valeurs de γ_0 et b dans le cas du tensio-actif étranger (Mr Propre)

HYDROCARBURE	CONDENSAT		HRS 162		GAS-OIL	
TEMPERATURE (°C)	γ_0 (dyne/cm)	-b	γ_0 (dyne/cm)	-b	γ_0 (dyne/cm)	-b
15	30.0	0.09	33.5	0.25	35.0	0.38
20	28.9	0.15	32.7	0.26	33.0	0.17
30	28.0	0.06	31.0	0.29	32.0	0.31
40	27.4	0.17	29.0	0.12	30.0	0.30
50	26.7	0.08	28.0	0.11	29.0	0.30
60	24.9	0.02	26.0	0.16	28.0	0.21

La variation $\gamma = f(c)$ est obtenue à températures constantes et pour tenir compte de la variation de ce paramètre important qui est la température, dans le but d'obtenir $\gamma = f(T, c)$, nous avons procédé de la façon suivante:

Nous avons $\gamma(T) = \gamma_0 + bc$

D'après cette équation, la variation de la tension superficielle en fonction de la température s'effectue grâce à la variation des constantes γ_0 et b en fonction de ce paramètre, de ce fait il est nécessaire de déterminer les relations $\gamma_0 = f(T)$ et $b = f(T)$.

Ces équations sont importantes parcequ'elles permettent de prévoir la variation des bruts en profondeur, ce qui nous indique dans quel sens il faut agir pour minimiser la tension superficielle.

1) $\gamma_0 = f(T)$:

Il est question dans ce cas de la variation de la tension superficielle du brut pur en fonction de la température, nous avons cependant tracé la courbe $\gamma_0 = f(T)$ (figure 2), pour les trois bruts étudiés, qui a donné lieu à une équation logarithmique, qui convient le mieux à cette variation, de type $\gamma = \alpha - \beta \ln T$. Nous donnons ci-après l'équation correspondant à chaque brut.

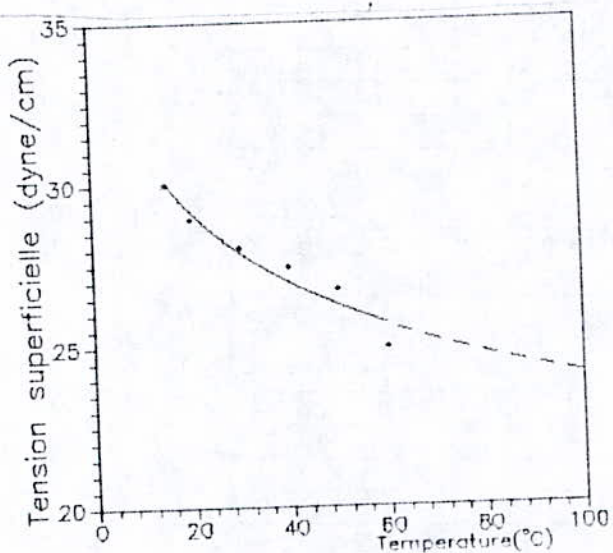


Figure2a: Condensat.

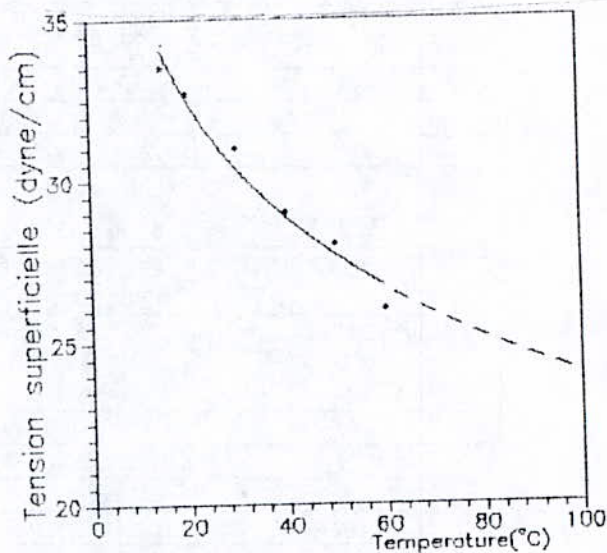


Figure2b: HRS 162.

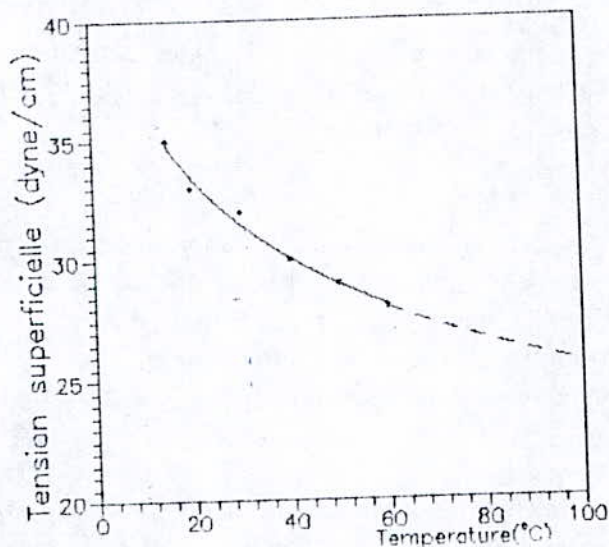


FIGURE N°2: VARIATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE DES BRUTS ETUDIES EN FONCTION DE LA TEMPERATURE.

- Condensat
 $\gamma = 38.67 - 3.18 \ln T.$
- Brut HRS 162
 $\gamma = 48.32 - 5.27 \ln T.$
- Gas-oil
 $\gamma = 48.07 - 4.87 \ln T.$

La détermination de ces équations nous permet de calculer la tension superficielle de chacun de ces mélanges d'hydrocarbures à n'importe quelle température même si elle est élevée (dans les conditions du gisement, la température est comprise entre 60 et 100°C) ce qui est difficile à réaliser au laboratoire.

2) $b = f(T)$

De la même façon que précédemment, nous avons tracé les courbes $b = f(T)$ pour chaque brut et tensio-actif étudiés. Les résultats obtenus donnent lieu à une relation de type polynomiale de degré 5 et pour obtenir une équation moins encombrante, la précision sera moindre. La forme de l'équation générale est:

$$b = a_0 + a_1 T + a_2 T^2 + a_3 T^3 + a_4 T^4 + a_5 T^5$$

Le récapitulatif des valeurs des constantes a_i est regroupé dans le tableau N°6:

TABLEAU N°6:

HYDROCARBURE	CONDENSAT		HRS 162		GAS-OIL	
	ISIS	Mr PROPRE	ISIS	Mr PROPRE	ISIS	Mr PROPRE
TEMPERATURE (°C)						
a_0	-1.25	-6.95	0.08	3.62	9.70	8.65
a_1	0.18	1.05	-0.18	-0.62	-1.50	-1.33
a_2	$-9.0 \cdot 10^{-3}$	-0.07	0.01	0.04	0.09	0.08
a_3	$2.0 \cdot 10^{-4}$	$2.0 \cdot 10^{-3}$	$-4.6 \cdot 10^{-4}$	$-1.0 \cdot 10^{-3}$	$-2.5 \cdot 10^{-3}$	$-2.2 \cdot 10^{-3}$
a_4	$-1.8 \cdot 10^{-6}$	$-2.5 \cdot 10^{-5}$	$7.1 \cdot 10^{-6}$	$1.9 \cdot 10^{-5}$	$3.3 \cdot 10^{-5}$	$3.0 \cdot 10^{-5}$
a_5	$4.0 \cdot 10^{-9}$	$1.6 \cdot 10^{-7}$	$-3.9 \cdot 10^{-8}$	$-1.0 \cdot 10^{-7}$	$-1.7 \cdot 10^{-7}$	$-1.5 \cdot 10^{-5}$

Dans le cadre de ce chapitre consacré à l'étude de la variation de la tension superficielle des mélanges d'hydrocarbures (pétroles bruts), nous avons pensé à calculer les tensions superficielles pour les trois bruts étudiés à différentes températures à l'aide de corrélations, nous avons pensé à celle de SANBORN et EVANS (50) dont l'application s'étend aux fractions pétrolières, pour pouvoir comparer les valeurs calculées avec celles obtenues expérimentalement.

L'équation de SANBORN et EVANS est:

$$TS = (673.7/K) (1-T/T_c)^{1.232}$$

où: $K = ((T_{eb} \text{ en } ^\circ R) / 3) / S$

K: facteur de caractérisation de WATSON (Kuop).

Tc: Température critique.

Teb: Température d'ébullition.

TS: Tension superficielle en dyne/cm.

S: Specific gravity 60/60 °F.

Nous donnons ci-après un exemple d'application dans le cas du brut HRS 162 à T= 20°C soit 68°F. Nous avons la température mean average = 511.34°F. La gravity API 34.32, le Kuop est de 11.4 et la température pseudo-critique est de 1319.7°R.

$$TS = 673.7 \left[\frac{1319.7 - (68 + 459.6)}{1319.7} \right]^{1.232} / 11.4$$

$$= 31.50 \text{ dyne/cm.}$$

La valeur expérimentale est de 32.7 dyne/cm.

L'ensemble des résultats obtenus est donné dans le tableau N°7, 8 et 9.

TABLEAU N°7:

HYDROCARBURE	CONDENSAT				
TEMPERATURE (°C)	VAL EXP	VAL CAL (1)	ECART (%)	VAL CAL (2)	ECART (%)
15	30.0	30.05	0.1	28.17	6.1
20	28.9	29.14	0.8	27.68	4.2
30	28.0	27.85	0.5	26.71	4.6
40	27.4	26.90	1.6	25.75	6.0
50	26.7	26.23	1.7	24.79	7.1
60	24.9	25.65	3.0	23.84	4.2

TABLEAU N°8:

HYDROCARBURE	HRS 162				
TEMPERATURE (°C)	VAL EXP	VAL CAL (1)	ECART (%)	VAL CAL (2)	ECART (%)
15	33.5	34.04	1.6	32.00	4.4
20	32.7	32.53	0.5	31.50	3.6
30	31.0	30.39	1.9	30.63	1.1
40	29.0	28.88	0.4	28.99	0.0
50	28.0	27.70	1.0	28.14	0.5
60	27.0	26.74	0.9	28.00	3.7

TABLEAU N°9:

HYDROCARBURE	GAS-OIL				
TEMPERATURE (°C)	VAL EXP	VAL CAL (1)	ECART (%)	VAL CAL (2)	ECART (%)
15	35.0	34.88	0.3	33.41	4.5
20	33.0	33.48	1.4	32.85	0.4
30	32.0	31.50	1.5	32.00	0.0
40	30.0	30.10	0.3	30.87	2.9
50	29.0	29.01	0.0	29.78	2.6
60	28.0	28.13	0.4	29.22	4.3

(1): modèle proposé.

(2): équation de SANBORN et EVANS.

I-4-1 COMMENTAIRE:

Nous constatons que les valeurs expérimentales s'approchent plutôt des valeurs calculées à partir du modèle proposé que de celles calculées à partir de la corrélation de SANBORN et EVANS (50), l'écart n'étant pas important. Dans tout les cas il est préférable d'utiliser les différentes corrélations proposées afin d'éviter les erreurs que peut entraîner l'expérience surtout s'il est question de variation de la température qui est un paramètre difficilement maitrisable au laboratoire.

En définitif, pour chaque pétrole brut considéré, les valeurs de γ_0 et b sont données pour les différentes équations qui peuvent même nous permettre d'extrapoler jusqu'à 100°C (limite de «sortie» des pétroles de Hassi-Messaoud).



CHAPITRE II:

ETABLISSEMENT DE DIAGRAMMES DES PHASES DES HYDROCARBURES PURS ET MELANGES D'HYDROCARBURES



II- ETABLISSEMENT DE DIAGRAMMES DES PHASES DES HYDROCARBURES PURS ET MELANGES D'HYDROCARBURES:

La représentation graphique d'un système à trois composants prend, le plus souvent, la forme d'un triangle équilatéral (28).

Dans l'étude des émulsions, ce modèle se trouve couramment utilisé. Chaque sommet du triangle représentatif correspond à un élément pur de la composition, la température étant définie et constante (isotherme). Nous pouvons faire varier l'expression en fonction de la teneur du système en cotensio-actif par exemple, ou de la concentration en sel de l'eau utilisée. Pour définir les domaines d'existence de certaines phases du système en fonction de faibles variations d'un des éléments de la composition, nous juxtaposons plusieurs triangles équilatéraux sur le même plan, en donnant à chaque représentation, une composition de la variable examinée (51).

En représentant sur un graphique triangulaire les différents aspects d'un système défini : eau/émulsifiant/émulsifié, nous pouvons établir le diagramme des phases de ce système en fonction de la concentration de chaque constituant. De nombreux équilibres peuvent se produire dont certains ont été décrits par WINSOR, selon que nous avons en présence une émulsion ou une microémulsion avec une ou plusieurs phases organiques ou aqueuse (WI; WII; WIII et WIV). Les microémulsions se forment si un équilibre existe entre les différents éléments qui la constituent. De ce fait, sur le diagramme isotherme qui définit la nature des phases liquide/liquide présentes selon la variation des rapports respectifs des éléments constitutifs, au cours de l'ajustage, nous pouvons délimiter la zone monophasique et aussi augmenter cette surface. Cependant, en raison de la simplicité et des interprétations peu compliquées que peut engendrer l'utilisation de ces systèmes, nous avons pensé à étaler l'application de cette représentation aux systèmes: Pétrole-eau-émulsifiant; ce fut le cas de NEUMANN (52) qui a décrit de tels systèmes comme des systèmes pseudoternaires bien que la phase huileuse, à elle seule peut être un mélange complexe, l'eau peut être une saumure et le tensio-actif un mélange de substances tensio-actives (53).

Dans le cadre de notre recherche, nous avons consacré une partie de notre travail à l'établissement de diagrammes des phases à base de produits à émulsifier appartenant aux trois familles d'hydrocarbures : paraffine, naphène et aromatique pour ensuite réaliser un mélange de ces produits dans le but de simuler la microémulsion d'un pétrole brut Algérien (HRS162).

II-1 MODE OPERATOIRE:

Pour établir un diagramme des phases d'un système: Tensio-actif, cotensio-actif, huile et eau à une température donnée (dans notre cas 25°C et 60°C), il est nécessaire de procéder de la façon suivante:

Dans un bécher, nous effectuons un mélange à proportion définie de chaque constituant et nous aurons pendant un mélange triphasique à composition définie.

Pour «balayer» une grande surface du triangle équilatéral, nous ajoutons au fur et à mesure une quantité du constituant dont l'on désire augmenter la composition. De ce fait, le point significatif du mélange ternaire eau, sel, hydrocarbure, tensio-actif et cotensio-actif, se déplace à l'intérieur du triangle.

Les mélange ainsi obtenus sont intimement mélangés (à l'aide d'un agitateur magnétique), examinés et leur aspect noté.

En joignant entre eux les points de transition d'une phase à l'autre, nous pourrions alors établir des régions d'existence de différents systèmes et qui aboutissent à un diagramme des phases pour un système donné. Les résultats obtenus sont donnés ci-après.

II-2 RESULTATS ET INTERPRETATIONS :

Nous donnons ci-après les résultats obtenus dans le cas des différents systèmes étudiés (hydrocarbures purs et mélange d'hydrocarbures).

TABLEAU N°1: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Toluène, T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU'			
EAU PURE	10	10	80	Lait bleuté	25	Limite de l'émulsion
	10	20	70	une phase transparente	25	WIV
	10	30	60	"	25	"
	10	40	50	Opaque	25	Opaque
	10	50	40	"	25	"
	10	70	20	Une phase transparente	25	WIV
	20	10	70	Système laiteux	25	Système laiteux
	30	20	50	Lait bleuté	25	Limite de l'émulsion
	30	40	30	Une phase transparente	25	WIV
	30	60	10	"	25	"
	50	10	40	2 phases (huile - système laiteux)	25	"
	50	40	10	Une phase transparente.	25	WIV
	60	20	20	Système laiteux.	25	Système laiteux
	80	10	10	2 phases (huile - système laiteux).	25	"
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28		5.5	
	66.66	25	7.33	Système transparent à rellets bleutés.	6	
73.33	20	6.66	"	2.5	"	
77.77	16.66	5.55	"	3	"	
80.94	14.28	4.76	Mélange laiteux.	3.5		
83.33	12.5	4.16	"	4		

TABLEAU N°2: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Toluène, T=25°C

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
1 g/l	10	10	80	Lait bleuté	25	Limite de l'émulsion WIV
	10	20	70	une phase transparente	//	//
	10	30	60	//	//	//
	10	40	50	//	//	//
	10	50	40	//	//	//
	10	70	20	//	//	//
	20	10	70	Système laiteux	//	Système laiteux
	30	20	50	//	//	//
	30	40	30	Une phase transparente	//	WIV
	30	60	10	//	//	//
	50	10	40	Système laiteux	//	Système laiteux
	50	40	10	Une phase transparente.	//	WIV
	60	20	20	2 phases (huile + système laiteux).	//	
	80	10	10	//	//	
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28	//	5.5	//
66.66	25	7.33	Système transparent à reflets bleutés.	6	//	
73.33	20	6.66	//	2.5	//	
77.77	16.66	5.55	//	3	//	
80.94	14.28	4.76	Mélange laiteux.	3.5		
83.33	12.5	4.16	//	4		

TABLEAU N°3: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Toluène, T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
1.5 g/l	10	10	80	Lait bleuté	25	Limite de l'émulsion WIV
	10	20	70	une phase transparente	//	//
	10	30	60	//	//	//
	10	40	50	Opaque	//	Opaque
	10	50	40	//	//	//
	10	70	20	Une phase transparente	//	WIV
	20	10	70	Système laiteux	//	Système laiteux
	30	20	50	Lait bleuté	//	Limite de l'émulsion WIV
	30	40	30	Une phase transparente	//	//
	30	60	10	//	//	//
	50	10	40	2 phases (huile + système laiteux)	//	
	50	40	10	Une phase transparente.	//	WIV
	60	20	20	Système laiteux.	//	Système laiteux
	80	10	10	2 phases (huile + système laiteux).	//	
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28	//	5.5	//
66.66	25	7.33	Système transparent à reflets bleutés.	6	//	
73.33	20	6.66	//	2.5	//	
77.77	16.66	5.55	//	3	//	
80.94	14.28	4.76	Mélange laiteux.	3.5		
83.33	12.5	4.16	//	4		

TABLEAU N°4: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Toluène, T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
2 g/l	10	10	80	Système laiteux	25	Système laiteux
	10	20	70	une phase transparente	//	WIV
	10	30	60	2 phases (eau + système laiteux)	//	
	10	40	50	//	//	
	10	50	40	Une phase transparente	//	WIV
	10	70	20	//	//	//
	20	10	70	Système laiteux	//	Système laiteux
	30	20	50	//	//	//
	30	40	30	Une phase transparente	//	WIV
	30	60	10	//	//	//
	50	10	40	3 phases (Système laiteux phase intermédiaire)	//	Structure éponge
	50	40	10	Une phase transparente.	//	WIV
	60	20	20	2 phases (huile + système laiteux).	//	
	80	10	10	//	//	
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28	//	5.5	//
	66.66	25	7.33	Système transparent à reflets bleutés.	6	//
	73.33	20	6.66	//	2.5	//
77.77	16.66	5.55	//	3	//	
80.94	14.28	4.76	Mélange laiteux.	3.5		
83.33	12.5	4.16	//	4		

TABLEAU N°5: domaine d'existence des systèmes dans le cas du Toluène. T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
6 g/l	10	10	80	Système laiteux	25	Système laiteux
	10	20	70	une phase transparente	//	WIV
	10	30	60	2 phases (eau+système laiteux)	//	
	10	40	50	//	//	
	10	50	40	Une phase transparente	//	WIV
	10	70	20	//	//	//
	20	10	70	Système laiteux	//	Système laiteux
	30	20	50	Lait bleuté	//	Limite de l'émulsion
	30	40	30	Une phase transparente	//	WIV
	30	60	10	//	//	//
	50	10	40	3 phases (système laiteux est la phase intermédiaire)	//	Structure éponge
	50	40	10	Une phase transparente.	//	WIV
	60	20	20	2 phases (huile+système laiteux).	//	
	80	10	10	//	//	
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28	//	5.5	//
	66.66	25	7.33	Système transparent à reflets bleutés.	6	//
	73.33	20	6.66	//	2.5	//
77.77	16.66	5.55	//	3	//	
80.94	14.28	4.76	Mélange laiteux.	3.5		
83.33	12.5	4.16	//	4		

TABLEAU N°6: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Cyclohexane, T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
EAU PURE	10	10	80	Système laiteux	25	Système laiteux WIV
	10	20	70	Une phase transparente.	//	
	10	30	60	//	//	//
	10	40	50	//	//	//
	10	50	40	//	//	//
	10	70	20	//	//	//
	20	10	70	Lait bleuté	//	Limitr de l'émulsion WIV
	30	20	50	Une phase transparente.	//	
	30	40	30	//	//	//
	30	60	10	//	//	//
	50	10	40	Système laiteux.	//	Système laiteux WIV
	50	40	10	Une phase transparente.	//	
	60	20	20	2 phases (huile + système laiteux).	//	
	80	10	10	//	//	
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28	//	5.5	//
	66.66	25	7.33	//	6	//
73.33	20	6.66	//	2.5	//	
77.77	16.66	5.55	//	3	//	
80.94	14.28	4.76	//	3.5	//	
83.33	12.5	4.16	//	4	//	

TABLEAU N°7: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Cyclohexane, T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
1 g/l	10	10	80	Système laiteux.	25	Système laiteux WIV
	10	20	70	une phase transparente	//	
	10	30	60	//	//	//
	10	40	50	//	//	//
	10	50	40	//	//	//
	10	70	20	//	//	//
	20	10	70	Système laiteux	//	Système laiteux WIV
	30	20	50	//	//	
	30	40	30	Une phase transparente	//	WIV
	30	60	10	//	//	//
	50	10	40	2 phases (huile + système laiteux)	//	
	50	40	10	Une phase transparente.	//	WIV
	60	20	20	2 phases (huile + système laiteux).	//	
	80	10	10	//	//	
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28	//	5.5	//
	66.66	25	7.33	//	6	//
73.33	20	6.66	//	2.5	//	
77.77	16.66	5.55	Transparent à reflets bleutés	3	//	
80.94	14.28	4.76	//	3.5	//	
83.33	12.5	4.16	//	4	//	

TABLEAU N°8: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Cyclohexane,
T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU'			
1.5 g/l	10	10	80	Lait bleuté	25	Limite de l'émulsion
	10	20	70	//		
	10	30	60	Une phase transparente.		WIV
	10	40	50	//		
	10	50	40	//		
	10	70	20	//		
	20	10	70	2 phases (eau-système laiteux).		
	30	20	50	//		
	30	40	30	Une phase transparente		WIV
	30	60	10	//		
	50	10	40	3 phases (Système laiteux est la phase intermédiaire).		Structure éponge.
	50	40	10	Une phase transparente.		WIV
	60	20	20	2 phases (huile-système laiteux).		
	80	10	10			
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28		5.5	
66.66	25	7.33	//	6		
73.33	20	6.66		2.5		
77.77	16.66	5.55	Transparent à reflets bleutés.	3		
80.94	14.28	4.76		3.5		
83.33	12.5	4.16		4		

TABLEAU N°9: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Cyclohexane,
T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
2 g/l	10	10	80	Système laiteux.	25	Système laiteux
	10	20	70	Lait bleuté	//	Limite de l'émulsion.
	10	30	60	Une phase transparente	//	WIV
	10	40	50	//	//	//
	10	50	40	//	//	//
	10	70	20	//	//	//
	20	10	70	2 phases (eau + système laiteux).	//	
	30	20	50	//	//	
	30	40	30	Une phase transparente	//	WIV
	30	60	10	//	//	//
	50	10	40	3 phases (système laiteux est la phase intermédiaire).	//	Structure éponge.
	50	40	10	Une phase transparente.	//	WIV
	60	20	20	2 phases (huile + système laiteux).	//	
	80	10	10	//	//	
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28	//	5.5	//
	66.66	25	7.33	//	6	//
	73.33	20	6.66	//	2.5	//
	77.77	16.66	5.55	Système transparent à reflets bleutés.	3	//
	80.94	14.28	4.76	//	3.5	//
83.33	12.5	4.16	//	4	//	

TABLEAU N°10: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Cyclohexane,
T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
6 g/l	10	10	80	Système laiteux	25	Système laiteux
	10	20	70	une phase transparente	//	WIV
	10	30	60	2 phases (eau+système laiteux)	//	
	10	40	50	//	//	
	10	50	40	Une phase transparente	//	WIV
	10	70	20	//	//	
	20	10	70	Lait bleuté.	//	Limite de l'émulsion.
	30	20	50	//	//	
	30	40	30	//	//	
	30	60	10	//	//	
	50	10	40	3 phases (système laiteux est la phase intermédiaire)	//	Structure éponge
	50	40	10	Une phase transparente.	//	WIV
	60	20	20	2 phases (huile+système laiteux).	//	
	80	10	10	//	//	
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28	//	5.5	//
	66.66	25	7.33	//	6	//
73.33	20	6.66	//	2.5	//	
77.77	16.66	5.55	Système transparent à reflets bleutés.	3	//	
80.94	14.28	4.76	//	3.5	//	
83.33	12.5	4.16	//	4	//	

TABLEAU N°11: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Décane,
T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HIC	T.A	EAU			
EAU PURE	10	10	80	Système laiteux.	25	Système laiteux.
	10	20	70	une phase transparente	"	WIV
	10	30	60	"	"	"
	10	40	50	"	"	"
	10	50	40	"	"	"
	10	70	20	"	"	"
	20	10	70	Système laiteux	"	Système laiteux
	30	20	50	"	"	"
	30	40	30	Une phase transparente	"	WIV
	30	60	10	"	"	"
	50	10	40	2 phases (huile + système laiteux)	"	"
	50	40	10	Une phase transparente.	"	WIV
	60	20	20	2 phases (huile + système laiteux).	"	"
	80	10	10	"	"	"
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28	"	5.5	"
	66.66	25	7.33	2 phases transparentes (huile + M)	6	WI
	73.33	20	6.66	"	2.5	"
77.77	16.66	5.55	"	3	"	
80.94	14.28	4.76	"	3.5	"	
83.33	12.5	4.16	"	4	"	

TABLEAU N°12: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Décane,
T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HIC	T.A	EAU			
1 g/l	10	10	80	Système laiteux.	25	Système laiteux.
	10	20	70	une phase transparente	"	WIV
	10	30	60	"	"	"
	10	40	50	"	"	"
	10	50	40	"	"	"
	10	70	20	"	"	"
	20	10	70	Système laiteux	"	Système laiteux
	30	20	50	"	"	"
	30	40	30	Une phase transparente	"	WIV
	30	60	10	"	"	"
	50	10	40	2 phases (huile + système laiteux)	"	"
	50	40	10	Une phase transparente.	"	WIV
	60	20	20	2 phases (huile + système laiteux).	"	"
	80	10	10	"	"	"
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28	"	5.5	WI
	66.66	25	7.33	2 phases transparentes (huile + M)	6	"
	73.33	20	6.66	"	2.5	"
77.77	16.66	5.55	"	3	"	
80.94	14.28	4.76	"	3.5	"	
83.33	12.5	4.16	"	4	"	

TABLEAU N°13: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Décane,
T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EAU LSION
	HC	T.A	EAU			
1.5 g/l	10	10	80	Système laiteux.	25	Système laiteux.
	10	20	70	une phase transparente		WIV
	10	30	60	2 phases (eau + système laiteux.		
	10	40	50			
	10	50	40	Une phase transparente		WIV
	10	70	20			
	20	10	70	Système laiteux		Système laiteux
	30	20	50			
	30	40	30	Une phase transparente		WIV
	30	60	10			
	50	10	40	2 phases (huile + système laiteux)		
	50	40	10	Une phase transparente		WIV
	60	20	20	2 phases (huile + système laiteux).		
	80	10	10			
	60	30	10	2 phases (huile + M).	5	WI
	63.63	28.12	8.28		5.5	
66.66	25	7.33		6		
73.33	20	6.66		2.5		
77.77	16.66	5.55		3		
80.94	14.28	4.76		3.5		
83.33	12.5	4.16		4		

TABLEAU N°14: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Décane,
T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
2 g/l	10	10	80	Système laiteux.	25	Système laiteux
	10	20	70	une phase transparente	//	WIV
	10	30	60	2 phases (eau + système laiteux).	//	
	10	40	50	//	//	
	10	50	40	//	//	
	10	70	20	Une phase transparente	//	WIV
	20	10	70	Système laiteux	//	Système laiteux
	30	20	50	3 phases (système laiteux est la phase intermédiaire)	//	Structure éponge.
	30	40	30	Une phase transparente	//	WIV
	30	60	10	//	//	
	50	10	40	3 phases (système laiteux est la phase intermédiaire)	//	Structure éponge.
	50	40	10	Une phase transparente	//	WIV
	60	20	20	2 phases (huile + système laiteux).	//	
	80	10	10	//	//	
	60	30	10	2 phases transparentes (huile + M).	5	WI
	63.63	28.12	8.28	//	5.5	//
66.66	25	7.33	//	6	//	
73.33	20	6.66	//	2.5	//	
77.77	16.66	5.55	//	3	//	
80.94	14.28	4.76	//	3.5	//	
83.33	12.5	4.16	//	4	//	

TABLEAU N°15: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Décane,
T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
6 g/l	10	10	80	Système laiteux une phase transparente	25	Système laiteux WIV
	10	20	70			
	10	30	60	2 phases (eau + système laiteux)		
	10	40	50			
	10	50	40			
	10	70	20	Une phase transparente.		WIV
	20	10	70	Système laiteux		Système laiteux
	30	20	50	3 phases (système laiteux est la phase intermédiaire).		Structure éponge.
	30	40	30	Une phase transparente		WIV
	30	60	10			
	50	10	40	3 phases (système laiteux est la phase intermédiaire)		Structure éponge.
	50	40	10	Une phase transparente.		WIV
	60	20	20	2 phases (huile - système laiteux).		
	80	10	10			
	60	30	10	2 phases transparentes (huile - M).	5	WI
	63.63	28.12	8.28		5.5	
	66.66	25	7.33		6	
73.33	20	6.66		2.5		
77.77	16.66	5.55		3		
80.94	14.28	4.76		3.5		
83.33	12.5	4.16		4		

TABLEAU N°16: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Mélange,
T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
EAU PURE	10	10	80	Système laiteux.	25	Système laiteux.
	10	20	70	Lait bleuté	//	Limite de l'émulsion.
	10	30	60	Une phase transparente	//	WIV
	10	40	50	//	//	//
	10	50	40	//	//	//
	10	70	20	//	//	//
	20	10	70	Système laiteux	//	Système laiteux
	30	20	50	//	//	//
	30	40	30	Une phase transparente	//	WIV
	30	60	10	//	//	//
	50	10	40	2 phases (huile + système laiteux)	//	
	50	40	10	Une phase transparente.	//	WIV
	60	20	20	2 phases (huile + système laiteux).	//	
	80	10	10	//	//	
	60	30	10	Une phase transparente	5	WIV
	63.63	28.12	8.28	//	5.5	//
	66.66	25	7.33	//	6	//
	73.33	20	6.66	2 phases transparentes (huile + M)	2.5	WI
77.77	16.66	5.55	//	3	//	
80.94	14.28	4.76	//	3.5	//	
83.33	12.5	4.16	//	4	//	

TABLEAU N°17: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Mélange,
T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
1.5 g/l	10	10	80	Lait bleuté	25	Limite de l'émulsion
	10	20	70	//	//	//
	10	30	60	Une phase transparente.	//	WIV
	10	40	50	//	//	//
	10	50	40	//	//	//
	10	70	20	//	//	//
	20	10	70	2 phases (eau + système laiteux).	//	
	30	20	50	Système laiteux.	//	Systeme laiteux.
	30	40	30	Une phase transparente	//	WIV
	30	60	10	//	//	//
	50	10	40	2 phases (huile + système laiteux)	//	
	50	40	10	Une phase transparente.	//	WIV
	60	20	20	2 phases (huile + système laiteux).	//	
	80	10	10	//	//	
	60	30	10	Une phase transparente.	5	WIV
	63.63	28.12	8.28	//	5.5	
	66.66	25	7.33	//	6	
	73.33	20	6.66	2 phases transparentes (huile + M).	2.5	WI
77.77	16.66	5.55	//	3		
80.94	14.28	4.76	//	3.5		
83.33	12.5	4.16	//	4		

TABLEAU N°18: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Mélange,
T=25°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HIC	T.A	EAU			
6 g/l	10	10	80	Système laiteux	25	Système laiteux Limite de l'émulsion WIV
	10	20	70	Lait blenté		
	10	30	60	Une phase transparente		
	10	40	50	2 phases (eau + système laiteux)		
	10	50	40	Une phase transparente		
	10	70	20	Système laiteux		
	20	10	70	Une phase transparente		
	30	20	50	Structure éponge		
	30	40	30	Une phase transparente		
	30	60	10	Une phase transparente		
	50	10	40	3 phases (système laiteux est la phase intermédiaire)		
	50	40	10	Une phase transparente		
	60	20	20	2 phases (huile + système laiteux)		
	80	10	10	Une phase transparente		
	60	30	10	Une phase transparente		
	63.63	28.12	8.28	2 phases transparentes (huile + M)		
	66.66	25	7.33			
73.33	20	6.66				
77.77	16.66	5.55				
80.94	14.28	4.76				
83.33	12.5	4.16				

TABLEAU N°19: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Toluène,
T=60°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HIC	T.A	EAU			
EAU PURE	10	10	80	Système laiteux	5	Système laiteux
	25	8.33	66.66		6	
	30.7	7.7	62.5		3.25	
	47	6	47		4.25	
	79	2.4	18.8	2 phases (huile + système laiteux)	5	
	52.66	35	12.73	Une phase transparente	3	
	21	34	45		5	
	16	31	51		6.5	
	10	54	34		3	
	22	60	18		6	
	60	30	10		5	
	63.63	28.12	8.18		5.5	
	66.66	25	7.33		6	
	73.77	20	6.66	Système transparent à reflets blentés	2.5	
	77.77	16.66	5.55		3	
	80.94	14.28	4.76		3.5	
	83.33	12.5	4.16		4	
85.18	11.11	3.70	Mélange laiteux	4.5		
86.66	10	3.33		5		

TABLEAU N°20: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Toluène,
T=60°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
1.5 g/l	10	10	80	Lait bleuté.	5	Limite de l'émulsion
	25	8.33	66.66	Système laiteux.	6	WIV
	30.7	7.7	62.5		3.25	Opaque
	47	6	47		4.25	
	79	2.4	18.8		5	
	52.66	35	12.33	2 phases (huile + système laiteux).	3	WIV
	21	34	45	Une phase transparente.		
	16	31	51	Opaque.	5	Opaque, Limite de l'émulsion
	10	54	34	Une phase transparente	6.5	
	22	60	18	Système transparent à rellets bleutés.	3	WIV
	60	30	10		6	
	63.63	28.12	8.18		5	
	66.66	25	7.33		5.5	
	73.77	20	6.66	6	WIV	
	77.77	16.66	5.55	2.5	Système laiteux	
	80.94	14.28	4.76	3		
	83.33	12.5	4.16	3.5	Mélange laiteux.	
	85.18	11.11	3.70	4		
86.66	10	3.33	4.5			
			5			

TABLEAU N°21: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Toluène,
T=60°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
6 g/l	10	10	80	Lait bleuté.	5	Limite de l'émulsion.
	25	8.33	66.66	2 phases (eau + système laiteux).	6	WII
	30.7	7.7	62.5		3.25	
	47	6	47	2 phases transparentes (eau - M).	4.25	WIV
	79	2.4	18.8	2 phases (huile + système laiteux).	5	
	52.66	35	12.33	Une phase transparente.	3	WIV
	21	34	45	Opaque.	5	Opaque.
	16	31	51		6.5	
	10	54	34	Une phase transparente.	3	WIV
	22	60	18	Système transparent à rellets bleutés.	6	
	60	30	10		5	
	63.63	28.12	8.18		5.5	
	66.66	25	7.33		6	
	73.77	20	6.66	2.5	Mélange laiteux.	
	77.77	16.66	5.55	3		
	80.94	14.28	4.76	3.5		
	83.33	12.5	4.16	4		
	85.18	11.11	3.70	4.5		
86.66	10	3.33	5			

TABLEAU N°22: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Cyclohexane,
T=60°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HIC	T.A	EAU			
EAU PURE	10	10	80	Lait blenté	5	Limite de l'émulsion Système laiteux.
	25	8.33	66.66	Système laiteux.	6	
	30.7	7.7	62.5		3.25	
	47	6	47		4.25	
	79	2.4	18.8		5	
	52.66	35	12.33		2 phases (huile + système laiteux) Une phase transparente	3
	21	34	45	5		
	16	31	51	6.5		
	10	54	34	3		
	22	60	18	6		
	60	30	10	5		
	63.63	28.12	8.18	5.5		
	66.66	25	7.33	6		
	73.77	20	6.66	2.5		
	77.77	16.66	5.55	3		
	80.94	14.28	4.76	3.5		
	83.33	12.5	4.16	Système transparent à reflets bleutés	4	
	85.18	11.11	3.70	4.5		
	86.66	10	3.33	5		

TABLEAU N°23: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Cyclohexane,
T=60°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HIC	T.A	EAU			
1.5 g/l	10	10	80	Système laiteux	5	Système laiteux.
	25	8.33	66.66	Système laiteux.	6	
	30.7	7.7	62.5		3.25	
	47	6	47		4.25	
	79	2.4	18.8		5	
	52.66	35	12.33		2 phases (huile + système laiteux) Une phase transparente	3
	21	34	45	5		
	16	31	51	6.5		
	10	54	34	3		
	22	60	18	6		
	60	30	10	5		
	63.63	28.12	8.18	5.5		
	66.66	25	7.33	6		
	73.77	20	6.66	2.5		
	77.77	16.66	5.55	3		
	80.94	14.28	4.76	3.5		
	83.33	12.5	4.16	Système transparent à reflets bleutés	4	
	85.18	11.11	3.70	4.5		
	86.66	10	3.33	5		

TABLEAU N°24: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Cyclohexane,
T=60°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
6 g/l	10	10	80	Lait bleuté	5	Limite de l'émulsion.
	25	8.33	66.66	Système laiteux.	6	Système laiteux.
	30.7	7.7	62.5	//	3.25	//
	47	6	47	2 phases transparents (eau+M).	4.25	WII
	79	2.4	18.8	2 phases (huile+système laiteux)	5	
	52.66	35	12.33	Une phase transparente	3	WIV
	21	34	45	Opaque.	5	Opaque.
	16	31	51	//	6.5	//
	10	54	34	Une phase transparente.	3	WIV
	22	60	18	//	6	//
	60	30	10	//	5	//
	63.63	28.12	8.18	//	5.5	//
	66.66	25	7.33	//	6	//
	73.77	20	6.66	//	2.5	//
	77.77	16.66	5.55	//	3	//
	80.94	14.28	4.76	Système transparent à reflets bleutés.	3.5	
	83.33	12.5	4.16	//	4	//
85.18	11.11	3.70	//	4.5	//	
86.66	10	3.33	//	5	//	

TABLEAU N°25: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Décane,
T=60°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
EAU PURE	10	10	80	Lait bleuté	5	Limite de l'émulsion.
	25	8.33	66.66	Système laiteux.	6	Système laiteux.
	30.7	7.7	62.5	//	3.25	//
	47	6	47	//	4.25	//
	79	2.4	18.8	2 phases (huile+système laiteux).	5	
	52.66	35	12.33	Une phase transparente	3	WIV
	21	34	45	//	5	//
	16	31	51	//	6.5	//
	10	54	34	//	3	//
	22	60	18	//	6	//
	60	30	10	//	5	//
	63.63	28.12	8.18	2 phases transparentes (huile+M).	5.5	WI
	66.66	25	7.33	//	6	//
	73.77	20	6.66	//	2.5	//
	77.77	16.66	5.55	//	3	//
	80.94	14.28	4.76	//	3.5	//
	83.33	12.5	4.16	//	4	//
85.18	11.11	3.70	//	4.5	//	
86.66	10	3.33	//	5	//	

TABLEAU N°26: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Décane,
T=60°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
1.5 g/l	10	10	80	Système laiteux	5	Système laiteux
	25	8.33	66.66	"	6	
	30.7	7.7	62.5	"	3.25	
	47	6	47	2 phases (huile + système laiteux)	4.25	
	79	2.4	18.8	"	5	WIV
	52.66	35	12.33	Une phase transparente	3	
	21	34	45	"	5	WI
	16	31	51	"	6.5	
	10	54	34	"	3	
	22	60	18	"	6	
	60	30	10	2 phases transparentes (huile + M)	5	
	63.63	28.12	8.18	"	5.5	
	66.66	25	7.33	"	6	
	73.77	20	6.66	"	2.5	
	77.77	16.66	5.55	"	3	
	80.94	14.28	4.76	"	3.5	
	83.33	12.5	4.16	"	4	
	85.18	11.11	3.70	"	4.5	
86.66	10	3.33	"	5		

TABLEAU N°27: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Décane,
T=60°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
6 g/l	10	10	80	Système laiteux	5	Système laiteux
	25	8.33	66.66	2 phase transparentes (eau + M)	6	
	30.7	7.7	62.5	"	3.25	WI
	47	6	47	2 phases transparentes (huile + M)	4.25	
	79	2.4	18.8	"	5	WIV
	52.66	35	12.33	Une phase transparente	3	
	21	34	45	"	5	WI
	16	31	51	"	6.5	
	10	54	34	"	3	
	22	60	18	"	6	
	60	30	10	2phases transparentes (huile + M)	5	
	63.63	28.12	8.18	"	5.5	
	66.66	25	7.33	"	6	
	73.77	20	6.66	"	2.5	
	77.77	16.66	5.55	"	3	
	80.94	14.28	4.76	"	3.5	
	83.33	12.5	4.16	"	4	
	85.18	11.11	3.70	"	4.5	
86.66	10	3.33	"	5		

TABLEAU N°28: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Mélange, T=60°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION	
	HC	T.A	EAU				
EAU PURE	10	10	80	Lait bleuté.	5	Limite de l'emulsion	
	25	8.33	66.66	2 phases transparentes (eau+systeme laiteux).	6		
	30.7	7.7	62.5	2 phases transparentes (huile+systeme laiteux).	3.25	WIV	
	47	6	47		4.25		
	79	2.4	18.8	Une phase transparente.	5		
	52.66	35	12.33		3		
	21	34	45	5			
	16	31	51	6.5			
	10	54	34	3			
	22	60	18	6			
	60	30	10	5			
	63.63	28.12	8.18	5.5			
	66.66	25	7.33	6			
	73.77	20	6.66	2 phases transparentes (huile+M)	2.5		WI
	77.77	16.66	5.55	3			
	80.94	14.28	4.76	3.5			
	83.33	12.5	4.16	4			
85.18	11.11	3.70	4.5				
86.66	10	3.33	5				

TABLEAU N°29: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Mélange, T= 60°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
1.5 g/l	10	10	80	Systeme laiteux	5	Systeme laiteux
	25	8.33	66.66	6		
	30.7	7.7	62.5	2 phases (eau+lait).	3.25	
	47	6	47	Systeme laiteux.	4.25	Systeme laiteux
	79	2.4	18.8	2 phases (huile+systeme laiteux).	5	
	52.66	35	12.33	Une phase transparente.	3	WIV
	21	34	45	Opaque.	5	Opaque
	16	31	51	6.5		
	10	54	34	Une phase transparente.	3	WIV
	22	60	18	6		
	60	30	10	5		
	63.63	28.12	8.18	5.5		
	66.66	25	7.33	6		
	73.77	20	6.66	2.5		
	77.77	16.66	5.55	2 phases transparentes (huile+M).	3	WI
	80.94	14.28	4.76	3.5		
	83.33	12.5	4.16	4		
85.18	11.11	3.70	4.5			
86.66	10	3.33	5			

TABLEAU N°30: Domaines d'existence des différents systèmes dans le cas du Mélange,
T=60°C.

SALINITE	Composition (% volumique)			VISUALISATION	VOLUME TOTAL (ml)	TYPE D'EMULSION
	HC	T.A	EAU			
6g/l	10	10	80	Système laiteux.	5	Système laiteux.
	25	8.33	66.66	//	6	//
	30.7	7.7	62.5	//	3.25	//
	47	6	47	//	4.25	//
	79	2.4	18.8	2 phases (huile + système laiteux).	5	
	52.66	35	12.33	Une phase transparente.	3	WIV
	21	34	45	Opaque.	5	OPaque.
	16	31	51	//	6.5	//
	10	54	34	Une phase transparente.	3	WIV
	22	60	18	//	6	//
	60	30	10	//	5	//
	63.63	28.12	8.18	//	5.5	//
	66.66	25	7.33	//	6	//
	73.77	20	6.66	2 phases transparentes (huile - M).	2.5	WI
	77.77	16.66	5.55	//	3	//
	80.94	14.28	4.76	//	3.5	//
	83.33	12.5	4.16	//	4	//
	85.18	11.11	3.70	//	4.5	//
	86.66	10	3.33	//	5	//

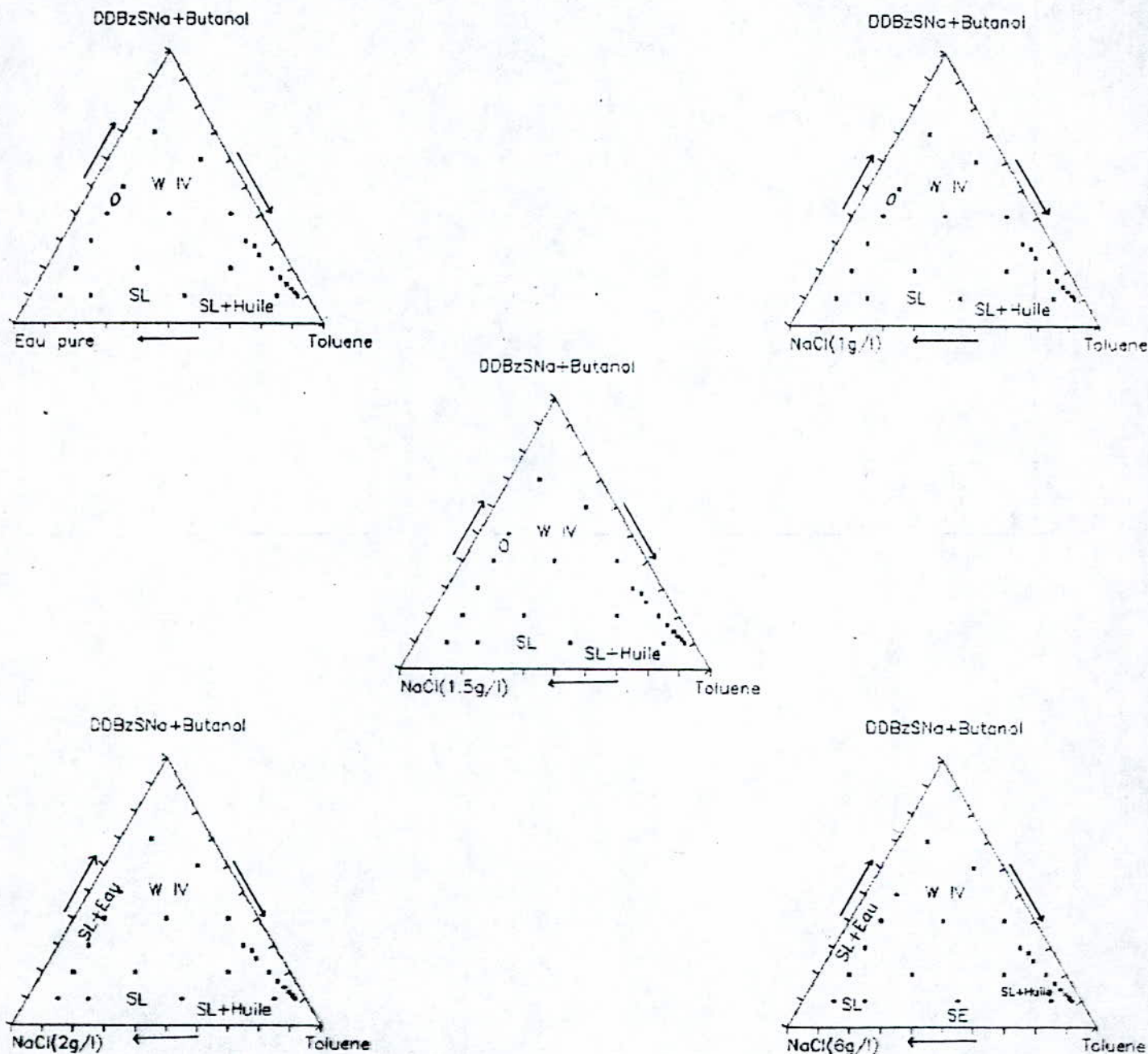


FIGURE N°1: DIAGRAMME DES PHASES DU SYSTEME: EAU, TOLUENE, BUTANOL ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=25°C. SE: SYSTEME LAITEUX, O: OPAQUE, SE: STRUCTURE EPONGE.

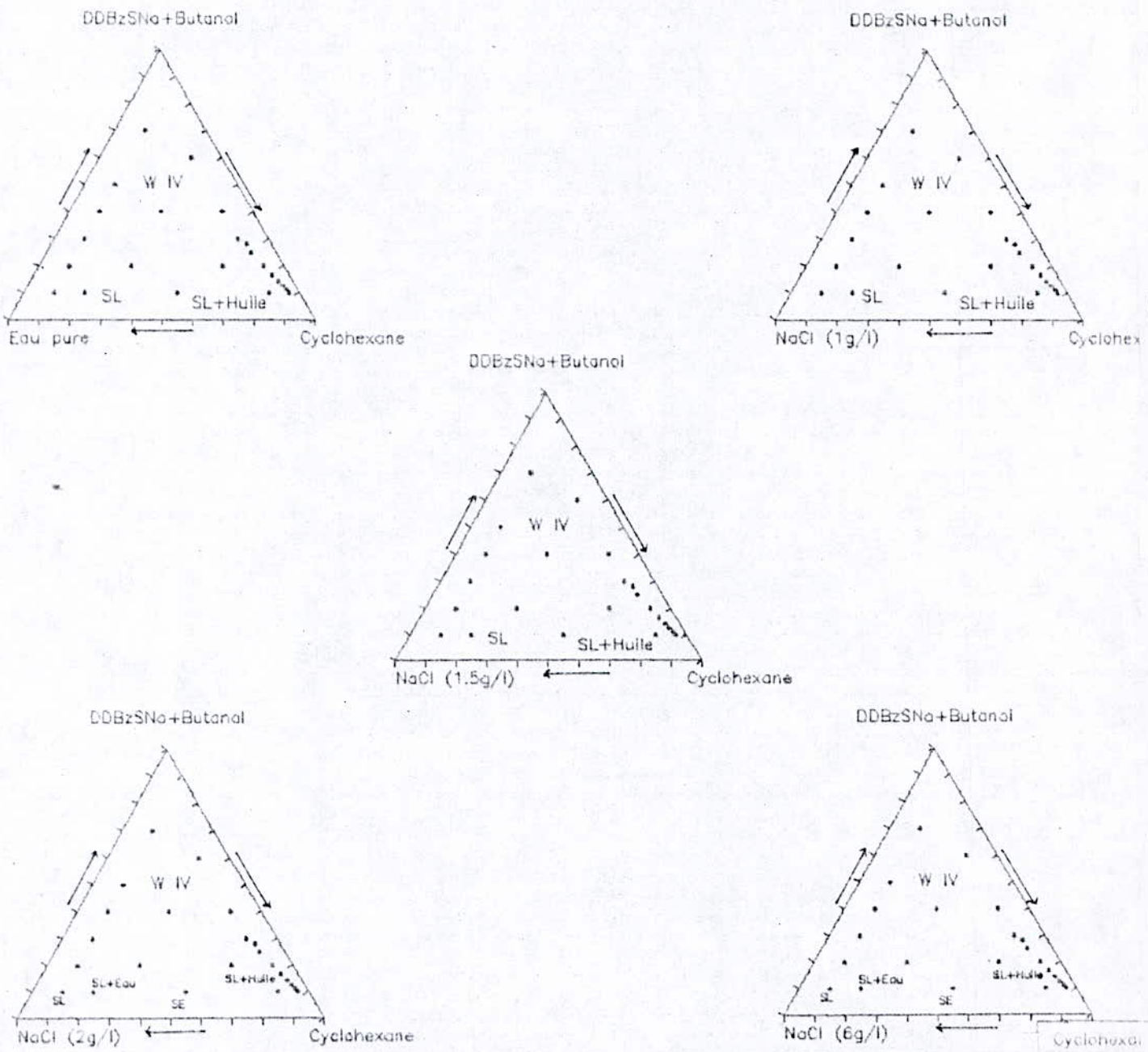


FIGURE N°2: DIAGRAMME DES PHASES DU SYSTEME: EAU, CYCLOHEXANE, BUTANOL ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=25°C. SE: SYSTEME LAITEUX, SE: STRUCTURE EPONGE.

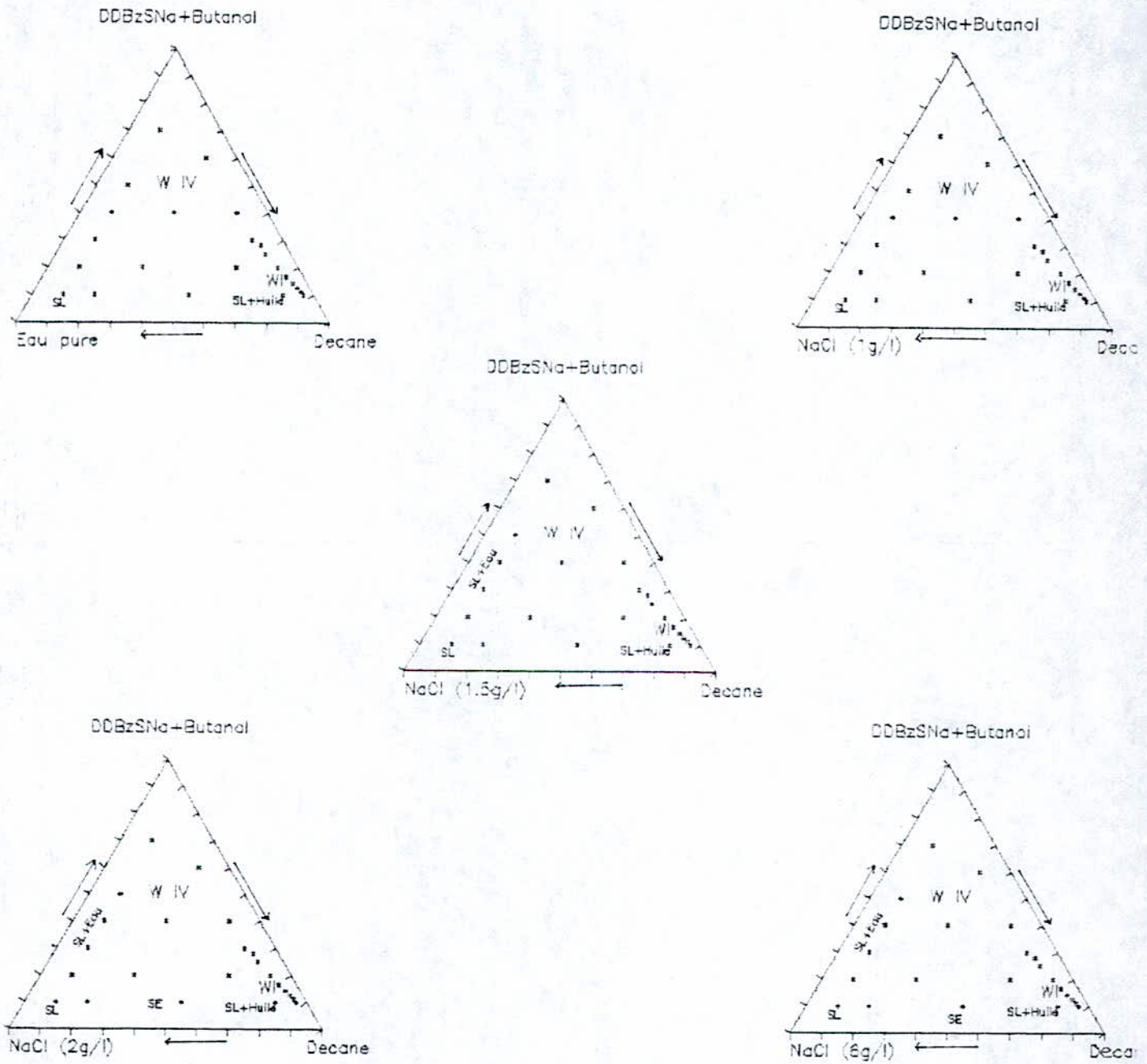


FIGURE N°3: DIAGRAMME DES PHASES DU SYSTEME: EAU, DECANE, BUTANOL ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM, T=25°C. SE: SYSTEME LAITEUX, SE: STRUCTURE EPONGE.

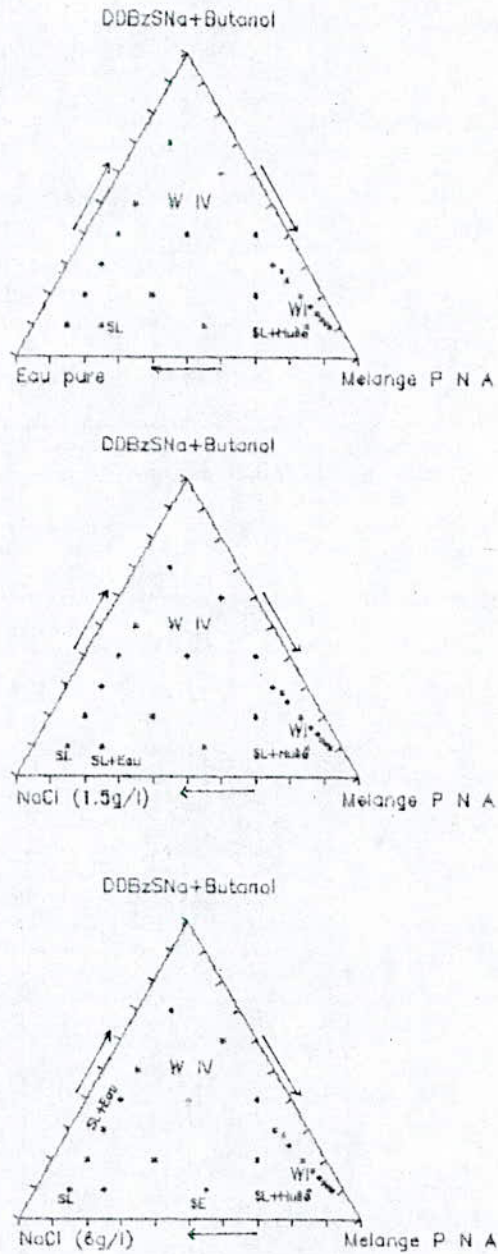


FIGURE N°4: DIAGRAMME DES PHASES DU SYSTEME: EAU, MELANGE BUTANOL ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=25°C. SE: SYSTEME LAITEUX, SE: STRUCTURE EPONGE.

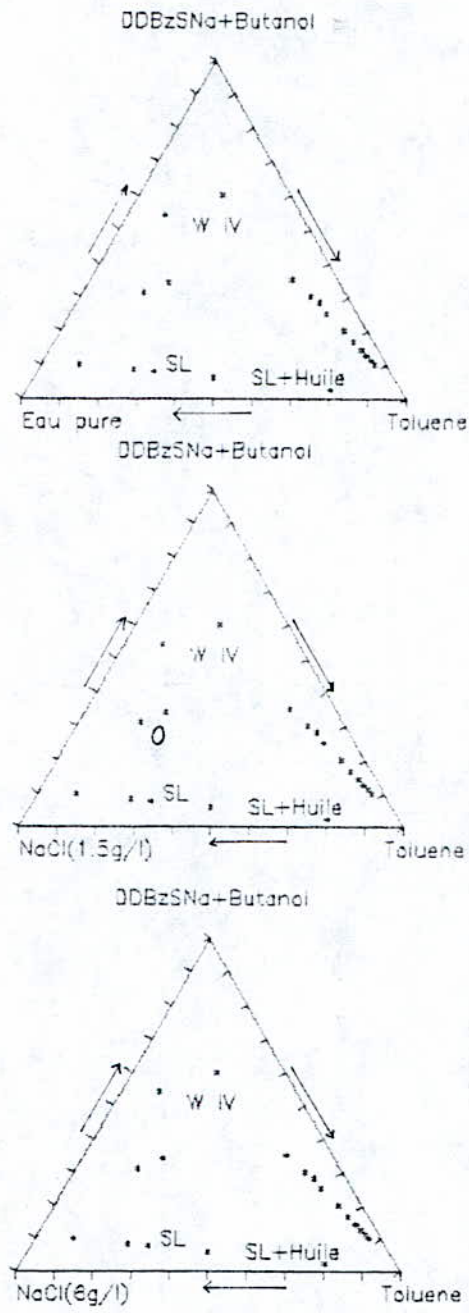


FIGURE N°5: DIAGRAMME DES PHASES DU SYSTEME: EAU, TOLUENE, BUTANOL ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=60°C. SE: SYSTEME LAITEUX. SE: STRUCTURE EPONGE. O: OPAQUE.

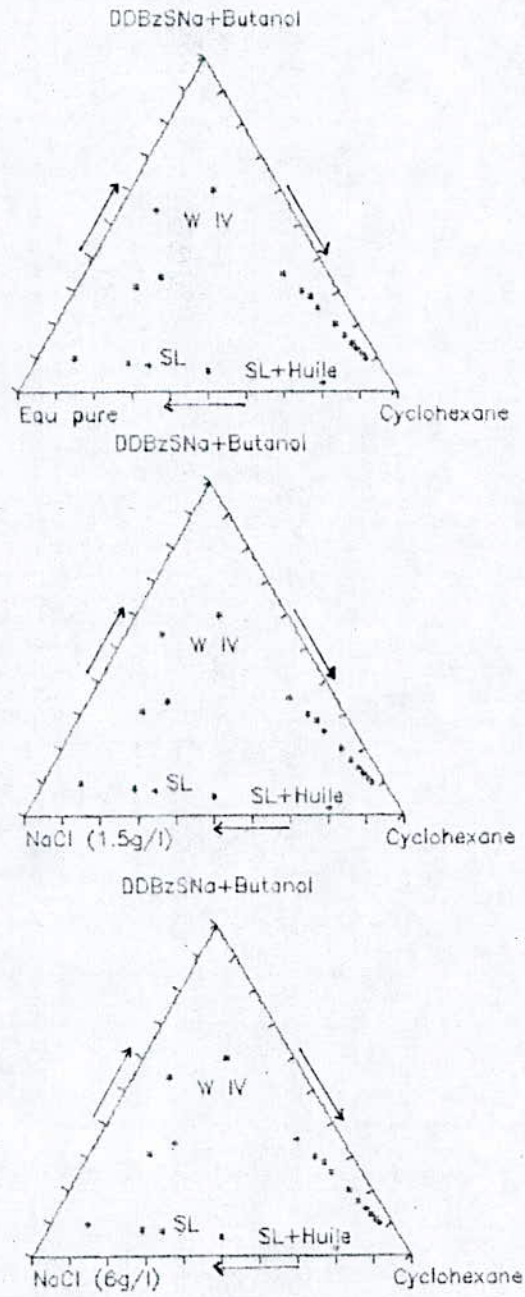


FIGURE N°6: DIAGRAMME DES PHASES DU SYSTEME: EAU, CYCLOHEXANE, BUTANOL ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=60°C. SE: SYSTEME LAITEUX, SE: STRUCTURE EPONGE, O: OPAQUE.

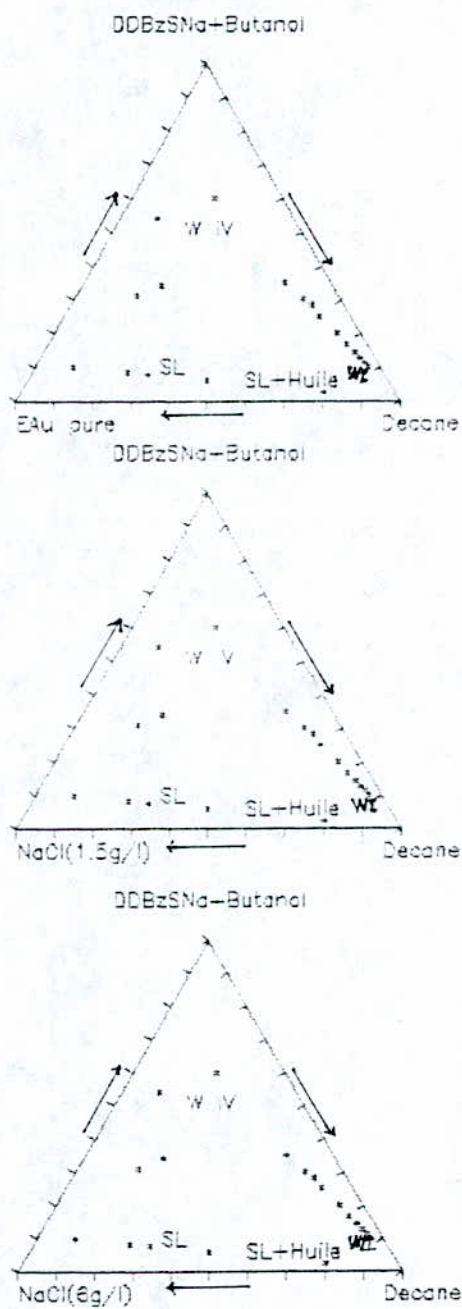


FIGURE N°7: DIAGRAMME DES PHASES DU SYSTEME: EAU DECANE,BUTANOL ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=60°C. SE: SYSTEME LAITEUX. SE: STRUCTURE EPONGE.

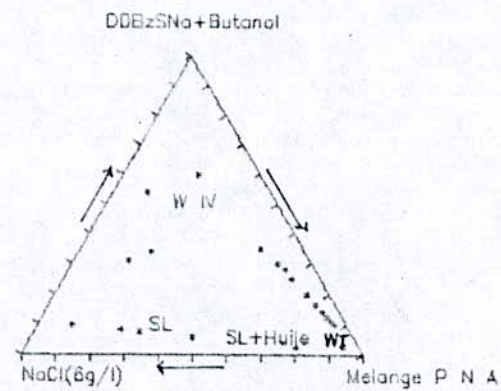
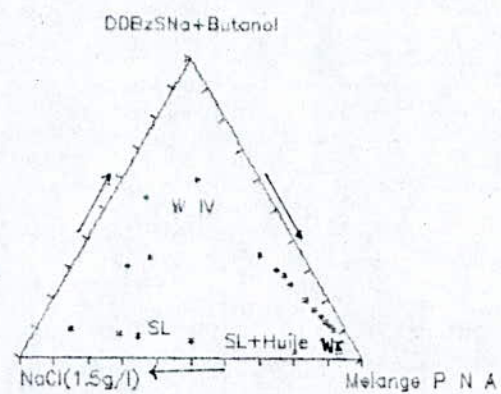
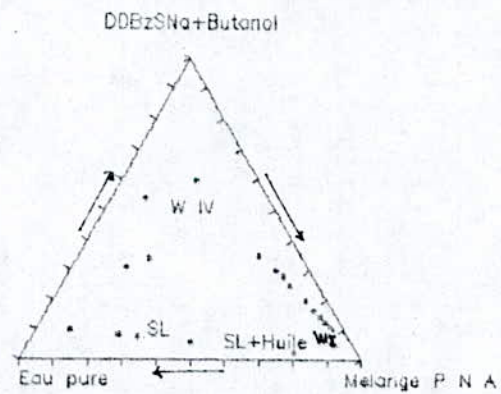


FIGURE N°8: DIAGRAMME DES PHASES DU SYSTEME: EAU, MELANGE, BUTANOL ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=60°C. SE: SYSTEME LAITEUX, SE: STRUCTURE EPONGE, O: OPAQUE.

II-2-1 COMMENTAIRES:

II-2-1-1 INFLUENCE DE LA SALINITE A TEMPERATURE DONNEE ET UN TEMPS DONNE ADEQUAT:

Nous avons étudié l'influence de la salinité de l'eau sur le comportement des phases et nous avons décelé trois domaines de la variation de la salinité à température donnée et un temps donné pour les trois hydrocarbures (toluène, cyclohexane et décane):

- Aux faibles salinités ($\leq 1\text{g/l}$): Le système monophasique domine dans ce cas car il semble que les possibilités de solubilisation de l'huile augmentent quand la salinité est faible. De plus, nous avons obtenu un système à deux phases (système laiteux + huile).
- Aux salinités moyennes ($1,5\text{g/l}$ - 2g/l): Il y a apparition du système monophasique, un système laiteux, de systèmes à deux et trois phases (système laiteux + eau) et (deux phases transparentes avec le système laiteux comme phase intermédiaire). Dans ce cas l'émulsifiant (tensio-actif + cotensio-actif) se partage entre les deux phases aqueuse et organique d'où apparition du domaine à trois phases. En plus, ce cas est décrit comme étant un système à structure éponge, il est obtenu quand le mélange contient autant d'hydrocarbure que de l'eau. Dans ce cas $R = 1$ d'où existence du système à trois phases.
- Aux salinités élevées (6 g/l): Dans ce cas, l'augmentation de la salinité fait que \overline{ATW} diminue et donc R augmente d'où apparition du système à deux phases (eau + système laiteux). Le système laiteux signifie l'existence de l'émulsion, il faudra cependant diviser la taille de ces particules par 20, par l'emploi d'un tensio-actif approprié, pour voir transformer l'émulsion en microémulsion et obtenir donc le WII selon la notation de WINSOR.

II-2-1-2 INFLUENCE DE LA TEMPERATURE POUR UNE SALINITE DONNEE ET UN TEMPS ADEQUAT:

Pour étudier l'influence de la température sur le comportement des phases, nous avons travaillé à deux températures 25 et 60°C.

L'augmentation de la température a pour effet d'augmenter le domaine monophasique. Dans ce cas, les microémulsions obtenues paraissent plus claires et limpides car le tensio-actif utilisé qui est de nature ionique devient plus actif aux températures élevées, c'est donc un facteur favorable à la réalisation de la microémulsion ; dans les conditions du gisement la température est de 60 à 100°C.

II-2-1-3 INFLUENCE DU TEMPS DE REACTION (MISE EN CONTACT):

Dans le cadre de l'étude de l'influence du temps de réaction, nous avons noté des remarques et observations sur l'aspect des systèmes obtenus à différents instants : $t = 10\text{ mn}$; $t = 4\text{ h}$ et $t = 7\text{ jours}$.

Nous avons remarqué l'évolution au cours du temps des différents systèmes notamment les domaines d'existence du système laiteux et deux phases (huile + système laiteux) et les systèmes qualifiés de structure éponge qui se sont transformées en des systèmes à une ou deux phases transparentes cela signifie que ces systèmes ont atteint l'équilibre et les microémulsions obtenues alors sont stables.

L'influence du temps peut donc être significative, et il est très possible que les temps d'équilibre sont différents selon le type de composition à une température donnée ; ce qu'il faut ajouter c'est que le moindre changement d'un paramètre fait basculer le système d'une catégorie vers une autre.

II-2-2 ETUDE DU DOMAINE D'EXISTENCE DES DIFFERENTS SYSTEMES :

Nous avons mesuré l'étendue du domaine d'existence de chaque domaine. Après avoir mesurer l'aire de chacun, sachant que l'aire globale du triangle est de 1200 mm². L'essentiel des résultats obtenus est donné dans les tableaux 4 et 5.

TABLEAU N°31: DOMAINE D'EXISTENCE DES DIFFERENTS SYSTEMES ;
T = 25°C.

SALINITE	HYDROCARBURE NATURE DU SYSTEME	TOLUENE		CYCLOHEXANE		DECANE	
		AIRE mm ²	%	AIRE mm ²	%	AIRE mm ²	%
EAU PURE	WIV	540	45	570	47.5	518	43.1
	SYSTEME LAITEUX	137	11.4	127	10.5	82	6.8
	SYSTEME A DEUX PHASES (Huile+Système Laiteux)	51	4.2	40	3.3	111	9.2
	WI	10	0.8	7	0.5	22	1.8
1.5 g/l	WIV	520	43.3	540	45.0	460	38.3
	SYSTEME LAITEUX	93	7.7	112	9.3	56	4.6
	SYSTEME A DEUX PHASES (Huile+Système Laiteux)	105	8.7	105	8.7	60	5.0
	WI	10	0.8	5	0.4	40	3.3
6 g/l	WIV	520	43.3	540	45.0	450	37.5
	SYSTEME LAITEUX	93	7.7	32	2.6	56	4.6
	SYSTEME A DEUX PHASES (Huile+Système Laiteux)	50	4.1	60	5.0	60	5.0
	SYSTEME A DEUX PHASES (Eau+Système Laiteux)	23	1.9	38	3.1	-	-
	SYSTEME A TROIS PHASES WI	16 10	1.3 0.8	22 -	1.8 -	73 40	6.0 3.3

TABLEAU N°32: DOMAINE D'EXISTENCE DES DIFFERENTS SYSTEME ;
T=60°C.

SALINITE	HYDROCARBURE NATURE DU SYSTEME	TOLUENE		CYCLOHEXANE		DECANE	
		AIRE mm ²	%	AIRE mm ²	%	AIRE mm ²	%
EAU PURE	WIV	630	52.5	730	60.9	532	43.3
	SYSTEME LAITEUX	94	7.8	96	8.0	95	7.9
	SYSTEME A DEUX PHASES (Huile+Système Laiteux)	5	0.4	22	1.8	5	0.4
	WI	10	0.8	-	-	40	3.3
1.5 g/l	WIV	600	50.0	630	52.5	513	42.7
	SYSTEME LAITEUX	85	7.0	96	8.0	70	5.8
	SYSTEME A DEUX PHASES (Huile+Système Laiteux)	5	0.4	22	1.8	70	5.8
	WI	10	0.8	-	-	40	3.3
6 g/l	WIV	600	50.0	610	50.8	513	42.7
	SYSTEME LAITEUX	25	2.0	60	5.0	40	3.3
	SYSTEME A DEUX PHASES (Huile+Système Laiteux)	5	0.4	30	2.6	10	0.8
	SYSTEME A DEUX PHASES (Eau+Système Laiteux)	48	4.0	-	-	52	4.3
	SYSTEME A TROIS PHASES	-	-	-	-	-	-
	WI	10	0.8	-	-	40	3.3

TABLEAU N°33: DOMAINE D'EXISTENCE DES DIFFERENTS SYSTEMES DANS LE
CAS DU MELANGE; T=25°C.

SALINITE	EAU PURE		1.5 g/l		6 g/l	
	AIRE mm ²	%	AIRE mm ²	%	AIRE mm ²	%
WIV	512	42.7	486	40.5	486	40.5
SYSTEME LAITEUX	130	10.8	70	5.8	20	1.6
SYSTEME A 2 PHASES (Huile+Système laiteux)	150	12.5	150	12.5	50	4.1
SYSTEME A 2 PHASES (Eau+Système Laiteux)	-	-	5	0.4	44	3.6
SYSTEME A 3 PHASES	-	-	-	-	25	2.0
WI	10	0.8	10	0.8	10	0.8

TABLEAU N°34: DOMAINE D'EXISTENCE DES DIFFERENTS SYSTEMES DANS LE
CAS DU MELANGE; T=60°C.

SALINITE	EAU PURE		1.5 g/l		6 g/l	
	AIRE mm ²	%	AIRE mm ²	%	AIRE mm ²	%
WIV	576	48	562	46.8	533	44.4
SYSTEME LAITEUX	35	2.9	42	3.5	45	3.7
SYSTEME A 2 PHASES (Huile+Système laiteux)	50	4.1	50	4.1	12	1.0
SYSTEME A 2 PHASES (Eau+Système Laiteux)	-	-	10	0.8	20	1.6
SYSTEME A 3 PHASES	-	-	-	-	-	-
WI	40	3.3	40	3.3	40	3.3

Dans le but de prévoir la nature et l'étendue des domaines dans le cas des mélanges, nous avons calculé théoriquement pour la microémulsion (WIV) le pourcentage du domaine en nous basant sur l'hypothèse de l'additivité des propriétés.

La composition du mélange (P, N, A) simulant le brut HRS 162 est prise égale à la valeur moyenne calculée à partir des deux corrélations de RIAZI-DAUBERT 1 et 2 et qui donne:
% P=74.0, %N=17.4, %A=8.3

Nous avons cependant:

- Eau pure, T=25°C.

$$(WIV) = 0.08 (WIV)_{\text{tol}} + 0.74 (WIV)_{\text{décane}} + 0.17 (WIV)_{\text{cyclohexane}}$$

Moyen du mélange

$$= 43.5 \%$$

La valeur expérimentale est égale à 42.7%.

- Salinité=1.5g/l, T= 25°C.

$$(WIV) = 39.4\%$$

Moyen du mélange

La valeur expérimentale est de 40.5%

- Salinité = 6 g/l, T= 25°C.

$$(WIV) = 38.9\%$$

Moyen du mélange

La valeur expérimentale est de 40.5%

- Eau pure, T= 60°C.

$$(WIV) = 47.4\%$$

Moyen du mélange

La valeur expérimentale est de 48%

- Salinité =1.5g/l, T= 60°C.

$$(WIV) = 44.5\%$$

Moyen du mélange

La valeur expérimentale est de 46.8%

- Salinité = 6 g/l, T=60°C.

$$(WIV) = 44.2\%$$

Moyen du mélange

La valeur expérimentale est de 44.4%

II-2-2-1 COMMENTAIRES :

Une fois les diagrammes établis et le calcul de l'aire des différents domaines d'existence des systèmes fait, nous avons effectué les remarques suivantes:

- Le domaine monophasique étant le plus répandu, cependant ce dernier n'est observé que dans la partie du triangle où le pourcentage en tensio-actif est le plus élevé ce qui rend cette technique évidemment coûteuse et économiquement non rentable.
- Les résultats trouvés montrent que la température influe d'une façon favorable sur l'étendue de la microémulsion (WIV). De plus il semble que le cyclohexane soit le plus favorisé par la microémulsion.
- Sur le fait que le cotensio-actif joue le rôle d'un tensio-actif du fait de son caractère amphiphile, son addition ne fera alors qu'augmenter le domaine monophasique. Physiquement, le cotensio-actif éclaircit la microémulsion et permet de l'atteindre en utilisant moins de tensio-actif.
- Enfin, nous remarquons que la simulation donne des résultats proches des résultats expérimentaux l'écart n'étant pas important (la valeur maximum est de 4.9% dans le cas où la salinité=1.5g/l, T=60°C). De ce fait, il nous sera possible de calculer l'étendue des différents domaines de WINSOR ou autres d'un mélange d'hydrocarbures connaissant sa composition.

III- ETABLISSEMENT EXPERIMENTAL DE DIAGRAMMES PSEUDO-TERNAIRES DE BRUTS :

Les résultats précédents ont été obtenus pour des corps purs appartenant aux trois familles d'hydrocarbures et pour des mélanges simulant les trois familles d'hydrocarbures. Il nous a paru nécessaire d'étendre ces résultats à l'étude de la microémulsion de pétroles bruts. De la même façon, nous avons élaboré différents mélanges avec des concentrations de pétroles bruts; tensio-actifs; sels et eau différentes. Pour ce faire, nous avons choisi des pétroles bruts de densité différentes: un léger (condensat); moyen (brut de Zarzaitine) et un lourd (mélange Sahara). Le brut HRS 162 étant difficile à manipuler à 25°C, nous l'avons remplacé par le mélange Sahara Blend à la température la plus compatible avec son maniement soit environ 69°C. Pour chaque pétrole, nous avons préparé 42 mélanges différents et nous avons fait varier la composition, la température et le temps.

III-1 MODE OPERATOIRE:

Dans un béccher de 50 ml, nous avons effectué une série de mélanges à volume total de 20 ml et à proportions variables de l'émulsifiant (95% du tensio-actif (Dodécylbenzène sulfonate de sodium) + 5% du cotensio-actif (butanol)) avec le produit que l'on désire émulsionner (condensat, brut de Zarzaitine, mélange Sahara et le brut de Hassi-R'Mel (HRS 162) à T=69°C).

Les produits obtenus sont intimement mélangés (à l'aide d'un agitateur magnétique chauffant), examinés et leur aspect notés à une température définie et constante (25 et 69°C) après avoir réalisé leur dilution (salinité de l'eau étant de 5g/l).

Nous avons suivi l'évolution de ces systèmes au cours du temps (t=immédiat, t=10mn, t=1h, t=2h, t=4h, t=24h, t=3jours et t=7jours) en notant pour chaque temps le volume des phases obtenus. De la même façon, nous avons effectué la deuxième série de manipulation à T=69°C en notant les observations à t=immédiatement, t=10mn, t=1h, t=2h, t=3h et t=4h.

Les résultats obtenus ainsi que les observations recueillies sont donnés dans les tableaux et les figures ci-après.

III-2 PRESENTATION DES BRUTS UTILISES:

En plus des pétroles bruts étudiés dans le chapitre I (condensat et le brut HRS 162), nous avons utilisé de nouveaux pétroles bruts dans le cadre de ce chapitre, consacré à l'établissement expérimental de diagrammes pseudo-ternaires, il s'agit du brut de zarzaitine qui représente un brut moyen et le mélange Sahara Blend qui remplace le brut HRS 162 à T=25°C car le maniement de ce dernier est difficile à cette température.

TABLEAU N° 1: CARACTERISATION DU BRUT DE ZARAITINE

PROPRIETE	METHODE	RESULTAT
COULEUR	VISUALISATION	NOIR
DENSITE à 20°C	NF T60-101	0.816
TENEUR EN SOUFRE (%)	NF T60-108	0.06
TENEUR EN SEDIMENTS (%)	NF M07-010	1.1
PONT DE CONGELATION (°C)		-35
DISTILLATION ASTM	NF M07-002	
PI (°C)		52
PF (°C)		270
COMPOSITION MOYENNE	CORRELATIONS	
	EL HADI-CHITOUR (54)	%P=53.3;%N=28.3;%A=18.3
	RIAZI DAUBERT 1 (48)	%P=54.2;%N=24.3;%A=21.4
	RIAZI DAUBERT 2 (49)	%P=54.7;%N=25.3;%A=19.9

C'est un pétrole brut moyen à tendance relativement paraffinique.

TABLEAU N°2: CARACTERISATION DU MELANGE SAHARA BLEND.

PROPRIETE	METHODE	RESULTAT
COULEUR	VISUALISATION	NOIR
DENSITE	NF T60-101	0.8488
VISCOSITE CINEMATIQUE (cst) à 20°C	NF T60-100	11.4
DISTILLATION ASTM	NF M07-002	
PI (°C)		60
PF (°C)		290

III-3 RESULTATS:

Les résultats obtenus ainsi que les observations recueillies sont donnés dans les tableaux et les figures ci-après.

TABLEAU N° 3: CONDENSAT. t=immédiat. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (gd)			VOLUME DES PHASES (gd)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	TA/Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	1,5	3,0	0,5	3,12	3 phases	WIII
//	10	10	//	2	2	15,5	4,5		0,5	3,12	2 phases	WI
//	15	5	//	3	1	15,0	5,0		1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,5	4,0	2,5	0,5	3,57	3 phases	WIII
//	10	20	//	2	4	13,5	4,5	2,0	0,5	3,57	//	//
//	15	15	//	3	3	13,0	7,0		1,0	7,14	2 phases	WI
//	20	10	//	4	2	13,0	7,0		1,0	7,14	//	//
//	25	5	//	5	1		20,0				Mélange laiteux	
60	5	35	12	1	7	11,5	6,5	2,0	0,5	4,16	3 phases	WIII
//	10	30	//	2	6	11,5	1,0	7,5	0,5	4,16	Structure éponge	Structure éponge
//	15	25	//	3	5	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	//	//
//	20	20	//	4	4	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	10,5	5,0	4,5	1,5	12,50	3 phases	WIII
//	30	10	//	6	2		20,0				Mélange laiteux	
//	35	5	//	7	1		20,0				//	
50	5	45	10	1	9	9,0	5,0	6,0	1,0	10,00	3 phases	WIII
//	10	40	//	2	8	9,0	8,0	3,0	1,0	10,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	11,0		1,0	10,00	2 phases	WI
//	20	30	//	4	6		20,0				Mélange laiteux	
//	25	25	//	5	5		20,0				//	
//	30	20	//	6	4		20,0				//	
//	35	15	//	7	3		20,0				//	
//	40	10	//	8	2		20,0				//	
45	5	50	9	1	10	8,5	2,0	9,5	0,5	5,55	3 phases	WIII
//	10	45	//	2	9		20,0				Mélange laiteux	
//	15	40	//	3	8		20,0				//	
//	20	35	//	4	7		20,0				//	
//	25	30	//	5	6		20,0				//	
//	30	25	//	6	5		20,0				//	
//	35	20	//	7	4		20,0				//	
//	40	15	//	8	3		20,0				//	
40	10	50	8	2	10		19,0	1,0			2 phases	WII
//	20	40	//	4	8		20,0				Mélange laiteux	
//	30	30	//	6	6		20,0				//	
//	40	20	//	8	4		20,0				//	
30	10	60	6	2	12		18,0	2,0			2 phases	WII
//	20	50	//	4	10		20,0				Mélange laiteux	
//	30	40	//	6	8		20,0				//	
//	40	30	//	8	6		20,0				//	
20	20	60	4	4	12		20,0				//	
//	30	50	//	6	10		20,0				//	
//	40	40	//	8	8		20,0				//	

TABLEAU N°4: CONDENSAT. t=10mn. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huileuse	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	1,5	3,0	0,5	3,12	3 phases	WIII
//	10	10	//	2	2	15,5	1,5	3,0	0,5	3,12	//	//
//	15	5	//	3	1	15,0	1,5	3,5	1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,5	1,5	5,0	0,5	3,57	//	//
//	10	20	//	2	4	13,0	2,0	5,0	1,0	7,14	//	//
//	15	15	//	3	3	13,0	0,5	6,5	1,0	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	20	10	//	4	2	12,5	6,3	1,2	1,5	10,71	3 phases	WIII
//	25	5	//	5	1		20,0				Mélange laiteux	
60	5	35	12	1	7	11,5	1,5	7,0	0,5	4,16	3 phases	WIII
//	10	30	//	2	6	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	Structure éponge	Structure éponge
//	15	25	//	3	5	11,0	1,5	7,5	1,0	8,33	3 phases	WIII
//	20	20	//	4	4	10,5	5,5	4,0	1,5	12,50	//	//
//	25	15	//	5	3	10,5	5,0	4,5	1,5	12,50	//	//
//	30	10	//	6	2		20,0				Mélange laiteux	
//	35	5	//	7	1		20,0				//	
50	5	45	10	1	9	9,0	2,5	8,5	1,0	10,00	3 phases	WIII
//	10	40	//	2	8	9,0	8,0	3,0	1,0	10,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	3,5	7,5	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6		20,0				Mélange laiteux	
//	25	25	//	5	5		20,0				//	
//	30	20	//	6	4		20,0				//	
//	35	15	//	7	3		20,0				//	
//	40	10	//	8	2		20,0				//	
45	5	50	9	1	10	8,5	2,0	9,5	0,5	5,55	3 phases	WIII
//	10	45	//	2	9		15,0	5,0			2 phases	WII
//	15	40	//	3	8		20,0				Mélange laiteux	
//	20	35	//	4	7		20,0				//	
//	25	30	//	5	6		20,0				//	
//	30	25	//	6	5		20,0				//	
//	35	20	//	7	4		20,0				//	
//	40	15	//	8	3		20,0				//	
40	10	50	8	2	10		12,5	7,5			2 phases	WII
//	20	40	//	4	8		20,0				Mélange laiteux	
//	30	30	//	6	6		20,0				//	
//	40	20	//	8	4		20,0				//	
30	10	60	6	2	12		8,5	11,5			2 phases	WII
//	20	50	//	4	10		19,0	1,0			//	//
//	30	40	//	6	8		18,8	1,2			//	//
//	40	30	//	8	6		19,0	1,0			//	//
20	20	60	4	4	12		14,0	6,0			//	//
//	30	50	//	6	10		15,5	4,5			//	//
//	40	40	//	8	8		16,5	3,5			//	//

TABLEAU N° 5: CONDENSAT. t=1h. T=25°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (g)			VOLUME DES PHASES (g)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emission	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	1,5	3,0	0,5	3,12	3 phases	WIII
//	10	10	//	2	2	15,6	1,8	3,2	1,0	6,25	//	//
//	15	5	//	3	1	14,5	2,0	3,5	1,5	9,37	//	//
70	5	25	14	1	5	13,0	1,5	5,5	1,0	7,14	//	//
//	10	20	//	2	4	13,0	2,0	5,0	1,0	7,14	//	//
//	15	15	//	3	3	12,8	0,4	6,8	1,2	8,50	Structure éponge	Structure éponge
//	20	10	//	4	2	12,5	5,5	2,0	1,5	10,71	3 phases	WIII
//	25	5	//	5	1		20,0				Mélange laiteux	
60	5	35	12	1	7	11,5	1,5	7,0	0,5	4,16	3 phases	WIII
//	10	30	//	2	6	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	Structure éponge	Structure éponge
//	15	25	//	3	5	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	//	//
//	20	20	//	4	4	10,5	3,5	6,0	1,5	12,50	3 phases	WIII
//	25	15	//	5	3	10,0	2,5	7,5	2,0	16,66	//	//
//	30	10	//	6	2		20,0				Mélange laiteux	
//	35	5	//	7	1		20,0				//	
50	5	45	10	1	9	9,0	2,0	9,0	1,0	10,00	3 phases	WIII
//	10	40	//	2	8	9,0	3,5	7,5	1,0	10,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	3,5	7,5	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6		20,0				Mélange laiteux	
//	25	25	//	5	5		20,0				//	
//	30	20	//	6	4		20,0			1,00	//	
//	35	15	//	7	3		20,0				//	
//	40	10	//	8	2		20,0				//	
45	5	50	9	1	10	8,5	2,0	9,5	0,5	5,55	3 phases	WIII
//	10	45	//	2	9		12,0	8,0			2 phases	WII
//	15	40	//	3	8		20,0				Mélange laiteux	
//	20	35	//	4	7		20,0				//	
//	25	30	//	5	6		19,5	0,5			2 phases	WII
//	30	25	//	6	5		19,2	0,8			//	//
//	35	20	//	7	4		20,0				Mélange laiteux	
//	40	15	//	8	3		20,0				//	
40	10	50	8	2	10		10,8	9,2			2 phases	WII
//	20	40	//	4	8		19,0	1,0			//	//
//	30	30	//	6	6		18,8	1,2			//	//
//	40	20	//	8	4		18,8	1,2			//	//
30	10	60	6	2	12		7,5	12,5			//	//
//	20	50	//	4	10		12,0	8,0			//	//
//	30	40	//	6	8		12,0	8,0			//	//
//	40	30	//	8	6		14,0	6,0			//	//
20	20	60	4	4	12		7,8	12,2			//	//
//	30	50	//	6	10		8,4	11,6			//	//
//	40	40	//	8	8		8,0	12,0			//	//

TABLEAU N°6: CONDENSAT. t=2h. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Hale	TA	Eau	Hale	TA	Eau	Hale+eau	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	0,5	4,0	0,5	3,12	Structure éponge	Structure éponge
//	10	10	//	2	2	15,0	1,8	3,2	1,0	6,25	3 phases	WIII
//	15	5	//	3	1	14,5	1,5	4,0	1,5	9,37	//	//
70	5	25	14	1	5	13,0	1,5	5,5	1,0	7,14	//	//
//	10	20	//	2	4	13,0	2,0	5,0	1,0	7,14	//	//
//	15	15	//	3	3	12,5	0,5	7,0	1,5	10,71	Structure éponge	Structure éponge
//	20	10	//	4	2	12,5	3,5	4,0	1,5	10,71	3 phases	WIII
//	25	5	//	5	1	12,5	7,5		1,5	10,71	2 phases	WII
60	5	35	12	1	7	11,5	1,5	7,0	0,5	4,16	3 phases	WIII
//	10	30	//	2	6	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	Structure éponge	Structure éponge
//	15	25	//	3	5	11,0	1,5	7,5	1,0	8,33	3 phases	WIII
//	20	20	//	4	4	10,5	2,5	7,0	1,5	12,50	//	//
//	25	15	//	5	3	10,0	2,0	8,0	2,0	16,66	//	//
//	30	10	//	6	2	10,0	10,0		2,0	16,66	2 phases	WI
//	35	5	//	7	1	10,0	10,0		2,0	16,66	//	//
50	5	45	10	1	9	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	Structure éponge	Structure éponge
//	10	40	//	2	8	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	0,7	10,3	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	11,0		1,0	10,00	2 phases	WI
//	25	25	//	5	5	9,0	11,0		1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	9,0	11,0		1,0	10,00	//	//
//	35	15	//	7	3	9,0	11,0		1,0	10,00	//	//
//	40	10	//	8	2	9,0	11,0		1,0	10,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	1,5	10,0	0,5	5,55	3 phases	WIII
//	10	45	//	2	9	8,5	2,0	9,5	0,5	5,55	//	//
//	15	40	//	3	8		19,0	1,0			2 phases	WII
//	20	35	//	4	7		19,0	1,0			//	//
//	25	30	//	5	6		18,5	1,5			//	//
//	30	25	//	6	5		19,0	1,0			//	//
//	35	20	//	7	4		19,0	1,0			//	//
//	40	15	//	8	3		19,0	1,0			//	//
40	10	50	8	2	10		10,5	9,5			//	//
//	20	40	//	4	8		18,0	2,0			//	//
//	30	30	//	6	6		17,5	2,5			//	//
//	40	20	//	8	4		17,0	3,0			//	//
30	10	60	6	2	12	5,5	1,5	13,0	0,5	8,33	3 phases	WIII
//	20	50	//	4	10		12,0	8,0			2 phases	WII
//	30	40	//	6	8		12,0	8,0			//	//
//	40	30	//	8	6		13,0	7,0			//	//
20	20	60	4	4	12		7,5	12,5			//	//
//	30	50	//	6	10		8,0	12,0			//	//
//	40	40	//	8	8		8,0	12,0			//	//

TABLEAU N°7: CONDENSAT. t=4h. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (g)			VOLUME DES PHASES (g)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Paraffine	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,0	0,2	4,8	1,0	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	10	10	//	2	2	15,0	1,5	3,5	1,0	6,25	3 phases	WIII
//	15	5	//	3	1	14,0	1,8	4,2	2,0	12,50	//	//
70	5	25	14	1	5	13,0	1,5	5,5	1,0	7,14	//	//
//	10	20	//	2	4	13,0	2,0	5,0	1,0	7,14	//	//
//	15	15	//	3	3	12,5	0,5	7,0	1,5	10,71	Structure éponge	Structure éponge
//	20	10	//	4	2	12,0	2,5	4,5	2,0	14,28	3 phases	WIII
//	25	5	//	5	1	12,0	8,0		2,0	14,28	2 phases	WII
60	5	35	12	1	7	11,5	1,5	7,0	0,5	4,16	3 phases	WIII
//	10	30	//	2	6	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	15	25	//	3	5	11,0	1,5	7,5	1,0	8,33	3 phases	WIII
//	20	20	//	4	4	10,0	3,0	7,0	2,0	16,66	//	//
//	25	15	//	5	3	10,0	2,0	8,0	2,0	16,66	//	//
//	30	10	//	6	2	10,0	10,0		2,0	16,66	2 phases	WI
//	35	5	//	7	1	10,0	10,0		2,0	16,66	//	//
50	5	45	10	1	9	9,0	2,0	9,0	1,0	10,00	3 phases	WIII
//	10	40	//	2	8	9,0	3,5	7,5	1,0	10,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	3,5	7,5	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	11,0		1,0	10,00	2 phases	WI
//	25	25	//	5	5	9,0	11,0		1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	9,0	11,0		1,0	10,00	//	//
//	35	15	//	7	3	9,0	11,0		1,0	10,00	//	//
//	40	10	//	8	2	9,0	11,0		1,0	10,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	1,5	10,0	0,5	5,55	3 phases	WIII
//	10	45	//	2	9	8,5	2,5	9,0	0,5	5,55	//	//
//	15	40	//	3	8		18,5	1,5			2 phases	WII
//	20	35	//	4	7		18,5	1,5			//	//
//	25	30	//	5	6		18,0	2,0			//	//
//	30	25	//	6	5		18,0	2,0			//	//
//	35	20	//	7	4		18,0	2,0			//	//
//	40	15	//	8	3		18,0	2,0			//	//
40	10	50	8	2	10		9,0	11,0			//	//
//	20	40	//	4	8		18,0	2,0			//	//
//	30	30	//	6	6		17,0	3,0			//	//
//	40	20	//	8	4		17,0	3,0			//	//
30	10	60	6	2	12	5,0	1,8	13,2	1,0	16,66	3 phases	WIII
//	20	50	//	4	10		12,0	8,0			2 phases	WII
//	30	40	//	6	8		11,0	9,0			//	//
//	40	30	//	8	6		12,0	8,0			//	//
20	20	60	4	4	12		7,0	13,0			//	//
//	30	50	//	6	10		7,5	12,5			//	//
//	40	40	//	8	8		7,0	13,0			//	//

TABLEAU N°8: CONDENSAT. t=24h. T=25°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (g)			VOLUME DES PHASES (g)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	TA + Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,0	0,2	4,8	1,0	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	10	10	//	2	2	15,0	1,5	3,5	1,0	6,25	3 phases	WIII
//	15	5	//	3	1	14,0	1,6	4,4	2,0	12,50	//	//
70	5	25	14	1	5	13,0	1,5	5,5	1,0	7,14	//	//
//	10	20	//	2	4	13,0	1,0	6,0	1,0	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	15	15	//	3	3	12,5	0,5	7,0	1,5	10,71	//	//
//	20	10	//	4	2	12,0	3,5	4,5	2,0	14,28	3 phases	WIII
//	25	5	//	5	1	12,0	8,0		2,0	14,28	2 phases	WII
60	5	35	12	1	7	11,5	1,0	7,5	0,5	4,16	Structure éponge	Structure éponge
//	10	30	//	2	6	11,0	2,0	7,0	1,0	8,33	3 phases	WIII
//	15	25	//	3	5	11,0	1,5	7,5	1,0	8,33	//	//
//	20	20	//	4	4	10,0	2,5	7,5	2,0	16,66	//	//
//	25	15	//	5	3	10,0	2,0	8,0	2,0	16,66	//	//
//	30	10	//	6	2	9,0	11,0		3,0	25,00	2 phases	WI
//	35	5	//	7	1	9,0	1,5	9,5	3,0	25,00	3 phases	WIII
50	5	45	10	1	9	9,0	1,5	9,5	1,0	10,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,0	2,2	8,8	1,0	10,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	2,0	9,0	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	11,0		1,0	10,00	2 phases	WI
//	25	25	//	5	5	9,0	11,0		1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	9,0	11,0		1,0	10,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,5	11,5		1,5	15,00	//	//
//	40	10	//	8	2	8,5	11,5		1,5	15,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	1,5	10,0	0,5	5,55	3 phases	WIII
//	10	45	//	2	9	8,5	2,5	9,0	0,5	5,55	//	//
//	15	40	//	3	8		12,0	8,0			2 phases	WII
//	20	35	//	4	7		16,0	4,0			//	//
//	25	30	//	5	6		14,5	5,5			//	//
//	30	25	//	6	5		14,0	6,0			//	//
//	35	20	//	7	4		15,5	4,5			//	//
//	40	15	//	8	3		14,5	5,5			//	//
40	10	50	8	2	10		10,0	10,0			//	//
//	20	40	//	4	8		19,0	7,0			//	//
//	30	30	//	6	6		13,0	7,0			//	//
//	40	20	//	8	4		13,0	7,0			//	//
30	10	60	6	2	12	5,0	1,5	13,5	1,0	16,66	3 phases	WIII
//	20	50	//	4	10		9,0	11,0			2 phases	WII
//	30	40	//	6	8		8,5	11,5			//	//
//	40	30	//	8	6		9,0	11,0			//	//
20	20	60	4	4	12		5,5	14,5			//	//
//	30	50	//	6	10		5,0	15,0			//	//
//	40	40	//	8	8		5,0	15,0			//	//

TABLEAU N°9: CONDENSAT. t=3 jours. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (g)			VOLUME DES PHASES (g)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	14,8	2,2	3,0	1,2	7,50	3 phases	WIII
//	10	10	//	2	2	14,0	2,5	3,5	2,0	12,50	//	//
//	15	5	//	3	1	14,0	1,8	4,2	2,0	12,50	//	//
70	5	25	14	1	5	13,0	1,5	5,5	1,0	7,14	//	//
//	10	20	//	2	4	13,0	1,0	6,0	1,0	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	15	15	//	3	3	12,5	0,5	7,0	1,5	10,71	//	//
//	20	10	//	4	2	12,0	3,5	4,5	2,0	14,28	3 phases	WIII
//	25	5	//	5	1	12,0	8,0		2,0	14,28	2 phases	WII
60	5	35	12	1	7	11,5	0,8	7,7	0,5	4,16	Structure éponge	Structure éponge
//	10	30	//	2	6	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	//	//
//	15	25	//	3	5	11,0	1,5	7,5	1,0	8,33	3 phases	WIII
//	20	20	//	4	4	10,0	2,5	7,5	2,0	16,66	//	//
//	25	15	//	5	3	10,0	2,0	8,0	2,0	16,66	//	//
//	30	10	//	6	2	9,0	11,0		3,0	25,00	2 phases	WI
//	35	5	//	7	1	9,0	1,5	9,5	3,0	25,00	3 phases	WIII
50	5	45	10	1	9	9,0	1,5	9,5	1,0	10,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,0	2,0	9,0	1,0	10,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	2,0	9,0	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	11,0		1,0	10,00	2 phases	WI
//	25	25	//	5	5	8,5	11,5		1,5	15,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,5	11,5		1,5	15,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,5	11,5		1,5	15,00	//	//
//	40	10	//	8	2	8,0	12,0		2,0	20,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,0	1,5	10,5	1,0	11,11	3 phases	WIII
//	10	45	//	2	9	8,0	2,0	10,0	1,0	11,11	//	//
//	15	40	//	3	8		11,8	8,2			2 phases	WII
//	20	35	//	4	7		14,8	5,2			//	//
//	25	30	//	5	6		13,0	7,0			//	//
//	30	25	//	6	5		12,5	7,5			//	//
//	35	20	//	7	4		15,0	5,0			//	//
//	40	15	//	8	3		12,5	7,5			//	//
40	10	50	8	2	10		10,0	10,0			//	//
//	20	40	//	4	8		11,5	8,5			//	//
//	30	30	//	6	6		11,8	8,2			//	//
//	40	20	//	8	4		12,0	8,0			//	//
30	10	60	6	2	12	5,0	2,0	13,0	1,0	16,66	3 phases	WIII
//	20	50	//	4	10		8,8	11,2			2 phases	WII
//	30	40	//	6	8		7,8	12,2			//	//
//	40	30	//	8	6		7,5	12,5			//	//
20	20	60	4	4	12		5,4	14,6			//	//
//	30	50	//	6	10		5,0	15,0			//	//
//	40	40	//	8	8		5,0	15,0			//	//

TABLEAU N°10: CONDENSAT. t=7 jours. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (cm ³)			VOLUME DES PHASES (cm ³)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	14,8	1,2	4,0	1,2	7,50	Structure éponge	Structure éponge
//	10	10	//	2	2	14,0	2,0	4,0	2,0	12,50	3 phases	WIII
//	15	5	//	3	1	14,0	1,8	4,2	2,0	12,50	//	//
70	5	25	14	1	5	13,0	1,5	5,5	1,0	7,14	//	//
//	10	20	//	2	4	13,0	0,8	6,2	1,0	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	15	15	//	3	3	12,5	0,5	7,0	1,5	10,71	//	//
//	20	10	//	4	2	12,0	3,5	4,5	2,0	14,28	3 phases	WIII
//	25	5	//	5	1	12,0	8,0		2,0	14,28	2 phases	WII
60	5	35	12	1	7	11,5	1,0	7,5	0,5	4,16	Structure éponge	Structure éponge
//	10	30	//	2	6	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	15	25	//	3	5	11,0	1,5	7,5	1,0	8,33	3 phases	WIII
//	20	20	//	4	4	10,0	2,5	7,5	2,0	16,66	//	//
//	25	15	//	5	3	10,0	2,0	8,0	2,0	16,66	//	//
//	30	10	//	6	2	9,0	11,0		3,0	25,00	2 phases	WI
//	35	5	//	7	1	9,0	11,0		3,0	25,00	//	//
50	5	45	10	1	9	9,0	1,5	9,5	1,0	10,00	3 phases	WIII
//	10	40	//	2	8	9,0	2,5	8,5	1,0	10,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	2,0	9,0	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	11,0		1,0	10,00	2 phases	WI
//	25	25	//	5	5	8,5	11,5	1,5	1,5	15,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,5	11,5		1,5	15,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,5	11,5		1,5	15,00	//	//
//	40	10	//	8	2	8,0	12,0		2,0	20,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,0	1,5	10,5	1,0	11,11	3 phases	WIII
//	10	45	//	2	9	8,0	2,0	10,0	1,0	11,11	//	//
//	15	40	//	3	8		10,5	9,5			2 phases	WII
//	20	35	//	4	7		13,0	7,0			//	//
//	25	30	//	5	6		11,5	8,5			//	//
//	30	25	//	6	5		11,0	9,0			//	//
//	35	20	//	7	4		13,8	6,2			//	//
//	40	15	//	8	3		11,0	9,0			//	//
40	10	50	8	2	10		10,0	10,0			//	//
//	20	40	//	4	8		9,8	10,2			//	//
//	30	30	//	6	6		10,4	9,6			//	//
//	40	20	//	8	4		11,0	9,0			//	//
30	10	60	6	2	12	5,0	2,0	13,0	1,0	16,66	3 phases	WIII
//	20	50	//	4	10		8,5	11,5			2 phases	WII
//	30	40	//	6	8		7,5	12,5			//	//
//	40	30	//	8	6		8,0	12,0			//	//
20	20	60	4	4	12		5,2	14,8			//	//
//	30	50	//	6	10		5,0	15,0			//	//
//	40	40	//	8	8		5,0	15,0			//	//

TABLEAU N°11: BRUT DE ZARZAITINE. t=immédiat. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Emu	Huile	TA	Emu	Huileuse	Emulsion	TA+Emu	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	4,5		0,5	3,12	2 phases	WI
//	10	10	//	2	2		20,0				Mélange laiteux	
//	15	5	//	3	1		20,0				//	
70	5	25	14	1	5	13,5	6,5		0,5	3,57	2 phases	WI
//	10	20	//	2	4		20,0				Mélange laiteux	
//	15	15	//	3	3		20,0				//	
//	20	10	//	4	2		20,0				//	
//	25	5	//	5	1		20,0				//	
60	5	35	12	1	7	11,5	8,5		0,5	4,16	2 phases	WI
//	10	30	//	2	6	11,5	8,5		0,5	4,16	//	//
//	15	25	//	3	5		20,0				mélange laiteux	
//	20	20	//	4	4		20,0				//	
//	25	15	//	5	3		20,0				//	
//	30	10	//	6	2		20,0				//	
//	35	5	//	7	1		20,0				//	
50	5	45	10	1	9	9,5	10,5		0,5	5,00	2 phases	WI
//	10	40	//	2	8	9,5	10,5		0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,5	10,5		0,5	5,00	//	//
//	20	30	//	4	6		20,0				Mélange laiteux	
//	25	25	//	5	5		20,0				//	
//	30	20	//	6	4	9,0	11,0		1,0	10,00	2 phases	WI
//	35	15	//	7	3		20,0				Mélange laiteux	
//	40	10	//	8	2		20,0				//	
45	5	50	9	1	10		20,0				//	
//	10	45	//	2	9		20,0				//	
//	15	40	//	3	8		20,0				//	
//	20	35	//	4	7		20,0				//	
//	25	30	//	5	6		8,0	12,0			2 phases	WII
//	30	25	//	6	5		20,0				Mélange laiteux	
//	35	20	//	7	4		20,0				//	
//	40	15	//	8	3		20,0				//	
40	10	50	8	2	10	7,5	1,0	11,5	0,5	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	20	40	//	4	8		20,0				Mélange laiteux	
//	30	30	//	6	6		20,0				//	
//	40	20	//	8	4		20,0				//	
30	10	60	6	2	12		5,5	14,5			2 phases	WII
//	20	50	//	4	10		20,0				Mélange laiteux	
//	30	40	//	6	8		20,0				//	
//	40	30	//	8	6		20,0				//	
20	20	60	4	4	12		20,0				//	
//	30	50	//	6	10		20,0				//	
//	40	40	//	8	8		20,0				//	

TABLEAU N°12: BRUT DE ZARZAITINE. t=10mn. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huileuse	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	3,5	1,0	0,5	3,12	3 phases	WIII
//	10	10	//	2	2	15,5	4,5		0,5	3,12	2 phases	WI
//	15	5	//	3	1	15,0	5,0		1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,5	6,5		0,5	3,57	//	//
//	10	20	//	2	4	13,5	6,5		0,5	3,57	//	//
//	15	15	//	3	3	13,3	6,7		0,7	5,00	//	//
//	20	10	//	4	2	13,3	6,7		0,7	5,00	//	//
//	25	5	//	5	1	13,0	7,0		1,0	7,14	//	//
60	5	35	12	1	7	11,5	8,5		0,5	4,16	//	//
//	10	30	//	2	6	11,5	8,5		0,5	4,16	//	//
//	15	25	//	3	5	11,0	9,0		1,0	8,33	//	//
//	20	20	//	4	4	11,0	9,0		1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	11,0	9,0		1,0	8,33	//	//
//	30	10	//	6	2	11,0	9,0		1,0	8,33	//	//
//	35	5	//	7	1	11,0	9,0		1,0	8,33	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	Structure éponge	Structure éponge
//	10	40	//	2	8	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	9,0	1,0	10,0	1,0	10,00	//	//
//	35	15	//	7	3		20,0				Mélange laiteux	//
//	40	10	//	8	2		20,0				//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	0,2	11,3	0,5	5,55	Structure éponge	//
//	10	45	//	2	9	8,5	0,5	11,0	0,5	5,55	//	//
//	15	40	//	3	8	8,3	1,5	10,2	0,7	7,77	3 phases	WIII
//	20	35	//	4	7	8,3	1,5	10,2	0,7	7,77	//	//
//	25	30	//	5	6	8,0	2,0	10,0	1,0	11,11	//	//
//	30	25	//	6	5	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	35	20	//	7	4	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	//	//
//	40	15	//	8	3	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	//	//
40	10	50	8	2	10	7,5	1,0	11,5	0,5	6,25	//	//
//	20	40	//	4	8	7,5	1,0	11,5	0,5	6,25	//	//
//	30	30	//	6	6	7,0	2,0	11,0	1,0	12,50	3 phases	WIII
//	40	20	//	8	4	7,0	1,5	11,5	1,0	12,50	//	//
30	10	60	6	2	12	5,5	3,0	11,5	0,5	8,33	//	//
//	20	50	//	4	10	5,5	5,5	9,0	0,5	8,33	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	2,0	13,0	1,0	16,66	//	//
//	40	30	//	8	6		18,5	1,5			2 phases	WII
20	20	60	4	4	12		17,0	3,0			//	//
//	30	50	//	6	10		17,5	2,5			//	//
//	40	40	//	8	8		18,0	2,0			//	//

TABLEAU N°13: BRUT DE ZARZAITINE. t=1h. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Fer	Huile	TA	Fer	Huile	Fer	TA+Fer	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	2,5	2,0	0,5	3,12	3 phases	WIII
//	10	10	//	2	2	15,5	4,5		0,5	3,12	2 phases	WI
//	15	5	//	3	1	15,0	5,0		1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,5	3,5	3,0	0,5	3,57	3 phases	WIII
//	10	20	//	2	4	13,5	6,5		0,5	3,57	2 phases	WI
//	15	15	//	3	3	13,0	7,0		1,0	7,14	//	//
//	20	10	//	4	2	13,0	7,0		1,0	7,14	//	//
//	25	5	//	5	1	13,0	7,0		1,0	7,14	//	//
60	5	35	12	1	7	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	Structure éponge	Structure éponge
//	10	30	//	2	6	11,5	0,2	8,3	0,5	4,16	//	//
//	15	25	//	3	5	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	20	20	//	4	4	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	30	10	//	6	2	10,5	0,5	9,0	1,5	12,50	//	//
//	35	5	//	7	1	10,5	0,5	9,0	1,5	12,50	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	35	15	//	7	3			20,0			Mélange laiteux	
//	40	10	//	8	2			20,0			//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	0,2	11,3	0,5	5,55	Structure éponge	//
//	10	45	//	2	9	8,5	2,0	9,5	0,5	5,55	3 phases	WIII
//	15	40	//	3	8	8,0	5,5	6,5	1,0	11,11	//	//
//	20	35	//	4	7	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	25	30	//	5	6	8,0	1,5	10,5	1,0	11,11	3 phases	WIII
//	30	25	//	6	5	7,5	1,0	11,5	1,5	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	35	20	//	7	4	7,5	1,0	11,5	1,5	16,66	//	//
//	40	15	//	8	3	7,5	3,5	9,0	1,5	16,66	3 phases	WIII
40	10	50	8	2	10	7,5	0,5	12,0	0,5	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	20	40	//	4	8	7,5	0,5	12,0	0,5	6,25	//	//
//	30	30	//	6	6	7,0	2,0	11,0	1,0	12,50	3 phases	WIII
//	40	20	//	8	4	7,0	1,5	11,5	1,0	12,50	//	//
30	10	60	6	2	12	5,5	1,5	13,0	0,5	8,33	//	//
//	20	50	//	4	10	5,5	1,5	13,0	0,5	8,33	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	1,0	14,0	1,0	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	40	30	//	8	6			15,0	5,0		2 phases	WII
20	20	60	4	4	12			9,0	11,0		//	//
//	30	50	//	6	10			14,5	5,5		//	//
//	40	40	//	8	8			14,5	5,5		//	//

TABLEAU N°14: BRUT DE ZARZAITINE. t=2h. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,4	2,6	2,0	0,6	3,75	3 phases	WIII
//	10	10	//	2	2	15,5	4,5		0,5	3,12	2 phases	WI
//	15	5	//	3	1	15,0	5,0		1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,4	1,6	5,0	0,6	4,28	3 phases	WIII
//	10	20	//	2	4	13,0	0,2	6,8	1,0	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	15	15	//	3	3	13,0	7,0		1,0	7,14	2 phases	WI
//	20	10	//	4	2	13,0	0,4	6,6	1,0	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	25	5	//	5	1	12,6	0,4	7,0	1,4	10,00	//	//
60	5	35	12	1	7	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	//	//
//	10	30	//	2	6	11,5	5,5	3,0	0,5	4,16	3 phases	WIII
//	15	25	//	3	5	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	20	//	4	4	11,0	0,6	8,4	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	30	10	//	6	2	10,5	0,5	9,0	1,5	12,50	//	//
//	35	5	//	7	1	10,5	0,5	9,0	1,5	12,50	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,5	0,7	10,8	1,5	15,00	//	//
//	35	15	//	7	3		20,0				Mélange laiteux	
//	40	10	//	8	2		20,0				//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	0,2	11,3	0,5	5,55	Structure éponge	//
//	10	45	//	2	9	8,5	0,2	11,3	0,5	5,55	//	//
//	15	40	//	3	8	8,0	4,5	7,5	1,0	11,11	3 phases	WIII
//	20	35	//	4	7	8,0	0,2	11,8	1,0	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	25	30	//	5	6	8,0	1,5	10,5	1,0	11,11	3 phases	WIII
//	30	25	//	6	5	7,5	0,7	11,8	1,5	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	35	20	//	7	4	7,0	1,0	12,0	2,0	22,22	//	//
//	40	15	//	8	3	7,0	3,0	10,0	2,0	22,22	3 phases	WIII
40	10	50	8	2	10	7,5	1,5	11,0	0,5	6,25	//	//
//	20	40	//	4	8	7,5	0,5	12,0	0,5	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	30	30	//	6	6	7,0	2,0	11,0	1,0	12,50	3 phases	WIII
//	40	20	//	8	4	7,0	1,5	11,5	1,0	12,50	//	//
30	10	60	6	2	12	5,5	3,0	11,5	0,5	8,33	//	//
//	20	50	//	4	10	5,0	5,0	10,0	1,0	16,66	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	1,0	14,0	1,0	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	40	30	//	8	6		12,0	8,0			2 phases	WII
20	20	60	4	4	12		8,0	12,0			//	//
//	30	50	//	6	10		9,0	11,0			//	//
//	40	40	//	8	8		7,0	13,0			//	//

TABLEAU N°15: BRUT DE ZARZAITNE. t=4h. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Fou	Huile	TA	Fou	Huile	Emulsion	TA+Fou	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,4	2,6	2,0	0,6	3,75	3 phases	WIII
//	10	10	//	2	2	15,5	4,5		0,5	3,12	2 phases	WI
//	15	5	//	3	1	15,0	5,0		1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,4	1,4	5,2	0,6	4,28	3 phases	WIII
//	10	20	//	2	4	13,0	0,2	6,8	1,0	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	15	15	//	3	3	13,0	4,5	2,5	1,0	7,14	3 phases	WIII
//	20	10	//	4	2	13,0	0,6	6,4	1,0	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	25	5	//	5	1	12,6	0,4	7,0	1,4	10,00	//	//
60	5	35	12	1	7	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	//	//
//	10	30	//	2	6	11,5	5,5	3,0	0,5	4,16	3 phases	WIII
//	15	25	//	3	5	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	20	//	4	4	11,0	0,6	8,4	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	30	10	//	6	2	10,5	0,5	9,0	1,5	12,50	//	//
//	35	5	//	7	1	10,4	0,8	8,8	1,6	13,33	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	0,2	10,3	0,5	5,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,5	0,2	10,3	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,3	1,2	10,5	1,7	17,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,3	0,5	11,2	1,7	17,00	//	//
//	40	10	//	8	2	8,0	0,2	11,8	2,0	20,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	0,2	11,3	0,5	5,55	//	//
//	10	45	//	2	9	8,5	4,5	7,0	0,5	5,55	3 phases	WIII
//	15	40	//	3	8	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	20	35	//	4	7	8,0	1,5	10,5	1,0	11,11	3 phases	WIII
//	25	30	//	5	6	7,5	1,0	11,5	1,5	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	30	25	//	6	5	7,5	0,5	12,0	1,5	16,66	//	//
//	35	20	//	7	4	7,0	2,5	10,5	2,0	22,22	3 phases	WIII
//	40	15	//	8	3	6,5	1,5	12,0	2,5	27,77	//	//
40	10	50	8	2	10	7,5	0,5	12,0	0,5	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	20	40	//	4	8	7,5	1,5	11,0	0,5	6,25	3 phases	WIII
//	30	30	//	6	6	7,0	2,0	11,0	1,0	12,50	//	//
//	40	20	//	8	4	7,0	3,0	10,0	1,0	12,50	//	//
30	10	60	6	2	12	5,5	3,0	11,5	0,5	8,33	//	//
//	20	50	//	4	10	5,0	4,0	11,0	1,0	16,66	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	1,5	13,5	1,0	16,66	//	//
//	40	30	//	8	6			12,0	8,0		2 phases	WII
20	20	60	4	4	12		7,5	12,5			//	//
//	30	50	//	6	10		8,0	12,0			//	//
//	40	40	//	8	8		7,0	13,0			//	//

TABLEAU N°16: BRUT DE ZARZAITINE. t=24h. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (cm)			VOLUME DES PHASES (cm)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,0	2,0	3,0	1,0	6,25	3 phases	WIII
//	10	10	//	2	2	15,0	5,0		1,0	6,25	2 phases	WI
//	15	5	//	3	1	15,0	5,0		1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,0	2,0	5,0	1,0	7,14	3 phases	WIII
//	10	20	//	2	4	13,0	0,2	6,8	1,0	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	15	15	//	3	3	13,0	7,0		1,0	7,14	2 phases	WI
//	20	10	//	4	2	13,0	0,5	6,5	1,0	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	25	5	//	5	1	12,5	7,5		1,5	10,71	2 phases	WI
60	5	35	12	1	7	11,5	8,5		0,5	4,16	//	//
//	10	30	//	2	6	11,0	9,0		1,0	8,33	//	//
//	15	25	//	3	5	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	20	//	4	4	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	30	10	//	6	2	10,5	0,5	9,0	1,5	12,50	//	//
//	35	5	//	7	1	10,4	0,8	8,8	1,6	13,33	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	0,2	10,3	0,5	5,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,5	0,2	10,3	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	0,4	10,6	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,0	0,7	11,3	2,0	20,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,0	1,0	11,0	2,0	20,00	//	//
//	40	10	//	8	2	8,0	0,5	11,5	2,0	20,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	0,2	11,3	0,5	5,55	//	//
//	10	45	//	2	9	8,5	0,2	11,3	0,5	5,55	//	//
//	15	40	//	3	8	8,0	4,5	7,5	1,0	11,11	3 phases	WIII
//	20	35	//	4	7	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	25	30	//	5	6	7,5	1,5	11,0	1,5	16,66	3 phases	WIII
//	30	25	//	6	5	7,5	0,5	12,0	1,5	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	35	20	//	7	4	7,0	1,0	12,0	2,0	22,22	//	//
//	40	15	//	8	3	6,5	2,0	11,5	2,5	27,77	3 phases	WIII
40	10	50	8	2	10	7,5	1,5	11,0	0,5	6,25	//	//
//	20	40	//	4	8	7,0	0,5	12,5	1,0	12,50	Structure éponge	Structure éponge
//	30	30	//	6	6	6,5	1,5	12,0	1,5	18,75	3 phases	WIII
//	40	20	//	8	4	6,0	1,5	12,5	2,0	25,00	//	//
30	10	60	6	2	12	5,5	3,5	11,0	0,5	8,33	//	//
//	20	50	//	4	10	5,0	5,0	10,0	1,0	16,66	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	2,0	13,0	1,0	16,66	//	//
//	40	30	//	8	6		11,0	9,0			2 phases	WII
20	20	60	4	4	12		7,0	13,0			//	//
//	30	50	//	6	10		6,8	13,2			//	//
//	40	40	//	8	8		6,0	14,0			//	//

TABLEAU N°17: BRUT DE ZARZAITINE. t=3 jours. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (cm)			VOLUME DES PHASES (cm)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Fer	Huile	TA	Fer	Huile	Enroul	TA+Fer	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,0	2,5	2,5	1,0	6,25	3 phases	WIII
//	10	10	//	2	2	15,0	5,0		1,0	6,25	2 phases	WI
//	15	5	//	3	1	15,0	5,0		1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,0	0,2	6,8	1,0	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	10	20	//	2	4	13,0	0,2	6,8	1,0	7,14	//	//
//	15	15	//	3	3	12,6	0,2	7,2	1,4	10,71	//	//
//	20	10	//	4	2	12,3	0,3	7,4	1,7	12,14	//	//
//	25	5	//	5	1	12,2	0,4	7,4	1,8	12,28	//	//
60	5	35	12	1	7	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	//	//
//	10	30	//	2	6	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	15	25	//	3	5	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	20	20	//	4	4	11,0	0,6	8,4	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	30	10	//	6	2	10,5	0,5	9,0	1,5	12,50	//	//
//	35	5	//	7	1	10,4	0,8	8,8	1,6	13,33	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	0,4	10,6	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,0	0,5	11,5	2,0	20,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,0	0,8	11,2	2,0	20,00	//	//
//	40	10	//	8	2	8,0	0,5	11,5	2,0	20,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,0	0,2	11,8	1,0	11,11	//	//
//	10	45	//	2	9	8,0	0,2	11,8	1,0	11,11	//	//
//	15	40	//	3	8	8,0	4,0	8,0	1,0	11,11	3 phases	WIII
//	20	35	//	4	7	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	25	30	//	5	6	7,5	1,0	11,5	1,5	16,66	//	//
//	30	25	//	6	5	7,5	0,7	11,8	1,5	16,66	//	//
//	35	20	//	7	4	7,0	0,7	12,3	2,0	22,22	//	//
//	40	15	//	8	3	6,5	1,5	12,0	2,5	27,77	3 phases	WIII
40	10	50	8	2	10	7,0	1,0	12,0	1,0	12,50	Structure éponge	Structure éponge
//	20	40	//	4	8	7,0	0,5	12,5	1,0	12,50	//	//
//	30	30	//	6	6	6,5	1,5	12,0	1,5	18,75	3 phases	WIII
//	40	20	//	8	4	6,0	1,5	12,5	2,0	25,00	//	//
30	10	60	6	2	12	5,0	3,5	11,5	1,0	16,66	//	//
//	20	50	//	4	10	5,0	5,0	10,0	1,0	16,66	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	0,5	14,5	1,0	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	40	30	//	8	6		8,5	11,5			2 phases	WII
20	20	60	4	4	12		6,0	14,0			//	//
//	30	50	//	6	10		5,7	14,3			//	//
//	40	40	//	8	8		5,0	15,0			//	//

TABLEAU N°18: BRUT DE ZARZAITINE. t=7 jours. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (cm)			VOLUME DES PHASES (cm)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,0	2,5	2,5	1,0	6,25	3 phases	WIII
//	10	10	//	2	2	15,0	0,5	4,5	1,0	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	15	5	//	3	1	15,0	0,5	4,5	1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,0	0,2	6,8	1,0	7,14	//	//
//	10	20	//	2	4	13,0	0,2	6,8	1,0	7,14	//	//
//	15	15	//	3	3	12,5	0,5	7,0	1,5	10,71	//	//
//	20	10	//	4	2	12,3	0,2	7,5	1,7	12,14	//	//
//	25	5	//	5	1	12,2	0,5	7,3	1,8	12,28	//	//
60	5	35	12	1	7	11,5	8,5		0,5	4,16	2 phases	WI
//	10	30	//	2	6	11,0	9,0		1,0	8,33	//	//
//	15	25	//	3	5	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	20	//	4	4	11,0	0,8	8,2	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	11,0	0,6	8,4	1,0	8,33	//	//
//	30	10	//	6	2	10,5	0,5	9,0	1,5	12,50	//	//
//	35	5	//	7	1	10,4	0,8	8,8	1,6	13,33	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	1,0	9,5	0,5	5,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,5	1,0	9,5	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	1,0	10,0	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	1,0	10,0	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	1,0	10,0	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,0	1,5	10,5	2,0	20,00	3 phases	WIII
//	35	15	//	7	3	8,0	0,8	11,2	2,0	20,00	Structure éponge	Structure éponge
//	40	10	//	8	2	8,0	0,5	11,5	2,0	20,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,0	0,2	11,8	1,0	11,11	//	//
//	10	45	//	2	9	8,0	0,2	11,8	1,0	11,11	//	//
//	15	40	//	3	8	8,0	4,0	8,0	1,0	11,11	3 phases	WIII
//	20	35	//	4	7	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	25	30	//	5	6	7,5	1,2	11,3	1,5	16,66	//	//
//	30	25	//	6	5	7,5	0,5	12,0	1,5	16,66	//	//
//	35	20	//	7	4	7,0	1,0	12,0	2,0	22,22	//	//
//	40	15	//	8	3	6,5	2,0	11,5	2,5	27,77	3 phases	WIII
40	10	50	8	2	10	7,0	0,5	12,5	1,0	12,50	Structure éponge	Structure éponge
//	20	40	//	4	8	7,0	0,5	12,5	1,0	12,50	//	//
//	30	30	//	6	6	6,5	1,5	12,0	1,5	18,75	3 phases	WIII
//	40	20	//	8	4	6,0	1,5	12,5	2,0	25,00	//	//
30	10	60	6	2	12	5,0	3,0	12,0	1,0	16,66	//	//
//	20	50	//	4	10	5,0	5,0	10,0	1,0	16,66	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	0,8	14,2	1,0	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	40	30	//	8	6		8,0	12,0			2 phases	WII
20	20	60	4	4	12		6,0	14,0			//	//
//	30	50	//	6	10		5,0	15,0			//	//
//	40	40	//	8	8		4,8	15,2			//	//

TABLEAU N°19: MELANGE SAHARA BLEND. t=immédiat. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (cm)			VOLUME DES PHASES (cm)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Em	Huile	TA	Em	Huile	Emulsion	TA+Em	ml	%		
80	5	15	16	1	3		20,0				Mélange laiteux	
//	10	10	//	2	2		20,0				//	
//	15	5	//	3	1		20,0				//	
70	5	25	14	1	5		20,0				//	
//	10	20	//	2	4		20,0				//	
//	15	15	//	3	3		20,0				//	
//	20	10	//	4	2		20,0				//	
//	25	5	//	5	1		20,0				//	
60	5	35	12	1	7		20,0				//	
//	10	30	//	2	6		20,0				//	
//	15	25	//	3	5		20,0				//	
//	20	20	//	4	4		20,0				//	
//	25	15	//	5	3		20,0				//	
//	30	10	//	6	2		20,0				//	
//	35	5	//	7	1		20,0				//	
50	5	45	10	1	9	9,5	10,5		0,5	5,00	2 phases	WI
//	10	40	//	2	8	9,5	10,5		0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,5	10,5		0,5	5,00	//	//
//	20	30	//	4	6		20,0				Mélange laiteux	
//	25	25	//	5	5		20,0				//	
//	30	20	//	6	4		20,0				//	
//	35	15	//	7	3		20,0				//	
//	40	10	//	8	2		20,0				//	
45	5	50	9	1	10	8,5	0,5	11,0	0,5	5,55	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	//	2	9	8,5	0,5	11,0	0,5	5,55	//	//
//	15	40	//	3	8	8,3	0,7	11,0	0,7	7,77	//	//
//	20	35	//	4	7	8,2	0,8	11,0	0,8	8,88	//	//
//	25	30	//	5	6		20,0				Mélange laiteux	
//	30	25	//	6	5		20,0				//	
//	35	20	//	7	4	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	40	15	//	8	3	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	//	//
40	10	50	8	2	10	7,8	0,6	11,6	0,2	2,50	//	//
//	20	40	//	4	8	7,6	0,8	11,6	0,4	5,00	//	//
//	30	30	//	6	6	7,6	0,8	11,6	0,4	5,00	//	//
//	40	20	//	8	4	7,5	1,0	11,5	0,5	6,25	//	//
30	10	60	6	2	12	5,5	0,5	14,0	0,5	8,33	//	//
//	20	50	//	4	10	5,5	0,5	14,0	0,5	8,33	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	0,5	14,5	1,0	16,66	//	//
//	40	30	//	8	6		20,0				Mélange laiteux	
20	20	60	4	4	12		20,0				//	
//	30	50	//	6	10		20,0				//	
//	40	40	//	8	8		20,0				//	

TABLEAU N°20: MELANGE SAHARA BLEND. t=10mn. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (gnd)			VOLUME DES PHASES (gnd)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	4,5		0,5	3,12	2 phases	WI
//	10	10	//	2	2	15,5	0,5	4,0	0,5	3,12	Structure éponge	Structure éponge
//	15	5	//	3	1	15,0	1,0	4,0	1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,5	3,0	3,5	0,5	3,57	3 phases	WIII
//	10	20	//	2	4	13,5	2,5	4,0	0,5	3,57	//	//
//	15	15	//	3	3	13,0	2,5	4,5	1,0	7,14	//	//
//	20	10	//	4	2	13,0	2,5	4,5	1,0	7,14	//	//
//	25	5	//	5	1	13,0	1,5	5,5	1,0	7,14	//	//
60	5	35	12	1	7	11,8	4,0	4,2	0,2	1,66	//	//
//	10	30	//	2	6	11,8	0,7	7,5	0,2	1,66	Structure éponge	Structure éponge
//	15	25	//	3	5	11,5	0,8	7,7	0,5	4,16	//	//
//	20	20	//	4	4	11,0	1,5	7,5	1,0	8,33	3 phases	WIII
//	25	15	//	5	3	10,5	1,4	8,1	1,5	12,50	//	//
//	30	10	//	6	2	10,5	1,5	8,0	1,5	12,50	//	//
//	35	5	//	7	1	10,5	9,5		1,5	12,50	2 phases	WI
50	5	45	10	1	9	9,5	1,5	9,0	0,5	5,00	3 phases	WIII
//	10	40	//	2	8	9,5	1,5	9,0	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	0,4	10,6	1,0	10,00	Structure éponge	Structure éponge
//	20	30	//	4	6	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,8	1,0	10,2	1,2	12,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,8	11,2		1,2	12,00	2 phases	WI
//	40	10	//	8	2	8,5	11,5		1,5	15,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	11,5		0,5	5,55	//	//
//	10	45	//	2	9	8,5	0,5	11,0	0,5	5,55	Structure éponge	Structure éponge
//	15	40	//	3	8	8,2	0,8	11,0	0,8	8,88	//	//
//	20	35	//	4	7	8,0	0,7	11,5	1,0	11,11	//	//
//	25	30	//	5	6	8,0	0,6	11,4	1,0	11,11	//	//
//	30	25	//	6	5	8,0	1,0	11,0	1,0	11,11	//	//
//	35	20	//	7	4	7,5	1,5	11,0	1,5	16,66	3 phases	WIII
//	40	15	//	8	3	7,5	2,0	10,5	1,5	16,66	//	//
40	10	50	8	2	10	7,8	0,4	11,8	0,2	2,50	Structure éponge	Structure éponge
//	20	40	//	4	8	7,5	1,0	11,5	0,5	6,25	//	//
//	30	30	//	6	6	7,2	1,0	11,8	0,8	10,00	//	//
//	40	20	//	8	4	7,0	2,0	11,0	1,0	12,50	3 phases	WIII
30	10	60	6	2	12	5,5	0,5	14,0	0,5	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	50	//	4	10	5,5	0,5	14,0	0,5	8,33	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	2,8	12,2	1,0	16,66	3 phases	WIII
//	40	30	//	8	6	5,0	10,0	5,0	1,0	16,66	//	//
20	20	60	4	4	12			20,0			Mélange laiteux	
//	30	50	//	6	10			20,0			//	
//	40	40	//	8	8			20,0			//	

TABLEAU N°21: MELANGE SAHARA BLEND. t=1h. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (cm ³)			VOLUME DES PHASES (cm ³)			VOLUME RECUPERES		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	0,5	4,0	0,5	3,12	Structure éponge	Structure éponge
//	10	10	//	2	2	15,5	1,0	3,5	0,5	3,12	//	//
//	15	5	//	3	1	15,0	0,5	4,5	1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,5	0,4	6,1	0,5	3,57	//	//
//	10	20	//	2	4	13,5	0,5	6,0	0,5	3,57	//	//
//	15	15	//	3	3	13,0	0,4	6,6	1,0	7,14	//	//
//	20	10	//	4	2	13,0	0,8	6,2	1,0	7,14	//	//
//	25	5	//	5	1	13,0	1,2	5,8	1,0	7,14	//	//
60	5	35	12	1	7	11,8	1,0	7,2	0,2	1,66	//	//
//	10	30	//	2	6	11,8	0,6	7,6	0,2	1,66	//	//
//	15	25	//	3	5	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	//	//
//	20	20	//	4	4	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	10,5	1,5	8,0	1,5	12,50	3 phases	WIII
//	30	10	//	6	2	10,5	1,2	8,3	1,5	12,50	Structure éponge	Structure éponge
//	35	5	//	7	1	10,5	1,2	8,3	1,5	12,50	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	0,4	10,6	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,8	1,0	10,2	1,2	12,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,8	11,2		1,2	12,00	2 phases	WI
//	40	10	//	8	2	8,5	11,5		1,5	15,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	11,5		0,5	5,55	//	//
//	10	45	//	2	9	8,0	0,6	11,4	1,0	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	15	40	//	3	8	8,0	0,2	11,8	1,0	11,11	//	//
//	20	35	//	4	7	8,0	0,7	11,3	1,0	11,11	//	//
//	25	30	//	5	6	7,8	0,5	11,7	1,2	13,33	//	//
//	30	25	//	6	5	7,5	0,5	12,0	1,5	16,66	//	//
//	35	20	//	7	4	7,5	1,5	11,0	1,5	16,66	3 phases	WIII
//	40	15	//	8	3	7,5	2,0	10,5	1,5	16,66	//	//
40	10	50	8	2	10	7,5	0,5	12,0	0,5	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	20	40	//	4	8	7,5	1,0	11,5	0,5	6,25	//	//
//	30	30	//	6	6	7,0	1,5	11,5	1,0	12,50	3 phases	WIII
//	40	20	//	8	4	7,0	3,0	10,0	1,0	12,50	//	//
30	10	60	6	2	12	5,5	0,5	14,0	0,5	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	50	//	4	10	5,5	1,0	13,5	0,5	8,33	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	2,8	12,2	1,0	16,66	3 phases	WIII
//	40	30	//	8	6	5,0	4,0	11,0	1,0	16,66	//	//
20	20	60	4	4	12		8,0	12,0			2 phases	WII
//	30	50	//	6	10		10,0	10,0			//	//
//	40	40	//	8	8		8,0	12,0			//	//

TABLEAU N°22: MELANGE SAHARA. t=2h. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huileuse	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	0,2	4,3	0,5	3,12	Structure éponge	Structure éponge
//	10	10	//	2	2	15,5	1,0	3,5	0,5	3,12	//	//
//	15	5	//	3	1	15,0	1,0	4,0	1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,5	0,2	6,3	0,5	3,57	//	//
//	10	20	//	2	4	13,5	1,0	5,5	0,5	3,57	//	//
//	15	15	//	3	3	13,0	0,5	6,5	1,0	7,14	//	//
//	20	10	//	4	2	13,0	0,8	6,2	1,0	7,14	//	//
//	25	5	//	5	1	13,0	1,0	6,0	1,0	7,14	//	//
60	5	35	12	1	7	11,7	0,8	7,5	0,3	2,50	//	//
//	10	30	//	2	6	11,6	0,4	8,0	0,4	3,33	//	//
//	15	25	//	3	5	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	//	//
//	20	20	//	4	4	11,0	0,6	8,4	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	//	//
//	30	10	//	6	2	10,5	1,0	8,5	1,5	12,50	//	//
//	35	5	//	7	1	10,5	1,2	8,3	1,5	12,50	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,5	0,2	10,3	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	0,7	10,3	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	0,7	10,3	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	1,0	10,0	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,8	1,0	10,2	1,2	12,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,8	1,2	10,0	1,2	12,00	//	//
//	40	10	//	8	2	8,5	1,5	10,0	1,5	15,00	3 phases	WIII
45	5	50	9	1	10	8,5	0,5	11,0	0,5	5,55	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	//	2	9	8,0	1,0	11,0	1,0	11,11	//	//
//	15	40	//	3	8	8,0	0,2	11,8	1,0	11,11	//	//
//	20	35	//	4	7	8,0	0,4	11,6	1,0	11,11	//	//
//	25	30	//	5	6	7,8	0,5	11,7	1,2	13,33	//	//
//	30	25	//	6	5	7,5	0,8	11,7	1,5	16,66	//	//
//	35	20	//	7	4	7,5	1,0	11,5	1,5	16,66	//	//
//	40	15	//	8	3	7,0	1,8	11,2	2,0	22,22	3 phases	WIII
40	10	50	8	2	10	7,5	12,5		0,5	6,25	2 phases	WII
//	20	40	//	4	8	7,5	0,5	12,0	0,5	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	30	30	//	6	6	7,0	1,0	12,0	1,0	12,50	//	//
//	40	20	//	8	4	7,0	2,0	11,0	1,0	12,50	3 phases	WIII
30	10	60	6	2	12	5,5	1,0	13,5	0,5	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	50	//	4	10	5,5	1,0	13,5	0,5	8,33	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	1,5	13,5	1,0	16,66	3 phases	WIII
//	40	30	//	8	6	5,0	4,0	11,0	1,0	16,66	//	//
20	20	60	4	4	12		8,0	12,0			2 phases	WII
//	30	50	//	6	10		9,5	10,5			//	//
//	40	40	//	8	8		8,0	12,0			//	//

TABLEAU N°23: MELANGE SAHARA. t=4h. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Em	Huile	TA	Em	Huile+Em	Emulsion	TA+Em	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	0,5	4,0	0,5	3,12	Structure éponge	Structure éponge
//	10	10	//	2	2	15,5	1,0	3,5	0,5	3,12	//	//
//	15	5	//	3	1	15,0	1,0	4,0	1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,5	0,2	6,3	0,5	3,57	//	//
//	10	20	//	2	4	13,5	0,8	5,7	0,5	3,57	//	//
//	15	15	//	3	3	13,0	0,4	6,6	1,0	7,14	//	//
//	20	10	//	4	2	13,0	0,8	6,2	1,0	7,14	//	//
//	25	5	//	5	1	13,0	1,0	6,0	1,0	7,14	//	//
60	5	35	12	1	7	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	//	//
//	10	30	//	2	6	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	//	//
//	15	25	//	3	5	11,5	0,2	8,3	0,5	4,16	//	//
//	20	20	//	4	4	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	//	//
//	30	10	//	6	2	10,5	1,0	8,5	1,5	12,50	//	//
//	35	5	//	7	1	10,5	1,2	8,3	1,5	12,50	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	0,7	10,3	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	1,0	10,0	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,8	1,0	10,2	1,2	12,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,5	1,5	10,0	1,5	15,00	3 phases	WIII
//	40	10	//	8	2	8,5	1,5	10,0	1,5	15,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	0,5	11,0	0,5	5,55	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	//	2	9	8,0	1,0	11,0	1,0	11,11	//	//
//	15	40	//	3	8	8,0	0,2	11,8	1,0	11,11	//	//
//	20	35	//	4	7	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	//	//
//	25	30	//	5	6	7,5	0,5	12,0	1,5	16,66	//	//
//	30	25	//	6	5	7,5	0,5	12,0	1,5	16,66	//	//
//	35	20	//	7	4	7,5	1,2	11,3	1,5	16,66	//	//
//	40	15	//	8	3	7,0	2,0	11,0	2,0	22,22	3 phases	WIII
40	10	50	8	2	10	7,5	12,5		0,5	6,25	2 phases	WII
//	20	40	//	4	8	7,5	0,5	12,0	0,5	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	30	30	//	6	6	7,0	1,0	12,0	1,0	12,50	//	//
//	40	20	//	8	4	7,0	2,0	11,0	1,0	12,50	3 phases	WIII
30	10	60	6	2	12	5,5	1,5	13,0	0,5	8,33	//	//
//	20	50	//	4	10	5,5	0,5	14,0	0,5	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	30	40	//	6	8	5,0	1,5	13,5	1,0	16,66	3 phases	WIII
//	40	30	//	8	6	5,0	4,0	11,0	1,0	16,66	//	//
20	20	60	4	4	12		7,0	13,0			2 phases	WII
//	30	50	//	6	10		9,0	11,0			//	//
//	40	40	//	8	8		7,0	13,0			//	//

TABLEAU N°24: MELANGE SAHARA. t=24h. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (g)			VOLUME DES PHASES (g)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	0,5	4,0	0,5	3,12	Structure éponge	Structure éponge
//	10	10	//	2	2	15,5	0,5	4,0	0,5	3,12	//	//
//	15	5	//	3	1	15,0	0,6	4,4	1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,5	0,4	6,1	0,5	3,57	//	//
//	10	20	//	2	4	13,5	0,5	6,0	0,5	3,57	//	//
//	15	15	//	3	3	13,0	0,5	6,5	1,0	7,14	//	//
//	20	10	//	4	2	13,0	0,8	6,2	1,0	7,14	//	//
//	25	5	//	5	1	13,0	1,0	6,0	1,0	7,14	//	//
60	5	35	12	1	7	11,5	0,8	7,7	0,5	4,16	//	//
//	10	30	//	2	6	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	//	//
//	15	25	//	3	5	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	20	20	//	4	4	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	11,0	1,0	8,0	1,0	8,33	//	//
//	30	10	//	6	2	10,5	1,5	8,0	1,5	12,50	3 phases	WIII
//	35	5	//	7	1	10,5	1,2	8,3	1,5	12,50	Structure éponge	Structure éponge
50	5	45	10	1	9	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	1,0	10,0	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,8	1,0	10,2	1,2	12,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,5	1,5	10,0	1,5	15,00	3 phases	WIII
//	40	10	//	8	2	8,5	1,0	10,5	1,5	15,00	Structure éponge	Structure éponge
45	5	50	9	1	10	8,5	1,0	10,5	0,5	5,55	//	//
//	10	45	//	2	9	8,0	1,0	11,0	1,0	11,11	//	//
//	15	40	//	3	8	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	//	//
//	20	35	//	4	7	8,0	1,0	11,0	1,0	11,11	//	//
//	25	30	//	5	6	7,5	0,5	12,0	1,5	16,66	//	//
//	30	25	//	6	5	7,5	0,5	12,0	1,5	16,66	//	//
//	35	20	//	7	4	7,5	1,0	11,5	1,5	16,66	//	//
//	40	15	//	8	3	7,0	1,5	11,5	2,0	22,22	3 phases	WIII
40	10	50	8	2	10	7,5	0,5	12,0	0,5	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	20	40	//	4	8	7,5	0,5	12,0	0,5	6,25	//	//
//	30	30	//	6	6	7,0	1,2	11,8	1,0	12,50	//	//
//	40	20	//	8	4	7,0	2,0	11,0	1,0	12,50	3 phases	WIII
30	10	60	6	2	12	5,5	1,0	13,5	0,5	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	50	//	4	10	5,5	0,5	14,0	0,5	8,33	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	1,5	13,5	1,0	16,66	3 phases	WIII
//	40	30	//	8	6	5,0	2,0	13,0	1,0	16,66	//	//
20	20	60	4	4	12		5,5	14,5			2 phases	WII
//	30	50	//	6	10		7,0	13,0			//	//
//	40	40	//	8	8		5,5	14,5			//	//

TABLEAU N°25: MELANGE SAHARA. t=3 jours. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emission	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	0,2	4,3	0,5	3,12	Structure éponge	Structure éponge
//	10	10	//	2	2	15,0	0,5	4,5	1,0	6,25	//	//
//	15	5	//	3	1	15,0	1,0	4,0	1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,5	0,4	6,1	0,5	3,57	//	//
//	10	20	//	2	4	13,5	0,5	6,0	0,5	3,57	//	//
//	15	15	//	3	3	13,0	0,5	6,5	1,0	7,14	//	//
//	20	10	//	4	2	13,0	0,6	6,4	1,0	7,14	//	//
//	25	5	//	5	1	13,0	1,0	6,0	1,0	7,14	//	//
60	5	35	12	1	7	11,5	0,8	7,7	0,5	4,16	//	//
//	10	30	//	2	6	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	//	//
//	15	25	//	3	5	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	20	20	//	4	4	11,0	0,8	8,2	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	11,0	0,8	8,2	1,0	8,33	//	//
//	30	10	//	6	2	10,5	1,0	8,5	1,5	12,50	//	//
//	35	5	//	7	1	10,5	1,2	8,3	1,5	12,50	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	1,0	10,0	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	0,5	10,5	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,8	1,0	10,2	1,2	12,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,5	1,5	10,0	1,5	15,00	3 phases	WIII
//	40	10	//	8	2	8,5	1,5	10,0	1,5	15,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	0,8	10,7	0,5	5,55	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	//	2	9	8,0	0,2	11,8	1,0	11,11	//	//
//	15	40	//	3	8	8,0	0,2	11,8	1,0	11,11	//	//
//	20	35	//	4	7	8,0	1,0	11,0	1,0	11,11	//	//
//	25	30	//	5	6	7,5	0,5	12,0	1,5	16,66	//	//
//	30	25	//	6	5	7,5	0,5	12,0	1,5	16,66	//	//
//	35	20	//	7	4	7,5	1,0	11,5	1,5	16,66	//	//
//	40	15	//	8	3	7,0	1,2	11,8	2,0	22,22	//	//
40	10	50	8	2	10	7,5	0,5	12,0	0,5	6,25	//	//
//	20	40	//	4	8	7,5	0,5	12,0	0,5	6,25	//	//
//	30	30	//	6	6	7,0	1,0	12,0	1,0	12,50	//	//
//	40	20	//	8	4	7,0	1,5	11,5	1,0	12,50	3 phases	WIII
30	10	60	6	2	12	5,5	1,0	13,5	0,5	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	50	//	4	10	5,5	0,5	14,0	0,5	8,33	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	1,0	14,0	1,0	16,66	//	//
//	40	30	//	8	6	5,0	2,0	13,0	1,0	16,66	3 phases	WIII
20	20	60	4	4	12		5,5	14,5			2 phases	WII
//	30	50	//	6	10		5,5	14,5			//	//
//	40	40	//	8	8		5,2	14,8			//	//

TABLEAU N°26: MELANGE SAHARA. t=7 jours. T=25°C.

COMPOSITION(%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEME PROBABLE
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huileuse	Emulsion	TA+Eau	ml	%		
80	5	15	16	1	3	15,5	0,5	4,0	0,5	3,12	Structure éponge	Structure éponge
//	10	10	//	2	2	15,0	0,5	4,5	1,0	6,25	//	//
//	15	5	//	3	1	15,0	0,8	4,2	1,0	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,5	0,4	6,1	0,5	3,57	//	//
//	10	20	//	2	4	13,5	0,5	6,0	0,5	3,57	//	//
//	15	15	//	3	3	13,0	1,0	6,0	1,0	7,14	//	//
//	20	10	//	4	2	13,0	1,0	6,0	1,0	7,14	//	//
//	25	5	//	5	1	13,0	1,0	6,0	1,0	7,14	//	//
60	5	35	12	1	7	11,5	0,4	8,1	0,5	4,16	//	//
//	10	30	//	2	6	11,5	0,5	8,0	0,5	4,16	//	//
//	15	25	//	3	5	11,0	0,5	8,5	1,0	8,33	//	//
//	20	20	//	4	4	11,0	0,6	8,4	1,0	8,33	//	//
//	25	15	//	5	3	11,0	0,8	8,2	1,0	8,33	//	//
//	30	10	//	6	2	10,5	1,0	8,5	1,5	12,50	//	//
//	35	5	//	7	1	10,5	1,2	8,3	1,5	12,50	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	10	40	//	2	8	9,5	0,5	10,0	0,5	5,00	//	//
//	15	35	//	3	7	9,0	1,0	10,0	1,0	10,00	//	//
//	20	30	//	4	6	9,0	1,0	10,0	1,0	10,00	//	//
//	25	25	//	5	5	9,0	1,0	10,0	1,0	10,00	//	//
//	30	20	//	6	4	8,8	1,0	10,2	1,2	12,00	//	//
//	35	15	//	7	3	8,5	1,5	10,0	1,5	15,00	3 phases	WIII
//	40	10	//	8	2	8,5	1,5	10,0	1,5	15,00	//	//
45	5	50	9	1	10	8,5	1,0	10,5	0,5	5,55	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	//	2	9	8,0	0,2	11,8	1,0	11,11	//	//
//	15	40	//	3	8	8,0	0,5	11,5	1,0	11,11	//	//
//	20	35	//	4	7	8,0	0,6	11,4	1,0	11,11	//	//
//	25	30	//	5	6	7,5	0,5	12,0	1,5	16,66	//	//
//	30	25	//	6	5	7,5	1,0	11,5	1,5	16,66	//	//
//	35	20	//	7	4	7,5	1,5	11,0	1,5	16,66	3 phases	WIII
//	40	15	//	8	3	7,0	1,2	11,8	2,0	22,22	Structure éponge	Structure éponge
40	10	50	8	2	10	7,5	1,5	11,0	0,5	6,25	3 phases	WIII
//	20	40	//	4	8	7,5	0,5	12,0	0,5	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	30	30	//	6	6	7,0	1,2	11,8	1,0	12,50	//	//
//	40	20	//	8	4	7,0	1,5	11,5	1,0	12,50	3 phases	WIII
30	10	60	6	2	12	5,5	1,0	13,5	0,5	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	50	//	4	10	5,5	1,0	13,5	0,5	8,33	//	//
//	30	40	//	6	8	5,0	1,2	13,8	1,0	16,66	//	//
//	40	30	//	8	6	5,0	2,0	13,0	1,0	16,66	3 phases	WIII
20	20	60	4	4	12		5,5	14,5			2 phases	WII
//	30	50	//	6	10		5,5	14,5			//	//
//	40	40	//	8	8		5,2	14,8			//	//

TABLEAU N°27: CONDENSAT. t-immédiat. T=69°C.

COMPOSITION (G)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECIPIERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
H2O	TA	Eau	H2O	TA	Eau	Huileuse	Emulsion	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	15,5		4,5	0,5	3,12	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	15	1	4,5	1	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	15	5	16	3	1	15	2	3	1	6,25	3 phases	WIII
70	5	25	14	1	5	13,5	2,5	4	0,5	3,57	//	//
//	10	20	14	2	4	13	3	4	1	7,14	//	//
//	15	15	14	3	3	13	3	4	1	7,14	//	//
//	20	10	14	4	2	12,5	4,5	3	1,5	10,71	//	//
//	25	5	14	5	1	12	6	2	2	14,28	//	//
60	5	35	12	1	7	11	3	6	1	8,33	//	//
//	10	30	12	2	6	11	4	5	1	8,33	//	//
//	15	25	12	3	5	11	4	5	1	8,33	//	//
//	20	20	12	4	4	10,5	4,5	5	1,5	12,5	//	//
//	25	15	12	5	3	10	5	5	2	16,66	//	//
//	30	10	12	6	2		20				Mélange laiteux	
//	35	5	12	7	1	10	5	5	2	16,66	3 phases	WIII
50	5	45	10	1	9	9	4	7	1	10	//	//
//	10	40	10	2	8	9	4	7	1	10	//	//
//	15	35	10	3	7	9	5	6	1	20	//	//
//	20	30	10	4	6	8,5	6	5,5	1,5	20	//	//
//	25	25	10	5	5	7,5	9,5	3	2,5	25	//	//
//	30	20	10	6	4	7	13		3	30	2 phases	WI
//	35	15	10	7	3	7	13		3	30	//	//
//	40	10	10	8	2	6,5	13,5		3,5	35	//	//
45	5	50	9	1	10	8	5	7	1	11,11	3 phases	WIII
//	10	45	9	2	9	8	5	7	1	11,11	//	//
//	15	40	9	3	8	7,5	3,5	9	1,5	16,66	//	//
//	20	35	9	4	7	7,5	9,5	3	1,5	16,66	//	//
//	25	30	9	5	6	7	11	2	2	22,22	//	//
//	30	25	9	6	5	7	12	1	2	22,22	//	//
//	35	20	9	7	4	7	13		2	22,22	2 phases	
//	40	15	9	8	3		20				Mélange laiteux	
40	10	50	8	2	10	6	6	8	2	25	3 phases	WIII
//	20	40	8	4	8	5,5	3,5	11	2,5	31,25	//	//
//	30	30	8	6	6		19	1			2 phases	WII
//	40	20	8	8	4		20				Mélange laiteux	
30	10	60	6	2	12	5	7	8	1	16,66	3 phases	WIII
//	20	50	6	4	10	4	14	2	2	33,33	//	//
//	30	40	6	6	8		20				Mélange laiteux	
//	40	30	6	8	6		20				//	
20	20	60	4	4	12		18	2			2 phases	WII
//	30	50	4	6	10		19	1			//	//
//	40	40	4	8	8		19,5	0,5			//	//

TABLEAU N28: CONDENSAT. t=10mn. T=69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huileuse	Fondant	Tau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	15,5	4,5		0,5	3,12	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	15	5		1	6,25	//	//
//	15	5	16	3	1	14,5	0,5	5	1,5	9,37	Structure éponge	Structure éponge
70	5	25	14	1	5	13	0,2	6,8	1	7,14	//	//
//	10	20	14	2	4	13	0,4	6,6	1	7,14	//	//
//	15	15	14	3	3	13	0,2	6,6	1	7,14	//	//
//	20	10	14	4	2	12,2	0,8	7	1,8	12,85	//	//
//	25	5	14	5	1	12	1	7	2	14,28	//	//
60	5	35	12	1	7	11	0,2	9	1	8,33	//	//
//	10	30	12	2	6	11	9		1	8,33	2 phases	WI
//	15	25	12	3	5	11	1	8	1	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	20	12	4	4	10,5	2,5	7	1,5	12,5	3 phases	WIII
//	25	15	12	5	3	10	1	9	2	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	30	10	12	6	2		20				Mélange laiteux	
//	35	5	12	7	1	10	1	9	2	16,66	Structure éponge	Structure éponge
50	5	45	10	1	9	9	0,2	10,8	1	10	//	//
//	10	40	10	2	8	9	1	10	1	10	//	//
//	15	35	10	3	7	9	1	10	1	10	//	//
//	20	30	10	4	6	8,5	1	10,5	1,5	15	//	//
//	25	25	10	5	5	7,5	3,5	9	2,5	25	3 phases	WIII
//	30	20	10	6	4	7	3,5	9,5	3	30	//	//
//	35	15	10	7	3	7	3	10	3	30	//	//
//	40	10	10	8	2	7	5	8	3	30	//	//
45	5	50	9	1	10	8	1	11	1	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	8	1	11	1	11,11	//	//
//	15	40	9	3	8	7	1,5	11,5	2	22,22	3 phases	WIII
//	20	35	9	4	7	7	5,5	7,5	2	22,22	//	//
//	25	30	9	5	6	6	5	9	3	33,33	//	//
//	30	25	9	6	5	6	4,5	9,5	3	33,33	//	//
//	35	20	9	7	4	6	7	7	3	33,33	//	//
//	40	15	9	8	3		19,5	0,5			2 phases	
40	10	50	8	2	10	6,5	1,5	12	1,5	18,75	3 phases	WIII
//	20	40	8	4	8	6,5	1,5	12	1,5	18,75	//	//
//	30	30	8	6	6		10	10			2 phases	WII
//	40	20	8	8	4		18	2			//	//
30	10	60	6	2	12	4	3,0	13,0	2	33,33	3 phases	WIII
//	20	50	6	4	10	4	3,0	13,0	2	33,33	//	//
//	30	40	6	6	8		13	7			2 phases	WII
//	40	30	6	8	6		14	6			//	//
20	20	60	4	4	12		8	12			//	//
//	30	50	4	6	10		7,5	12,5			//	//
//	40	40	4	8	8		8	12			//	//

TABLEAU N°29: CONDENSAT. t=1h. T=69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	15	5		1	6,25	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	14,8	5,2		1,2	7,5	//	//
//	15	5	16	3	1	14,5	5,5		1,5	9,37	//	//
70	5	25	14	1	5	13	7		1	7,14	//	//
//	10	20	14	2	4	13	7		1	7,14	//	//
//	15	15	14	3	3	12,8	0,2	7	1,2	8,57	Structure éponge	Structure éponge
//	20	10	14	4	2	12	1	7	2	14,28	//	//
//	25	5	14	5	1	12	0,2	7,8	2	14,28	//	//
60	5	35	12	1	7	11	9		1	8,33	2 phases	WI
//	10	30	12	2	6	11	9		1	8,33	//	//
//	15	25	12	3	5	11	0,5	8,5	1	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	20	12	4	4	10,5	2,5	7	1,5	12,5	3 phases	WIII
//	25	15	12	5	3	10	1	9	2	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	30	10	12	6	2		19	1			2 phases	
//	35	5	12	7	1	9	2	9	3	25	3 phases	WII
50	5	45	10	1	9	9	0,2	10,8	1	10	Structure éponge	Structure éponge
//	10	40	10	2	8	9	0,5	10,5	1	10	//	//
//	15	35	10	3	7	8,8	0,2	11	1,2	12	//	//
//	20	30	10	4	6	8,5	0,5	11	1,5	15	//	//
//	25	25	10	5	5	7	3	10	3	30	3 phases	WIII
//	30	20	10	6	4	7	3,5	9,5	3	30	//	//
//	35	15	10	7	3	7	3	10	3	30	//	//
//	40	10	10	8	2	6,5	5,5	8	3	35	//	//
45	5	50	9	1	10	8	0,2	11,8	1	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	8	0,5	11,5	1	11,11	//	//
//	15	40	9	3	8	7	2	11	2	22,22	3 phases	WIII
//	20	35	9	4	7	6	4	10	3	33,33	//	//
//	25	30	9	5	6	6	2	12	3	33,33	//	//
//	30	25	9	6	5	5,5	4,5	10	3,5	38,88	//	//
//	35	20	9	7	4	5,5	6,5	8	3,5	38,88	//	//
//	40	15	9	8	3		18,5	1,5			2 phases	WII
40	10	50	8	2	10	6,5	1,5	12	1,5	18,75	3 phases	WIII
//	20	40	8	4	8	6,5	1,5	12	1,5	18,75	//	//
//	30	30	8	6	6		10	10			2 phases	WII
//	40	20	8	8	4		18	2			//	//
30	10	60	6	2	12	4	1,5	14,5	2	33,33	3 phases	WIII
//	20	50	6	4	10	4	1,5	14,5	2	33,33	//	//
//	30	40	6	6	8		12,5	7,5			2 phases	WII
//	40	30	6	8	6		10	10			//	//
20	20	60	4	4	12		7	13			//	//
//	30	50	4	6	10		6	14			//	//
//	40	40	4	8	8		6	14			//	//

TABLEAU N°30: CONDENSAT. t-2h. T-69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECLUIPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	14,5	5,5		1,5	9,37	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	14,5	5,5		1,5	9,37	//	//
//	15	5	16	3	1	14	6		2	12,5	//	//
70	5	25	14	1	5	13	7		1	7,14	//	//
//	10	20	14	2	4	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	15	15	14	3	3	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	20	10	14	4	2	12	1	7	2	14,28	Structure éponge	Structure éponge
//	25	5	14	5	1	12	1	7	2	14,28	//	//
60	5	35	12	1	7	11	9		1	8,33	2 phases	WI
//	10	30	12	2	6	11	9		1	8,33	//	//
//	15	25	12	3	5	10,5	2	7,5	1,5	12,5	3 phases	WIII
//	20	20	12	4	4	10	2	8	2	16,66	//	//
//	25	15	12	5	3	9	2	9	3	25	//	//
//	30	10	12	6	2	9	2,5	8,5	3	25	//	//
//	35	5	12	7	1	9	1	10	3	25	Structure éponge	Structure éponge
50	5	45	10	1	9	9	0,2	10,8	1	10	//	//
//	10	40	10	2	8	8,5	0,5	11	1,5	15	//	//
//	15	35	10	3	7	8,5	0,5	11	1,5	15	//	//
//	20	30	10	4	6	8,5	0,5	11	1,5	15	//	//
//	25	25	10	5	5	7	3	10	3	30	3 phases	WIII
//	30	20	10	6	4	7	2,5	10,5	3	30	//	//
//	35	15	10	7	3	7	3	10	3	30	//	//
//	40	10	10	8	2	6,5	4	9,5	3,5	35	//	//
45	5	50	9	1	10	7	0,5	12,5	2	22,22	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	7	0,5	12,5	2	22,22	//	//
//	15	40	9	3	8	6,5	1,5	12	2,5	27,77	3 phases	WIII
//	20	35	9	4	7	6	3	11	3	33,33	//	//
//	25	30	9	5	6	6	2	12	3	33,33	//	//
//	30	25	9	6	5	5,5	3,5	11	3,5	38,88	//	//
//	35	20	9	7	4	5,5	4,5	10	3,5	38,88	//	//
//	40	15	9	8	3		18,5	1,5			2 phases	
40	10	50	8	2	10	6	1	13	2	25	Structure éponge	Structure éponge
//	20	40	8	4	8	6	1	13	2	25	//	//
//	30	30	8	6	6	5	6	9	3	37,5	3 phases	WIII
//	40	20	8	8	4		15	5			2 phases	WII
30	10	60	6	2	12	4	3	13	2	33,33	3 phases	WIII
//	20	50	6	4	10	4	3	13	2	33,33	//	//
//	30	40	6	6	8		10	10			2 phases	WII
//	40	30	6	8	6		10	10			//	//
20	20	60	4	4	12		7	13			//	//
//	30	50	4	6	10		5	15			//	//
//	40	40	4	8	8		5	15			//	//

TABLEAU N°31: CONDENSAT. t=3h. T=69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECLUTERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	14,5	5,5		1,5	9,37	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	14	6		2	12,5	//	//
//	15	5	16	3	1	14	6		2	12,5	//	//
70	5	25	14	1	5	13	7		1	7,14	//	//
//	10	20	14	2	4	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	15	15	14	3	3	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	20	10	14	4	2	12	1,5	6,5	2	14,28	3 phases	WIII
//	25	5	14	5	1	11,5	0,5	8	2,5	17,85	Structure éponge	Structure éponge
60	5	35	12	1	7	11	9		1	8,33	2 phases	WI
//	10	30	12	2	6	11	9		1	8,33	//	//
//	15	25	12	3	5	10	2	8	2	16,66	3 phases	WIII
//	20	20	12	4	4	9,5	3	7,5	2,5	20,83	//	//
//	25	15	12	5	3	9	2	9	3	25	//	//
//	30	10	12	6	2	9	2,5	8,5	3	25	//	//
//	35	5	12	7	1	9	0,5	10,5	3	25	Structure éponge	Structure éponge
50	5	45	10	1	9	9	0,2	10,8	1	10	//	//
//	10	40	10	2	8	8,5	0,5	11	1,5	15	//	//
//	15	35	10	3	7	8,5	0,5	11	1,5	15	//	//
//	20	30	10	4	6	8,2	0,8	11	1,8	18	//	//
//	25	25	10	5	5	7	3	10	3	30	3 phases	WIII
//	30	20	10	6	4	7	3	10	3	30	//	//
//	35	15	10	7	3	7	3	10	3	30	//	//
//	40	10	10	8	2	6,5	3,5	10	3,5	35	//	//
45	5	50	9	1	10	7	0,5	12,5	2	22,22	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	7	0,5	12,5	2	22,22	//	//
//	15	40	9	3	8	6,5	1,5	12	2,5	27,77	3 phases	WIII
//	20	35	9	4	7	6	1	13	3	33,33	Structure éponge	Structure éponge
//	25	30	9	5	6	6	1,5	12,5	3	33,33	3 phases	WIII
//	30	25	9	6	5	5,5	3,5	11	3,5	38,88	//	//
//	35	20	9	7	4	5,5	4,5	10	3,5	38,88	//	//
//	40	15	9	8	3		17	3			2 phases	
40	10	50	8	2	10	6	1	13	2	25	Structure éponge	Structure éponge
//	20	40	8	4	8	6	0,5	13,5	2	25	//	//
//	30	30	8	6	6	5	6	9	3	37,5	3 phases	WIII
//	40	20	8	8	4		14	6			2 phases	WII
30	10	60	6	2	12	4	3	13	2	33,33	3 phases	WIII
//	20	50	6	4	10	4	3	13	2	33,33	//	//
//	30	40	6	6	8		10	10			2 phases	WII
//	40	30	6	8	6		10	10			//	//
20	20	60	4	4	12		6,5	13,5			//	//
//	30	50	4	6	10		4	16			//	//
//	40	40	4	8	8		5	15			//	//

TABLEAU N°32: CONDENSAT. t=4h. T=-69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (gn)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	14,5	5,5		1,5	9,37	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	14	6		7	12,5	//	//
//	15	5	16	3	1	14	6		2	12,5	//	//
70	5	25	14	1	5	13	7		1	7,14	//	//
//	10	20	14	2	4	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	15	15	14	3	3	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	20	10	14	4	2	12	1,5	6,5	2	14,28	3 phases	WIII
//	25	5	14	5	1	11,5	0,5	8	2,5	17,85	Structure éponge	Structure éponge
60	5	35	12	1	7	11	9		1	8,33	2 phases	WI
//	10	30	12	2	6	11	9		1	8,33	//	//
//	15	25	12	3	5	10	2	8	2	16,66	3 phases	WIII
//	20	20	12	4	4	9,5	2	8,5	2,5	20,83	//	//
//	25	15	12	5	3	9	2	9	3	25	//	//
//	30	10	12	6	2	9	1,5	9,5	3	25	//	//
//	35	5	12	7	1	9	1,5	9,5	3	25	//	//
50	5	45	10	1	9	9	0,2	10,8	1	10	Structure éponge	Structure éponge
//	10	40	10	2	8	8,5	0,5	11	1,5	15	//	//
//	15	35	10	3	7	8,5	0,5	11	1,5	15	//	//
//	20	30	10	4	6	8,2	0,5	11,3	1,8	18	//	//
//	25	25	10	5	5	7	3	10	3	30	3 phases	WIII
//	30	20	10	6	4	7	3	10	3	30	//	//
//	35	15	10	7	3	7	3	10	3	30	//	//
//	40	10	10	8	2	6,5	3,5	10	3,5	35	//	//
45	5	50	9	1	10	7	0,5	12,5	2	22,22	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	7	0,5	12,5	2	22,22	//	//
//	15	40	9	3	8	6,5	1	12,5	2,5	27,77	//	//
//	20	35	9	4	7	6	1	13	3	33,33	//	//
//	25	30	9	5	6	6	1,5	12,5	3	33,33	3 phases	WIII
//	30	25	9	6	5	5,5	3,5	11	3,5	38,88	//	//
//	35	20	9	7	4	5,5	4,5	10	3,5	38,88	//	//
//	40	15	9	8	3		17	3			2 phases	WII
40	10	50	8	2	10	6	1	13	2	25	Structure éponge	Structure éponge
//	20	40	8	4	8	6	0,5	13,5	2	25	//	//
//	30	30	8	6	6	5	6	9	3	37,5	3 phases	WII
//	40	20	8	8	4		14	6			2 phases	WII
30	10	60	6	2	12	3,5	1,5	15	2,5	41,66	3 phases	WIII
//	20	50	6	4	10	3,5	1,5	15	2,5	41,66	//	//
//	30	40	6	6	8		9	11			2 phases	WII
//	40	30	6	8	6		9	11			//	//
20	20	60	4	4	12		6	14			//	//
//	30	50	4	6	10		4	16			//	//
//	40	40	4	8	8		5	15			//	//

TABLEAU N°33: BRUT DE ZARZAITINE. t-immédiat. T= 69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	15,5	4,5		0,5	3,12	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2		20				Mélange laiteux	
//	15	5	16	3	1		20				//	
70	5	25	14	1	5	13,5	6,5		0,5	3,57	2 phases	WI
//	10	20	14	2	4	13,5	1	5,5	0,5	3,57	Structure éponge	Structure éponge
//	15	15	14	3	3	13,5	0,5	6	0,5	3,57	//	//
//	20	10	14	4	2		20			14,28	Mélange laiteux	
//	25	5	14	5	1		20			17,85	//	
60	5	35	12	1	7	11,5	0,5	8	0,5	4,16	Structure éponge	Structure éponge
//	10	30	12	2	6	11,5	0,2	8,3	0,5	4,16	//	//
//	15	25	12	3	5	11,2	0,8	12	0,8	6,66	//	//
//	20	20	12	4	4	11,2	0,8	12	0,8	6,66	//	//
//	25	15	12	5	3	11	1	8	1	8,33	//	//
//	30	10	12	6	2		20				Mélange laiteux	
//	35	5	12	7	1		20				//	
50	5	45	10	1	9	9,5	1	9,5	0,5	5	Structure éponge	Structure éponge
//	10	40	10	2	8	9,5	0,5	10	0,5	5	//	//
//	15	35	10	3	7	9	1	10	1	10	//	//
//	20	30	10	4	6	9	11		1	10	2 phases	WI
//	25	25	10	5	5	9	11		1	10	//	//
//	30	20	10	6	4	9	11		1	10	//	//
//	35	15	10	7	3		20				Mélange laiteux	
//	40	10	10	8	2		20				//	
45	5	50	9	1	10	8,5	0,5	11	0,5	5,55	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	8,5	0,5	11	0,5	5,55	//	//
//	15	40	9	3	8	8,2	0,8	11	0,8	8,88	//	//
//	20	35	9	4	7	8	12		1	11,11	2 phases	
//	25	30	9	5	6	8	12		1	11,11	//	
//	30	25	9	6	5	7,5	12,5		1,5	16,66	//	
//	35	20	9	7	4		20				Mélange laiteux	
//	40	15	9	8	3		20				//	
40	10	50	8	2	10	7,5	12,5	1	0,5	6,25	3 phases	WIII
//	20	40	8	4	8		13	7			2 phases	WII
//	30	30	8	6	6		20				Mélange laiteux	
//	40	20	8	8	4		20				//	
30	10	60	6	2	12		5,5	14,5			2 phases	WII
//	20	50	6	4	10		20				Mélange laiteux	
//	30	40	6	6	8		20				//	
//	40	30	6	8	6		19	1			2 phases	WII
20	20	60	4	4	12		19	1			//	//
//	30	50	4	6	10		19	1			//	//
//	40	40	4	8	8		20				Mélange laiteux	

TABEAU N°34: BRUT DE ZARZAITINE. t=10mm. T=69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (gd)			VOLUME DES PHASES (gd)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	Eau+TA	(gd)	(%)		
80	5	15	16	1	3	15	5		1	6,25	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	15	1	4	-1	6,25	Structure éponge	Structure éponge
//	15	5	16	3	1	15	0,5	4,5	1	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13,2	0,2	6,6	0,8	5,7	//	//
//	10	20	14	2	4	13	0,2	6,8	1	7,14	//	//
//	15	15	14	3	3	13	0,6	6,4	1	7,14	//	//
//	20	10	14	4	2	13	1	6	1	7,14	//	//
//	25	5	14	5	1	12,8	2,2	5	1,2	8,57	3 phases	WIII
60	5	35	12	1	7	11,5	0,2	8,3	0,5	4,16	Structure éponge	Structure éponge
//	10	30	12	2	6	11	1	8	1	8,33	//	//
//	15	25	12	3	5	11	0,2	8,8	1	8,33	//	//
//	20	20	12	4	4	10,5	1,5	8	1,5	12,5	3 phases	WIII
//	25	15	12	5	3	10	2	8	2	16,66	//	//
//	30	10	12	6	2	9	4	7	3	25	//	//
//	35	5	12	7	1	9	7,5	3,5	3	25	//	//
50	5	45	10	1	9	9,2	10,8			8	2 phases	WI
//	10	40	10	2	8	9,2	0,8	10	0,8	8	Structure éponge	Structure éponge
//	15	35	10	3	7	9	1	10	1	10	//	//
//	20	30	10	4	6	8,5	4	7,5	1,5	15	3 phases	WIII
//	25	25	10	5	5	8	5,5	6,5	2	20	//	//
//	30	20	10	6	4	7	7	6	3	30	//	//
//	35	15	10	7	3		20				Mélange laiteux	
//	40	10	10	8	2		20				//	
45	5	50	9	1	10	8	0,5	11,5	1	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	7,5	1	11,5	1,5	16,66	//	//
//	15	40	9	3	8	7,5	1	11,5	1,5	16,66	//	//
//	20	35	9	4	7	7	2	11	2	22,22	3 phases	WIII
//	25	30	9	5	6	7	0,5	12,5	2	22,22	Structure éponge	Structure éponge
//	30	25	9	6	5	6	6	8	3	33,33	3 phases	WIII
//	35	20	9	7	4		19	1			2 phases	
//	40	15	9	8	3		19	1			//	
40	10	50	8	2	10	6,5	1	12,5	1,5	18,75	Structure éponge	Structure éponge
//	20	40	8	4	8	6	4	10	2	25	3 phases	WIII
//	30	30	8	6	6		18	2			2 phases	WII
//	40	20	8	8	4		18	2			//	//
30	10	60	6	2	12	5,5	0,2	14,3	0,5	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	20	50	6	4	10		11	9			2 phases	WII
//	30	40	6	6	8		17	3			//	//
//	40	30	6	8	6		13,5	6,5			//	//
20	20	60	4	4	12		7,5	12,5			//	//
//	30	50	4	6	10		9	11			//	//
//	40	40	4	8	8		9	11			//	//

TABLEAU N°35: BRUT DE ZARZAITINE. t=1h. T=69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile+TA	Emulsion	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	15	5		1	6,25	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	15	5		1	6,25	//	//
//	15	5	16	3	1	15	5		1	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13	0,2	6,8	1	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	10	20	14	2	4	13	0,8	6,2	1	7,14	//	//
//	15	15	14	3	3	13	0,8	6,2	1	7,14	//	//
//	20	10	14	4	2	13	1	6	1	7,14	//	//
//	25	5	14	5	1	12,5	1,5	6	1,5	10,71	3 phases	WIII
60	5	35	12	1	7	11,5	0,2	8,3	0,5	4,16	Structure éponge	Structure éponge
//	10	30	12	2	6	11	1	8	1	8,33	//	//
//	15	25	12	3	5	10,8	0,2	9	1,2	10	//	//
//	20	20	12	4	4	10	1,5	8,5	2	16,66	3 phases	WIII
//	25	15	12	5	3	10	2	8	2	16,66	//	//
//	30	10	12	6	2	9	4	7	3	25	//	//
//	35	5	12	7	1	9	6	5	3	25	//	//
50	5	45	10	1	9	9	0,5	10,5	1	10	Structure éponge	Structure éponge
//	10	40	10	2	8	8,5	0,5	11	1,5	15	//	//
//	15	35	10	3	7	8	1	11	2	20	//	//
//	20	30	10	4	6	7,8	4,2	8	2,2	22	3 phases	WIII
//	25	25	10	5	5	7	4,5	8,5	3	30	//	//
//	30	20	10	6	4	6	6	8	4	40	//	//
//	35	15	10	7	3		20				Mélange laiteux	
//	40	10	10	8	2		20				//	
45	5	50	9	1	10	7	1	12	2	21,11	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	7	1	12	2	28,22	//	//
//	15	40	9	3	8	6,5	1,5	12	2,5	27,72	3 phases	WIII
//	20	35	9	4	7	6,5	2	11,5	2,5	27,72	//	//
//	25	30	9	5	6	6	0,5	13,5	3	33,33	Structure éponge	Structure éponge
//	30	25	9	6	5	6	6	8	3	33,33	3 phases	WIII
//	35	20	9	7	4		17	3			2 phases	
//	40	15	9	8	3		17	3			//	
40	10	50	8	2	10	6,5	1,5	12	1,5	18,75	3 phases	WIII
//	20	40	8	4	8	6	3	11	2	25	//	//
//	30	30	8	6	6		15	5			2 phases	WII
//	40	20	8	8	4		15	5			//	//
30	10	60	6	2	12	5	1	14	1	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	20	50	6	4	10		10	10			2 phases	WII
//	30	40	6	6	8		14	6			//	//
//	40	30	6	8	6		11,5	8,5			//	//
20	20	60	4	4	12		6	14			//	//
//	30	50	4	6	10		6	14			//	//
//	40	40	4	8	8		6	14			//	//

TABLEAU N°36: BRUT DE ZARZAITINE. t=2h. T=69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Fat	Huile	TA	Fat	Huile+TA	Emulsion	Fat+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	14,5	5,5		1,5	9,37	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	14,5	5,5		1,5	9,37	//	//
//	15	5	16	3	1	14,5	5,5		1,5	9,37	//	//
70	5	25	14	1	5	13	0,2	6,8	1	7,14	Structure éponge	Structure éponge
//	10	20	14	2	4	13	0,8	6,2	1	7,14	//	//
//	15	15	14	3	3	13	1	6	1	7,14	//	//
//	20	10	14	4	2	13	2	5	1	7,14	3 phases	WIII
//	25	5	14	5	1	12,5	2	5,5	1,5	10,71	//	//
60	5	35	12	1	7	11	0,5	8,5	1	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	10	30	12	2	6	11	0,5	8,5	1	8,33	//	//
//	15	25	12	3	5	10,5	1	8,5	1,5	12,5	//	//
//	20	20	12	4	4	10	1,2	8,8	2	16,66	3 phases	WIII
//	25	15	12	5	3	9,5	2	8,5	2,5	20,83	//	//
//	30	10	12	6	2	9	4	7	3	25	//	//
//	35	5	12	7	1	9	6	5	3	25	//	//
50	5	45	10	1	9	9	0,5	10,5	1	10	Structure éponge	Structure éponge
//	10	40	10	2	8	8,5	0,5	11	1,5	15	//	//
//	15	35	10	3	7	8	1	11	2	20	//	//
//	20	30	10	4	6	7,8	4,2	8	2,2	22	3 phases	WIII
//	25	25	10	5	5	7	4,5	8,5	3	30	//	//
//	30	20	10	6	4	6	6	8	4	40	//	//
//	35	15	10	7	3		20				Mélange laiteux	
//	40	10	10	8	2		20				//	
45	5	50	9	1	10	7	1	12	2	21,22	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	7	1	12	2	21,22	//	//
//	15	40	9	3	8	6,5	1,5	12	2,5	27,72	3 phases	WIII
//	20	35	9	4	7	6,5	2	11,5	2,5	27,72	//	//
//	25	30	9	5	6	6	0,5	13,5	3	33,33	Structure éponge	Structure éponge
//	30	25	9	6	5	6	6	8	3	33,33	3 phases	WIII
//	35	20	9	7	4		17	3			2 phases	
//	40	15	9	8	3		17	3			//	
40	10	50	8	2	10	6,5	1,5	12	1,5	18,75	3 phases	WIII
//	20	40	8	4	8	6	3	11	2	25	//	//
//	30	30	8	6	6		15	5			2 phases	WII
//	40	20	8	8	4		15	5			//	//
30	10	60	6	2	12	5	1	14	1	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	20	50	6	4	10		10	10			2 phases	WII
//	30	40	6	6	8		14	6			//	//
//	40	30	6	8	6		11,5	8,5			//	//
20	20	60	4	4	12		6	14			//	//
//	30	50	4	6	10		6	14			//	//
//	40	40	4	8	8		6	14			//	//

TABLEAU N°37: BRUT DE ZARZAITINE. 1-3II. T-69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	14	0,2	5,8	2	12,5	Structure éponge	Structure éponge
//	10	10	16	2	2	14	0,5	5,5	2	12,5	//	//
//	15	5	16	3	1	14	0,8	5,2	2	12,5	//	//
70	5	25	14	1	5	13	0,2	6,8	1	7,14	//	//
//	10	20	14	2	4	12,5	1	6,5	1,5	10,71	//	//
//	15	15	14	3	3	12,5	1	6,5	1,5	10,71	//	//
//	20	10	14	4	2	12,5	2	5,5	1,5	10,71	3 phases	WIII
//	25	5	14	5	1	12	2	6	2	14,28	//	//
60	5	35	12	1	7	11	0,5	8,5	1	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	10	30	12	2	6	10,5	0,5	9	1,5	12,5	//	//
//	15	25	12	3	5	10	1	9	2	16,66	//	//
//	20	20	12	4	4	10	1,5	8,5	2	16,66	3 phases	WIII
//	25	15	12	5	3	9,8	1,5	8,7	2,2	18,33	//	//
//	30	10	12	6	2	9	3,5	7,5	3	25	//	//
//	35	5	12	7	1	9	5	6	3	25	//	//
50	5	45	10	1	9	9	0,5	10,5	1	10	Structure éponge	Structure éponge
//	10	40	10	2	8	8,5	0,5	11	1,5	15	//	//
//	15	35	10	3	7	8	1,5	10,5	2	20	3 phases	WII
//	20	30	10	4	6	7,8	2,5	9,7	2,2	22	//	//
//	25	25	10	5	5	7	3,5	9,5	3	30	//	//
//	30	20	10	6	4	6	5	9	4	40	//	//
//	35	15	10	7	3			20			Mélange laitieux	
//	40	10	10	8	2			20			//	
45	5	50	9	1	10	7	1	12	2	22,22	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	7	1	12	2	22,22	//	//
//	15	40	9	3	8	6,5	1	12,5	2,5	27,72	//	//
//	20	35	9	4	7	6,5	2,5	11	2,5	27,72	3 phases	WIII
//	25	30	9	5	6	6	1	13	3	33,33	Structure éponge	Structure éponge
//	30	25	9	6	5	6	4	10	3	33,33	3 phases	WIII
//	35	20	9	7	4			15	5		2 phases	
//	40	15	9	8	3			15	5		//	
40	10	50	8	2	10	6	2,5	11,5	2	25	3 phases	WIII
//	20	40	8	4	8	6	2,5	11,5	2	25	//	//
//	30	30	8	6	6			13	7		2 phases	WII
//	40	20	8	8	4			15	5		//	//
30	10	60	6	2	12	5	1	14	1	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	20	50	6	4	10			11	9		2 phases	WII
//	30	40	6	6	8			10	10		//	//
//	40	30	6	8	6			8	12		//	//
20	20	60	4	4	12			5	15		//	//
//	30	50	4	6	10			5	15		//	//
//	40	40	4	8	8			5	15		//	//

TABLEAU N°38: BRUT DE ZARZAITINE. t=4h. T=69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	14	6		2	12,5	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	14	0,2	5,8	2	12,5	Structure éponge	Structure éponge
//	15	5	16	3	1	14	0,5	5,5	2	12,5	//	//
70	5	25	14	1	5	13	0,5	6,5	1	7,14	//	//
//	10	20	14	2	4	12,5	0,5	7	1,5	10,71	//	//
//	15	15	14	3	3	12,5	0,5	7	1,5	10,71	//	//
//	20	10	14	4	2	12	2	6	2	14,28	3 phases	WIII
//	25	5	14	5	1	12	2	6	2	14,28	//	//
60	5	35	12	1	7	11	0,5	8,5	1	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	10	30	12	2	6	10,5	0,5	9	1,5	12,5	//	//
//	15	25	12	3	5	10	1,5	8,5	2	16,66	3 phases	WIII
//	20	20	12	4	4	10	1,5	8,5	2	16,66	//	//
//	25	15	12	5	3	9,5	2	8,5	2,5	20,83	//	//
//	30	10	12	6	2	9	3	8	3	25	//	//
//	35	5	12	7	1	9	4	7	3	25	//	//
50	5	45	10	1	9	9	0,5	10,5	1	10	Structure éponge	Structure éponge
//	10	40	10	2	8	8,5	0,5	11	1,5	15	//	//
//	15	35	10	3	7	8	1	11	2	20	//	//
//	20	30	10	4	6	7	3	10	3	30	3 phases	WIII
//	25	25	10	5	5	7	4	9	3	30	//	//
//	30	20	10	6	4	6	6,5	7,5	4	40	//	//
//	35	15	10	7	3		18	2			2 phases	
//	40	10	10	8	2		18	2			//	
45	5	50	9	1	10	7	1	12	2	22,22	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	7	1	12	2	22,22	//	//
//	15	40	9	3	8	6,5	1	12,5	2,5	27,72	//	//
//	20	35	9	4	7	6,5	2,5	11	2,5	27,72	3 phases	WIII
//	25	30	9	5	6	6	1	13	3	33,33	Structure éponge	Structure éponge
//	30	25	9	6	5	6	4	10	3	33,33	3 phases	WIII
//	35	20	9	7	4		15	5			2 phases	
//	40	15	9	8	3		15	5			//	
40	10	50	8	2	10	6	2,5	11,5	2	25	3 phases	WIII
//	20	40	8	4	8	6	2,5	11,5	2	25	//	//
//	30	30	8	6	6		13	7			2 phases	WII
//	40	20	8	8	4		15	5			//	//
30	10	60	6	2	12	5	1	14	1	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	20	50	6	4	10		11	9			2 phases	WII
//	30	40	6	6	8		10	10			//	//
//	40	30	6	8	6		8	12			//	//
20	20	60	4	4	12		5	15			//	//
//	30	50	4	6	10		5	15			//	//
//	40	40	4	8	8		5	15			//	//

TABLEAU N°39: HRS 162. t. immédiat. T = 69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME PEUFERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Fau	Huile	TA	Fau	Hauteur	Emulsion	Fau/TA	(ml)	(%)		
R0	5	15	16	1	3	15,8	4,2		0,8	5	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2		20				Mélange laiteux	
//	15	5	16	3	1		20				//	
70	5	25	14	1	5	13,5	6,5		0,5	3,57	2 phases	WI
//	10	20	14	2	4	13,5	6,5		0,5	3,57	//	//
//	15	15	14	3	3	13	7		1	7,14	//	//
//	20	10	14	4	2	13	7		1	7,14	//	//
//	25	5	14	5	1		20				Mélange laiteux	
60	5	35	12	1	7	11,7	8,3		0,3	2,5	2 phases	WI
//	10	30	12	2	6	11,7	8,3		0,3	2,5	//	//
//	15	25	12	3	5		20				Mélange laiteux	
//	20	20	12	4	4		20				//	
//	25	15	12	5	3	11,5	8,5		0,5	4,16	2 phases	WI
//	30	10	12	6	2	11,5	8,5		0,5	4,16	//	//
//	35	5	12	7	1	11,5	8,5		0,5	4,16	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	1	9,5	0,5	5	Structure éponge	Structure éponge
//	10	40	10	2	8	9,5	1	9,5	0,5	5	//	//
//	15	35	10	3	7	9,2	1	9,8	0,8	8	//	//
//	20	30	10	4	6		20				Mélange laiteux	
//	25	25	10	5	5		20				//	
//	30	20	10	6	4		20				//	
//	35	15	10	7	3		20				//	
//	40	10	10	8	2		20				//	
45	5	50	9	1	10	8,5	0,5	11	0,5	5,55	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	8	2	10	1	11,11	3 phases	WIII
//	15	40	9	3	8	8	2	10	1	11,11	//	//
//	20	35	9	4	7	8	1,5	10,5	1	11,11	//	//
//	25	30	9	5	6	8	12		1	11,11	2 phases	
//	30	25	9	6	5		20				Mélange laiteux	
//	35	20	9	7	4		20				//	
//	40	15	9	8	3		20				//	
40	10	50	8	2	10	7,5	4,5	8	0,5	6,25	3 phases	WIII
//	20	40	8	4	8	7,5	12,5		0,5	6,25	2 phases	
//	30	30	8	6	6		20				Mélange laiteux	
//	40	20	8	8	4		20				//	
30	10	60	6	2	12		3,5	14,5			2 phases	WII
//	20	50	6	4	10		20				Mélange laiteux	
//	30	40	6	6	8		20				//	
//	40	30	6	8	6		20				//	
20	20	60	4	4	12		20				//	
//	30	50	4	6	10		20				//	
//	40	40	4	8	8		20				//	

TABLEAU N°40: HRS 162. t=10mn. T=69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	15,5	4,5		0,5	3,12	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	15,5	4,5		0,5	3,12	//	//
//	15	5	16	3	1	15,5	4,5		0,5	3,12	//	//
70	5	25	14	1	5	13,5	6,5		0,5	7,14	//	//
//	10	20	14	2	4	13,5	6,5		0,5	7,14	//	//
//	15	15	14	3	3	13	7		1	7,14	//	//
//	20	10	14	4	2	13	7		1	7,14	//	//
//	25	5	14	5	1	13	7		1	7,14	//	//
60	5	35	12	1	7	11	9		1	8,33	//	//
//	10	30	12	2	6	11	0,5	8,5	1	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	15	25	12	3	5	11	0,5	8,5	1	8,33	//	//
//	20	20	12	4	4	11	0,5	8,5	1	8,33	//	//
//	25	15	12	5	3	11	9		1	8,33	2 phases	WI
//	30	10	12	6	2		20				Mélange laitoux	
//	35	5	12	7	1		20				//	
50	5	45	10	1	9	9,5	1	9,5	0,5	5	Structure éponge	Structure éponge
//	10	40	10	2	8	9,5	1	9,5	0,5	5	//	//
//	15	35	10	3	7	9,5	0,5	10	0,5	5	//	//
//	20	30	10	4	6	9	0,5	10,5	1	10	//	//
//	25	25	10	5	5	9	11		1	10	2 phases	WI
//	30	20	10	6	4	9	11		1	10	//	//
//	35	15	10	7	3	8,5	11,5		1,5	15	//	//
//	40	10	10	8	2	8,5	11,5		1,5	15	//	//
45	5	50	9	1	10	8	1	11	1	11,11	Structure éponge	Structure éponge
//	10	45	9	2	9	8	0,5	11,5	1	11,11	//	//
//	15	40	9	3	8	8	2	10	1	11,11	3 phases	WIII
//	20	35	9	4	7	7,5	2	10,5	1,5	16,66	//	//
//	25	30	9	5	6	7,5	2,5	10	1,5	16,66	//	//
//	30	25	9	6	5	7,5	2,5	10	1,5	16,66	//	//
//	35	20	9	7	4	7,5	12,5		1,5	16,66	2 phases	
//	40	15	9	8	3	7,5	12,5		1,5	16,66	//	
40	10	50	8	2	10	7	13		1	12,5	//	
//	20	40	8	4	8	7	13		1	12,5	//	
//	30	30	8	6	6	7	13		1	12,5	//	
//	40	20	8	8	4	7	13		1	12,5	//	
30	10	60	6	2	12		5	15			//	WII
//	20	50	6	4	10		4	16			//	//
//	30	40	6	6	8		4	16			//	//
//	40	30	6	8	6		4	16			//	//
20	20	60	4	4	12		3,5	16,5			//	//
//	30	50	4	6	10		3	17			//	//
//	40	40	4	8	8		3	17			//	//

TABLEAU N°41: HRS 162. t = 1h. T = 69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECTIFIE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	15	5		1	6,25	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	15	5		1	6,25	//	//
//	15	5	16	3	1	15	5		1	6,25	//	//
70	5	25	14	1	5	13	7		1	7,14	//	//
//	10	20	14	2	4	13	7		1	7,14	//	//
//	15	15	14	3	3	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	20	10	14	4	2	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	25	5	14	5	1	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
60	5	35	12	1	7	11	9		1	8,33	//	//
//	10	30	12	2	6	11	9		1	8,33	//	//
//	15	25	12	3	5	11	9		1	8,33	//	//
//	20	20	12	4	4	11	0,5	8,5	1	8,33	Structure éponge	Structure éponge
//	25	15	12	5	3	11	9		1	8,33	2 phases	WI
//	30	10	12	6	2	10,5	6,5	3	1,5	12,5	3 phases	WIII
//	35	5	12	7	1	10,5	7,5	2	1,5	12,5	//	//
50	5	45	10	1	9	9,5	5,5	5	0,5	5	//	//
//	10	40	10	2	8	9	6	5	1	10	//	//
//	15	35	10	3	7	9	7	4	1	10	//	//
//	20	30	10	4	6	8,5	8,5	3	1,5	15	//	//
//	25	25	10	5	5	8	10	2	2	20	//	//
//	30	20	10	6	4	8	10	2	2	20	//	//
//	35	15	10	7	3	8	5	7	2	20	//	//
//	40	10	10	8	2	8	6	6	2	20	//	//
45	5	50	9	1	10	8	4	8	1	11,11	//	//
//	10	45	9	2	9	8	5	7	1	11,11	//	//
//	15	40	9	3	8	8	3	9	1	11,11	//	//
//	20	35	9	4	7	7,5	2,5	10	1,5	16,66	//	//
//	25	30	9	5	6	7,5	2	10,5	1,5	16,66	//	//
//	30	25	9	6	5	7,5	2	10,5	1,5	16,66	//	//
//	35	20	9	7	4	7	11	2	2	22,22	//	//
//	40	15	9	8	3	7	11	2	2	22,22	//	//
40	10	50	8	2	10	6,5	3,5	10	1,5	18,75	//	//
//	20	40	8	4	8	6,5	4,5	9	1,5	18,75	//	//
//	30	30	8	6	6	6	6	8	2	25	//	//
//	40	20	8	8	4	6	8	6	2	25	//	//
30	10	60	6	2	12	5	4	11	1	16,66	//	//
//	20	50	6	4	10	5	0,5	14,5	1	16,66	Structure éponge	Structure éponge
//	30	40	6	6	8		5	15			2 phases	WII
//	40	30	6	8	6	5	0,5	14,5	1	16,66	Structure éponge	Structure éponge
20	20	60	4	4	12		4	16			2 phases	WII
//	30	50	4	6	10		4	16			//	//
//	40	40	4	8	8		3	17			//	//

TABLEAU N°42: HRS 162. t=2h. T=69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	15	5		1	9,37	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	15	5		1	9,37	//	//
//	15	5	16	3	1	15	5		1	9,37	//	//
70	5	25	14	1	5	13	7		1	7,14	//	//
//	10	20	14	2	4	13	7		1	7,14	//	//
//	15	15	14	3	3	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	20	10	14	4	2	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	25	5	14	5	1	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
60	5	35	12	1	7	11	9		1	8,33	//	//
//	10	30	12	2	6	11	9		1	8,33	//	//
//	15	25	12	3	5	11	9		1	8,33	//	//
//	20	20	12	4	4	10,5	9,5		1,5	12,5	//	//
//	25	15	12	5	3	10,5	9,5		1,5	12,5	//	//
//	30	10	12	6	2	10,5	9,5		1,5	12,5	//	//
//	35	5	12	7	1	10,5	9,5		1,5	12,5	//	//
50	5	45	10	1	9	9	5	6	1	10	3 phases	WIII
//	10	40	10	2	8	9	6	5	1	10	//	//
//	15	35	10	3	7	8,5	7	4,5	1,5	15	//	//
//	20	30	10	4	6	8,5	8,5	3	1,5	15	//	//
//	25	25	10	5	5	8	10	2	2	20	//	//
//	30	20	10	6	4	8	10	2	2	20	//	//
//	35	15	10	7	3	8	5	7	2	20	//	//
//	40	10	10	8	2	8	4	8	2	20	//	//
45	5	50	9	1	10	8	4	8	1	11,11	//	//
//	10	45	9	2	9	8	4,5	7,5	1	11,11	//	//
//	15	40	9	3	8	7,5	3,5	9	1,5	16,66	//	//
//	20	35	9	4	7	7,5	2,5	10	1,5	16,66	//	//
//	25	30	9	5	6	7	3	10	2	22,22	//	//
//	30	25	9	6	5	7	3	10	2	22,22	//	//
//	35	20	9	7	4	7	11	2	2	22,22	//	//
//	40	15	9	8	3	7	11	2	2	22,22	//	//
40	10	50	8	2	10	6	5	9	2	25	//	//
//	20	40	8	4	8	6	5	9	2	25	//	//
//	30	30	8	6	6		11	9			2 phases	WII
//	40	20	8	8	4		11	9			//	//
30	10	60	6	2	12	5	4	11	1	16,66	3 phases	WIII
//	20	50	6	4	10		5	15			2 phases	WII
//	30	40	6	6	8		6	14			//	//
//	40	30	6	8	6	5	0,5	14,5	1	16,66	Structure éponge	Structure éponge
20	20	60	4	4	12		6	14			2 phases	WII
//	30	50	4	6	10		5	15			//	//
//	40	40	4	8	8		4	16			//	//

TABLEAU N°43: HRS 162. t=3h. T=69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME RECUPERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Emulsion	TA/Eau	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	14,5	5,5		1,5	9,37	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	14,5	5,5		1,5	9,37	//	//
//	15	5	16	3	1	14,5	5,5		1,5	9,37	//	//
70	5	25	14	1	5	13	7		1	7,14	//	//
//	10	20	14	2	4	13	7		1	7,14	//	//
//	15	15	14	3	3	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	20	10	14	4	2	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	25	5	14	5	1	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
60	5	35	12	1	7	11	9		1	8,33	//	//
//	10	30	12	2	6	11	9		1	8,33	//	//
//	15	25	12	3	5	11	9		1	8,33	//	//
//	20	20	12	4	4	10,5	9,5		1,5	12,5	//	//
//	25	15	12	5	3	10,5	9,5		1,5	12,5	//	//
//	30	10	12	6	2	10,5	9,5		1,5	12,5	//	//
//	35	5	12	7	1	10,5	9,5		1,5	12,5	//	//
50	5	45	10	1	9	9	4	7	1	10	3 phases	WIII
//	10	40	10	2	8	9	5	6	1	10	//	//
//	15	35	10	3	7	8,5	7,5	4	1,5	15	//	//
//	20	30	10	4	6	8,5	8,5	3	1,5	15	//	//
//	25	25	10	5	5	8	10	2	2	20	//	//
//	30	20	10	6	4	8	10	2	2	20	//	//
//	35	15	10	7	3	8	5	7	2	20	//	//
//	40	10	10	8	2	8	4	8	2	20	//	//
45	5	50	9	1	10	8	4	8	1	11,11	//	//
//	10	45	9	2	9	8	5	7	1	11,11	//	//
//	15	40	9	3	8	7,5	3,5	9	1,5	16,66	//	//
//	20	35	9	4	7	7,5	2,5	10	1,5	16,66	//	//
//	25	30	9	5	6	7	3	10	2	22,22	//	//
//	30	25	9	6	5	7	3	10	2	22,22	//	//
//	35	20	9	7	4	7	3	10	2	22,22	//	//
//	40	15	9	8	3	7	10	3	2	22,22	//	//
40	10	50	8	2	10	6	10	4	2	25	//	//
//	20	40	8	4	8	6	5	9	2	25	//	//
//	30	30	8	6	6		11	9			2 phases	WII
//	40	20	8	8	4		11	9			//	//
30	10	60	6	2	12	5	4	11	1	16,66	3 phases	WIII
//	20	50	6	4	10		5	15			2 phases	WII
//	30	40	6	6	8		6	14			//	//
//	40	30	6	8	6	5	0,5	14,5	1	16,66	Structure éponge	Structure éponge
20	20	60	4	4	12		6	14			2 phases	WII
//	30	50	4	6	10		5	15			//	//
//	40	40	4	8	8		4	16			//	//

TABLEAU N°44: HRS 162. t=4h. T=69°C.

COMPOSITION (%)			VOLUME (ml)			VOLUME DES PHASES (ml)			VOLUME REQUIERE		OBSERVATIONS	TYPE DE SYSTEMES PROBABLES
Huile	TA	Eau	Huile	TA	Eau	Huile	Paraffine	Eau+TA	(ml)	(%)		
80	5	15	16	1	3	14,5	5,5		1,5	9,37	2 phases	WI
//	10	10	16	2	2	14,5	5,5		1,5	9,37	//	//
//	15	5	16	3	1	14,5	5,5		1,5	9,37	//	//
70	5	25	14	1	5	13	7		1	7,14	//	//
//	10	20	14	2	4	13	7		1	7,14	//	//
//	15	15	14	3	3	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	20	10	14	4	2	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
//	25	5	14	5	1	12,5	7,5		1,5	10,71	//	//
60	5	35	12	1	7	11	9		1	8,33	//	//
//	10	30	12	2	6	11	9		1	8,33	//	//
//	15	25	12	3	5	11	9		1	8,33	//	//
//	20	20	12	4	4	10,5	9,5		1,5	12,5	//	//
//	25	15	12	5	3	10,5	9,5		1,5	12,5	//	//
//	30	10	12	6	2	10,5	9,5		1,5	12,5	//	//
//	35	5	12	7	1	10,5	9,5		1,5	12,5	//	//
50	5	45	10	1	9	9	4	7	1	10	3 phases	WIII
//	10	40	10	2	8	9	5	6	1	10	//	//
//	15	35	10	3	7	8,5	7,5	4	1,5	15	//	//
//	20	30	10	4	6	8,5	8,5	3	1,5	15	//	//
//	25	25	10	5	5	8	10	2	2	20	//	//
//	30	20	10	6	4	8	10	2	2	20	//	//
//	35	15	10	7	3	8	5	7	2	20	//	//
//	40	10	10	8	2	8	4	8	2	20	//	//
45	5	50	9	1	10	8	4	8	1	11,11	//	//
//	10	45	9	2	9	8	5	7	1	11,11	//	//
//	15	40	9	3	8	7,5	3,5	9	1,5	16,66	//	//
//	20	35	9	4	7	7,5	2,5	10	1,5	16,66	//	//
//	25	30	9	5	6	7	3	10	2	22,22	//	//
//	30	25	9	6	5	7	3	10	2	22,22	//	//
//	35	20	9	7	4	7	3	10	2	22,22	//	//
//	40	15	9	8	3	7	10	4	2	22,22	//	//
40	10	50	8	2	10	6	10	3	2	25	//	//
//	20	40	8	4	8	6	5	9	2	25	//	//
//	30	30	8	6	6		11	9			2 phases	WII
//	40	20	8	8	4		11	9			//	//
30	10	60	6	2	12	5	3	12	1	16,66	3 phases	WIII
//	20	50	6	4	10		5	15			2 phases	WII
//	30	40	6	6	8		5	15			//	//
//	40	30	6	8	6	5	0,5	14,5	1	16,66	Structure éponge	Structure éponge
20	20	60	4	4	12		5	15			2 phases	WII
//	30	50	4	6	10		4	16			//	//
//	40	40	4	8	8		3	17			//	//

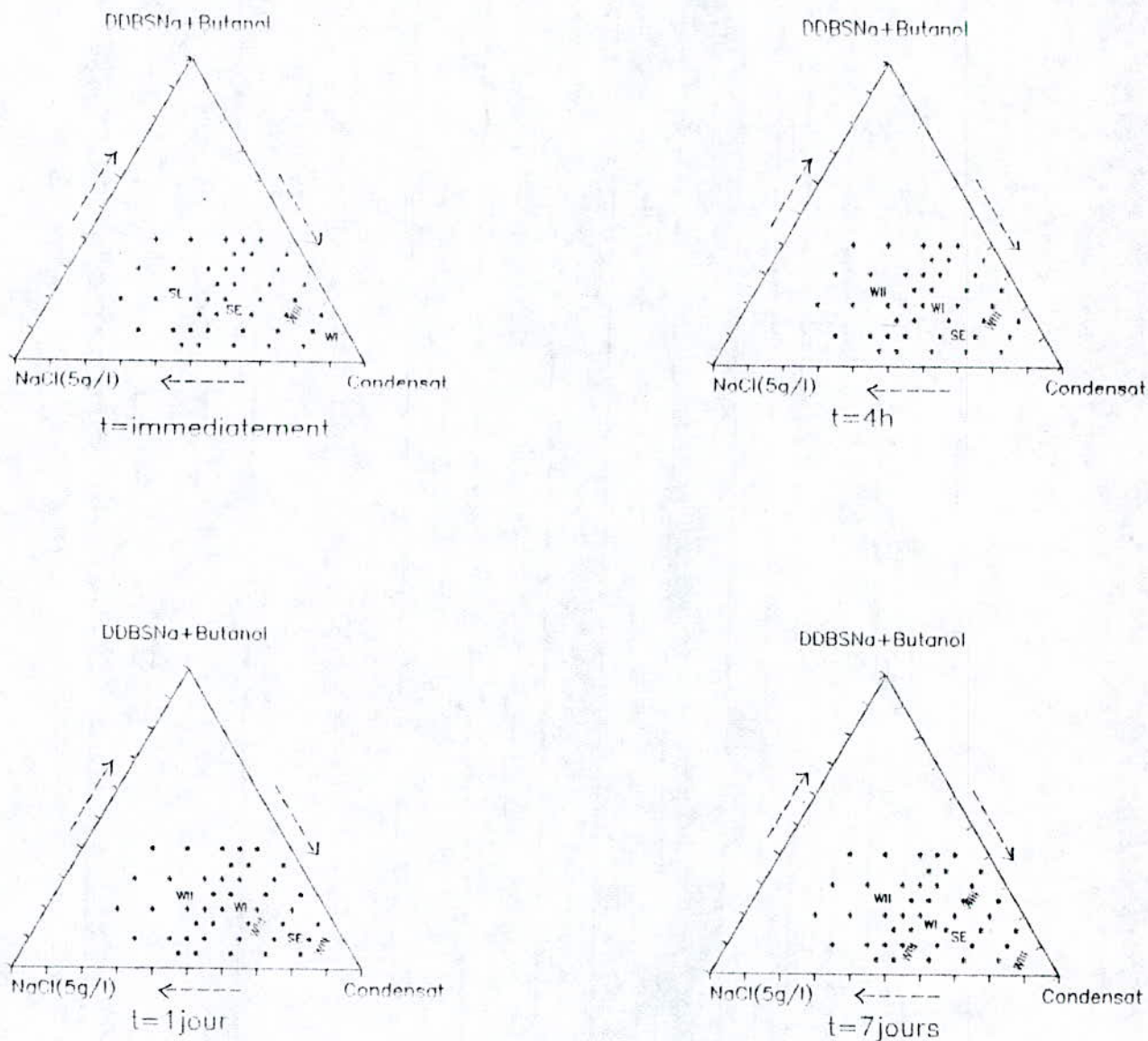


FIGURE N°1: DIAGRAMME PSEUDO-TERNAIRE DANS LE CAS DU SYSTEME: CONDENSAT, BUTANOL, EAU (SALINITE=5g/l) ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=25°C.
SL: SYSTEME LAITEUX. SE: STRUCTURE EPONGE.

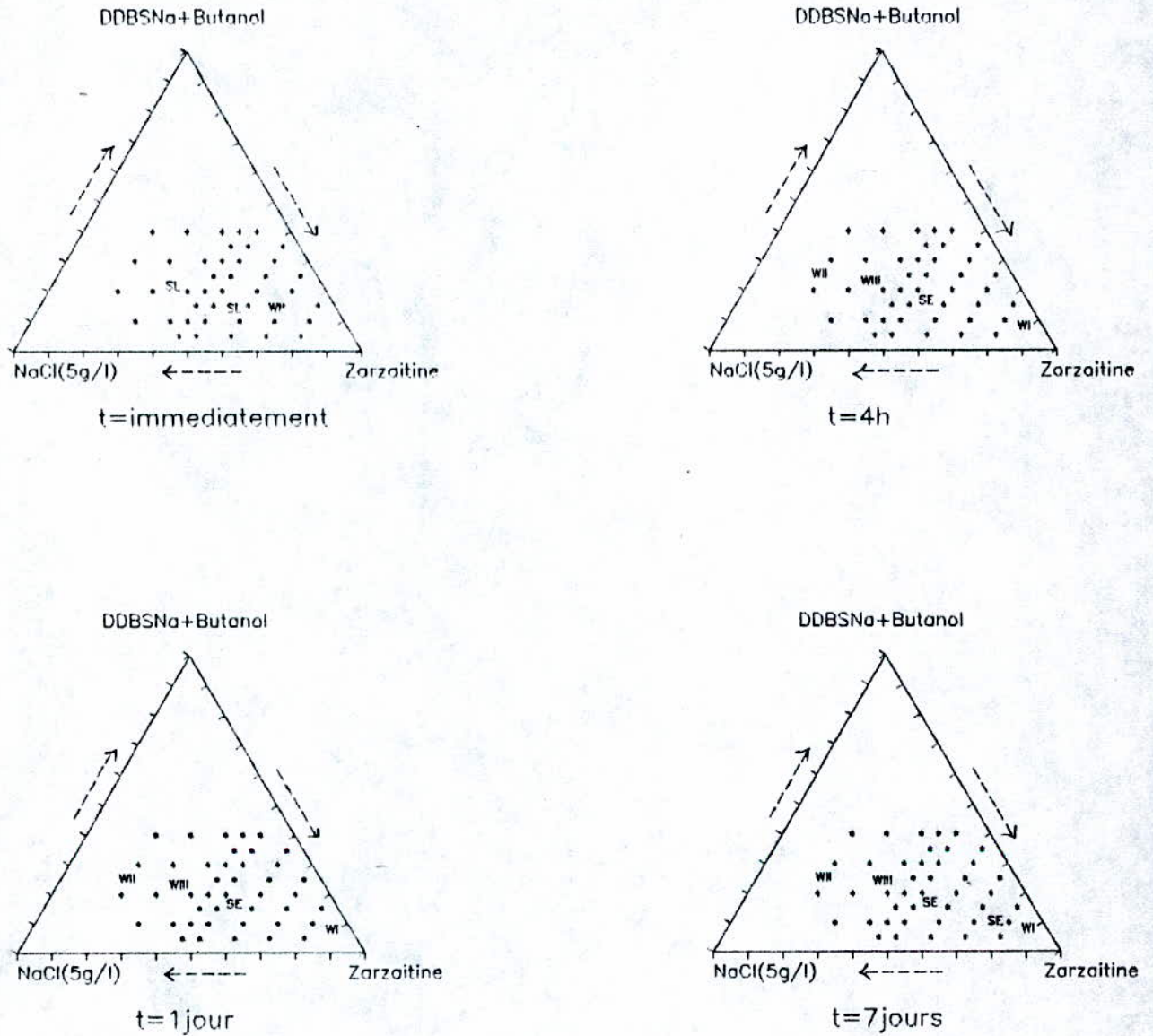


FIGURE N°2: DIAGRAMME PSEUDO-TERNAIRE DANS LE CAS DU SYSTEME: BRUT DE ZARZAITINE, BUTANOL, EAU (SALINITE=5g/l) ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=25°C. SL: SYSTEME LAITEUX, SE: STRUCTURE EPONGE.

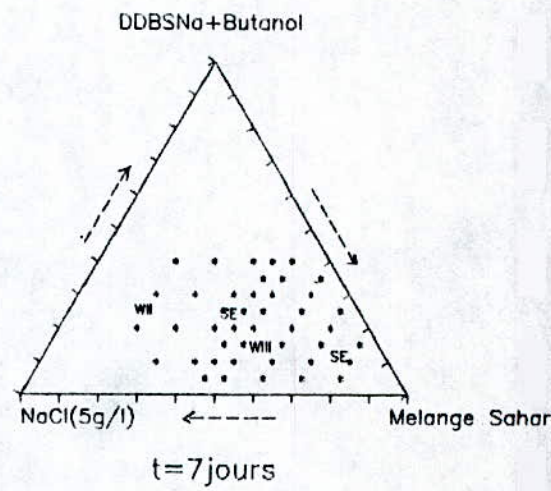
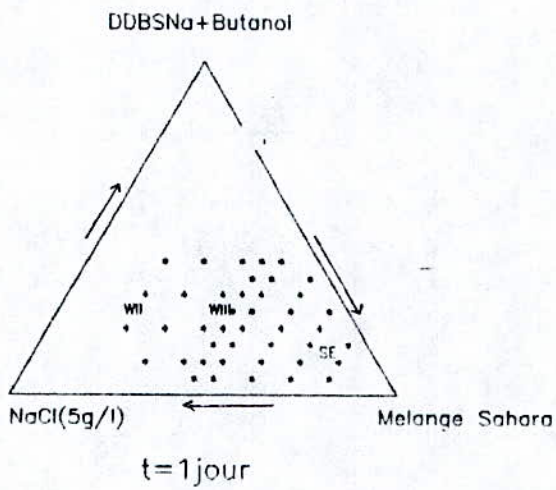
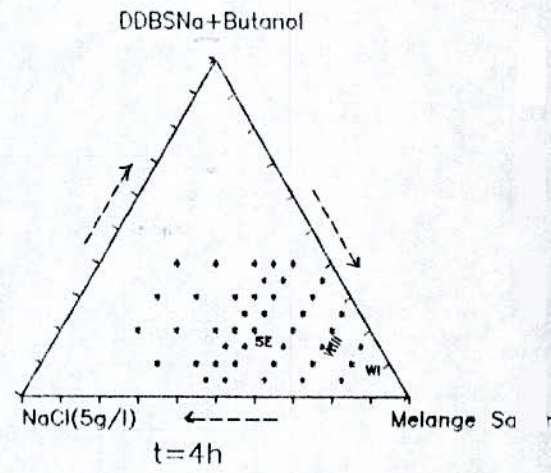
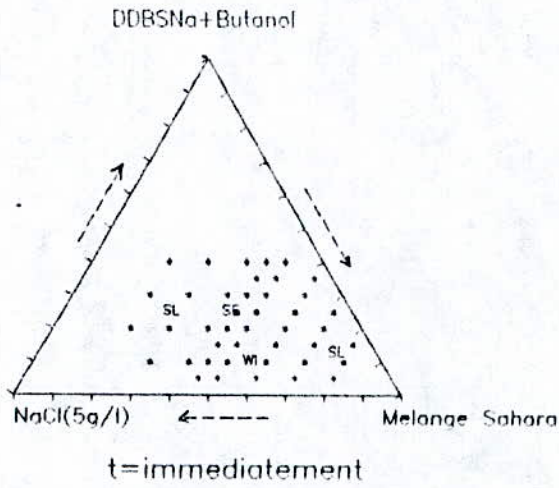


FIGURE N°3: DIAGRAMME PSEUDO-TERNAIRE DANS LE CAS DU SYSTEME: MELANGE SAHARA BLEND, BUTANOL, EAU (SALINITE=5g/l) ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=25°C. SL: SYSTEME LAITEUX. SE: STRUCTURE EPONGE.

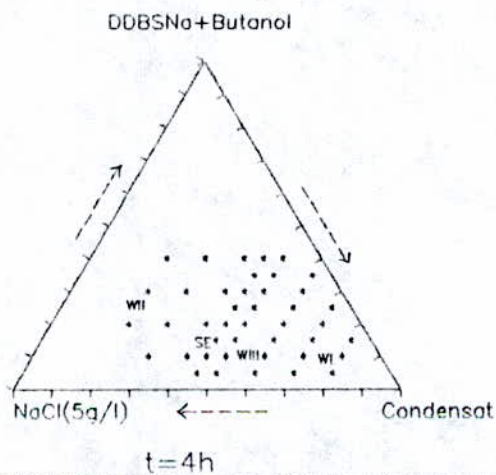
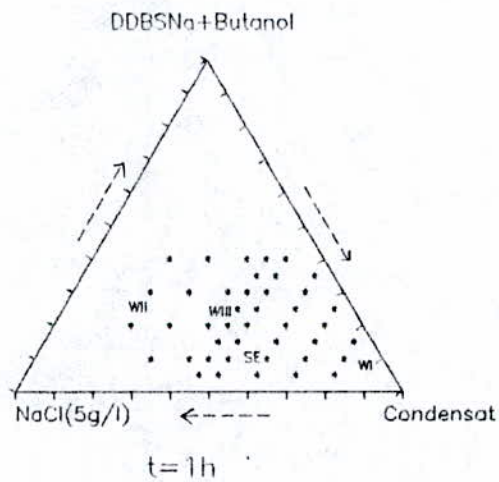
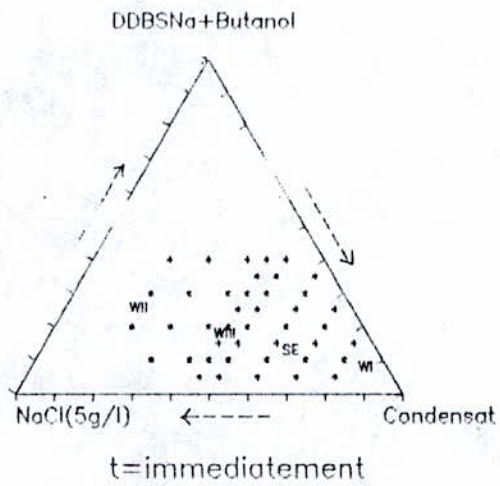


FIGURE N°4: DIAGRAMME PSEUDO-TERNAIRE DANS LE CAS DU SYSTEME: CONDENSAT, BUTANOL, EAU (SALINITE=5g/l) ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=69°C. SE: STRUCTURE EPONGE.

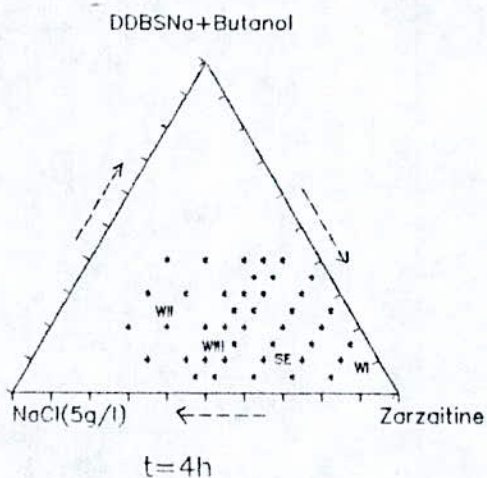
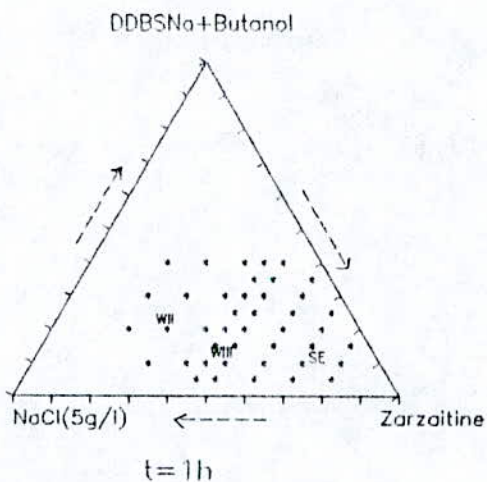
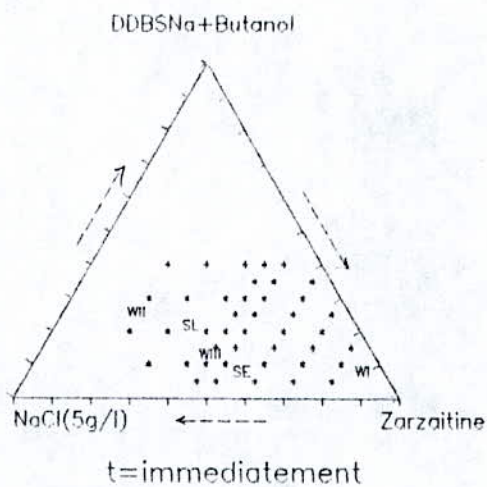


FIGURE N°5: DIAGRAMME PSEUDO-TERNAIRE DANS LE CAS DU SYSTEME: BRUT DE ZARZAITINE, BUTANOL, EAU (SALINITE=5g/l) ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=69°C. SL: SYSTEME LAITEUX. SE. STRUCTURE EPONGE.

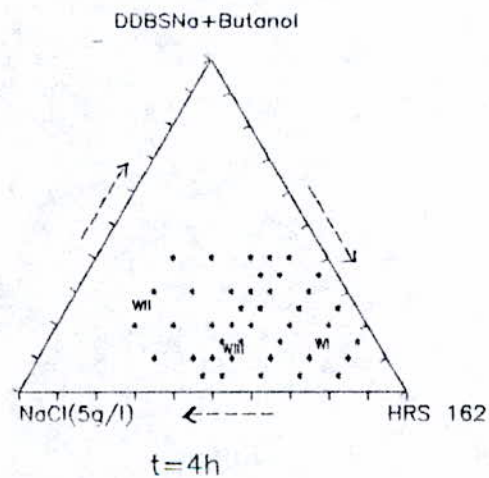
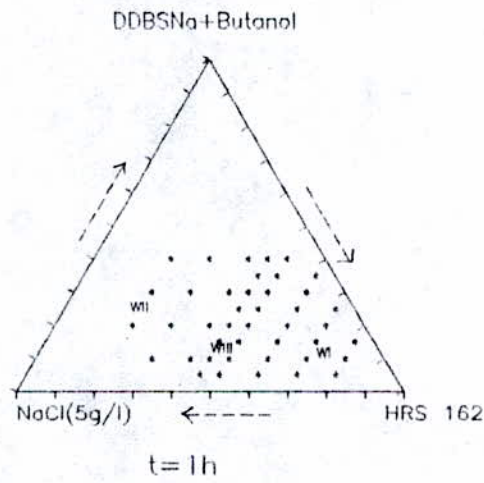
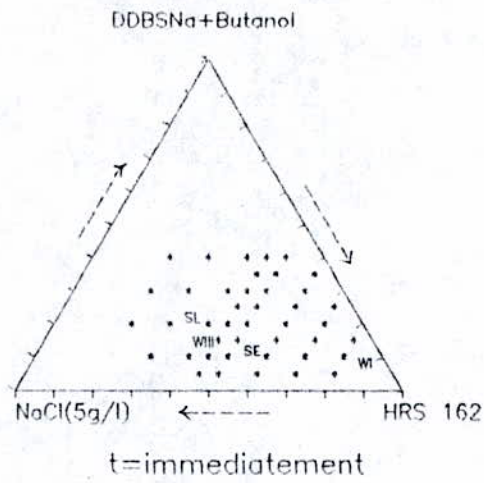


FIGURE N°6: DIAGRAMME PSEUDO-TERNAIRE DANS LE CAS DU SYSTEME: BRUT HRS 162, BUTANOL, EAU (SALINITE=5g/l) ET DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM. T=69°C. SL: SYSTEME LAITEUX. SE: STRUCTURE EPONGE.

III-3-1 COMMENTAIRES:

- La phase huileuse qui surnage et qui est colorée représente le pétrole brut, la phase intermédiaire est celle de l'émulsion (pétrole brut+tensio-actif+cotensio-actif+eau+sel), la troisième phase est généralement une phase dans laquelle est dissout le tensio-actif.
- D'après les résultats obtenus, nous avons remarqué que des émulsions se produisent ce qui permet de drainer l'huile existant dans la roche seulement nous n'avons pas obtenu de système monophasique soit le système de type WIV où toute la quantité d'huile passe dans la microémulsion. Cependant, il faut augmenter la composition du tensio-actif ce qui rend évidemment cette étude économiquement coûteuse.

Nous avons porté sous forme graphique l'évolution du volume récupéré en fonction de la composition en tensio-actif (TA) à différentes compositions en huile et à différents temps. Les résultats obtenus sont donnés dans les figures suivantes.

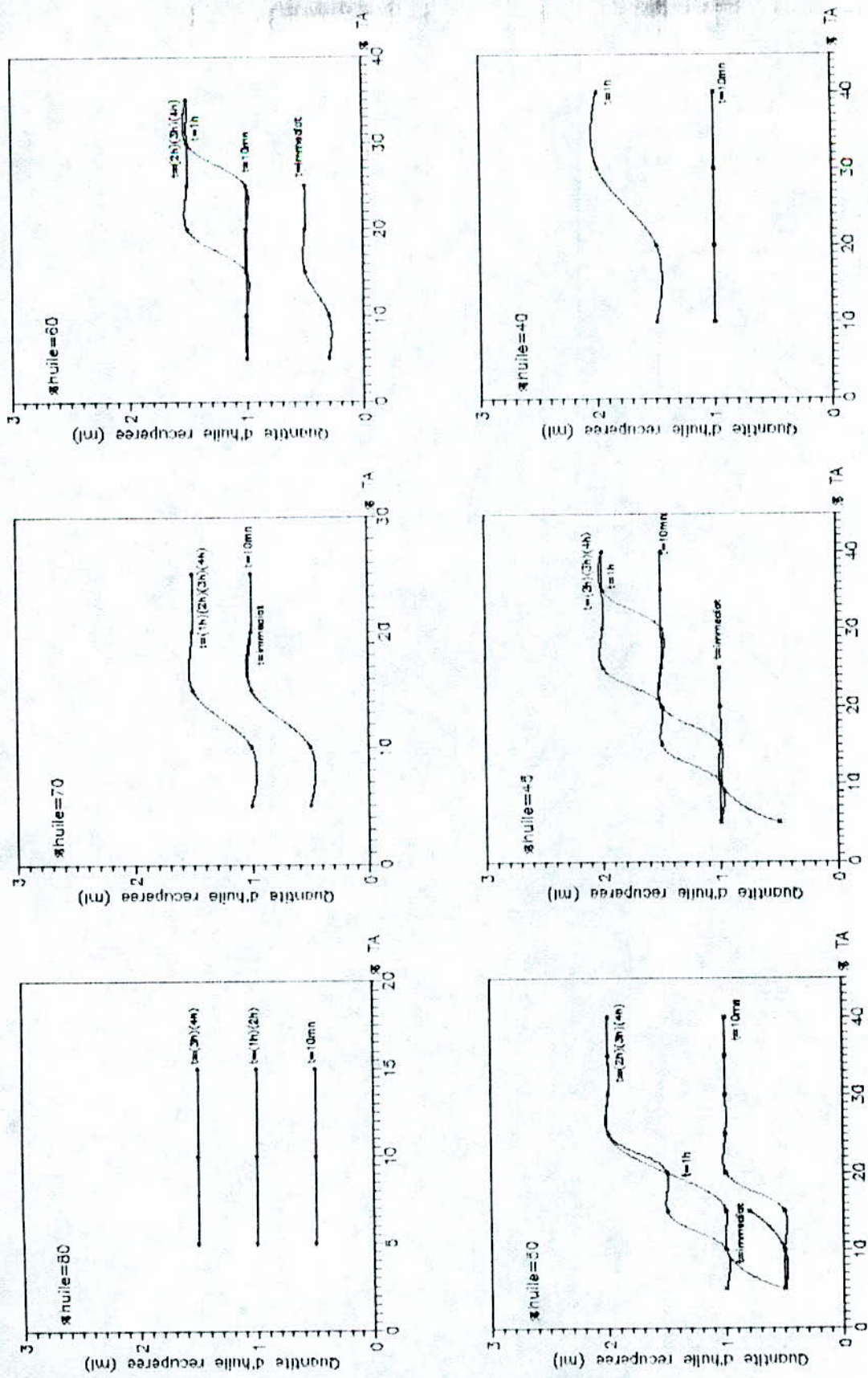


FIGURE N°12: VARIATION DU VOLUME RECUPERE EN FONCTION DE LA COMPOSITION EN TA. DANS LE CAS DU BRUT HRS 162. T=69°C

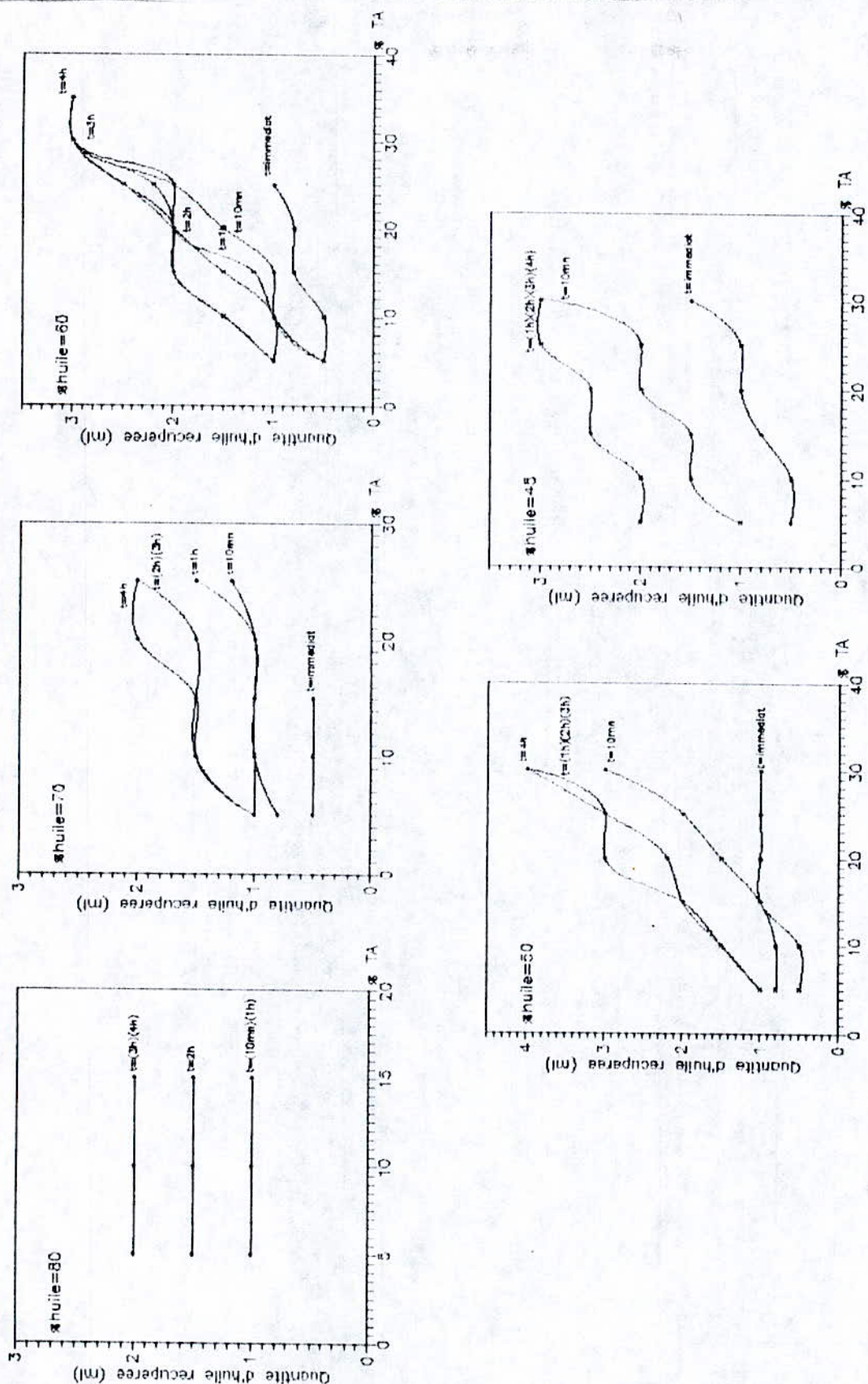


FIGURE N°11: VARIATION DU VOLUME RECUPERE EN FONCTION DE LA COMPOSITION EN TA. DANS LE CAS DU BRUT DE ZARZAPHINE. T=69 °C

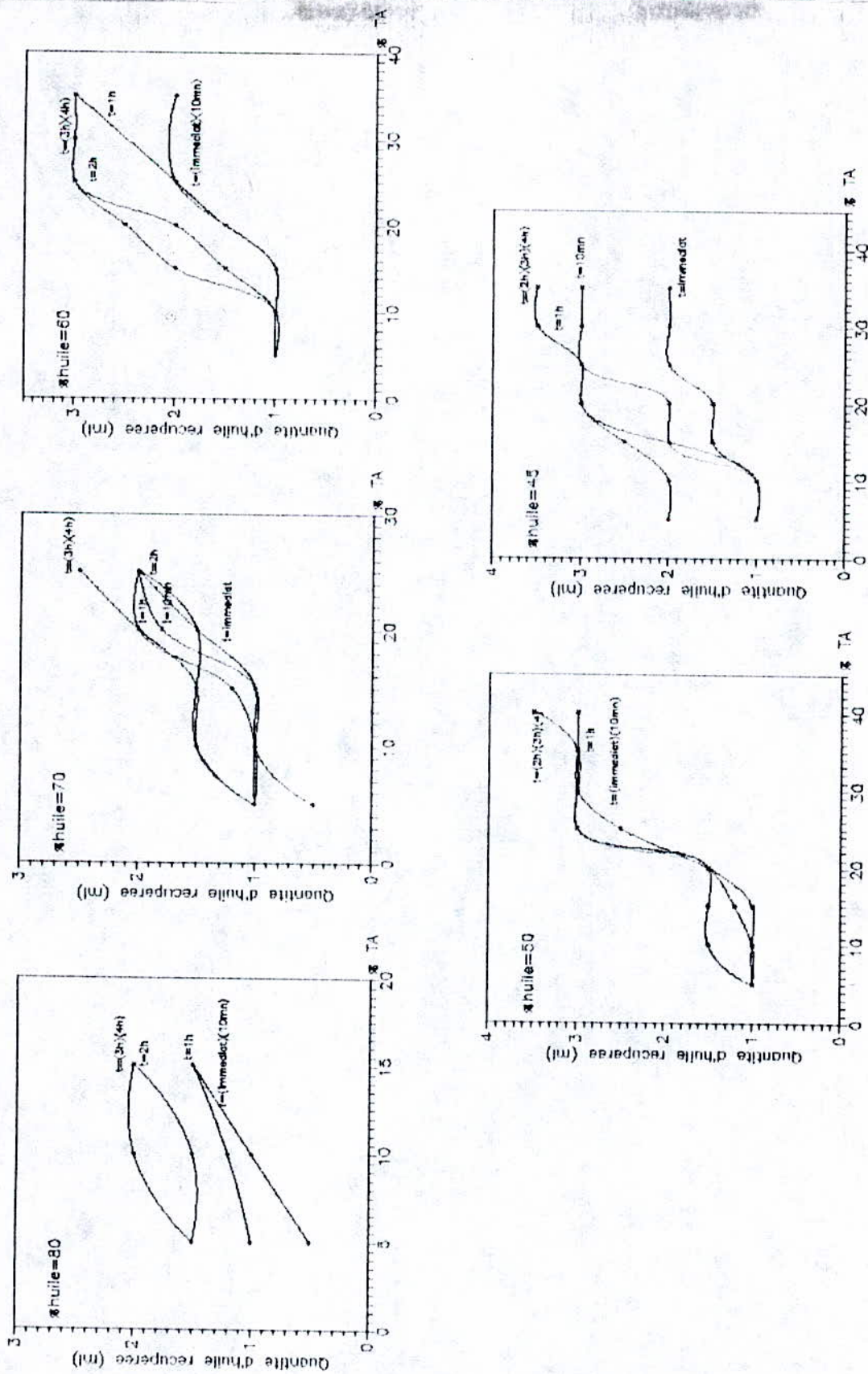


FIGURE N°10: VARIATION DU VOLUME RECUPERE EN FONCTION DE LA COMPOSITION EN TA. DANS LE CAS DU CONDENSAT T=69°C

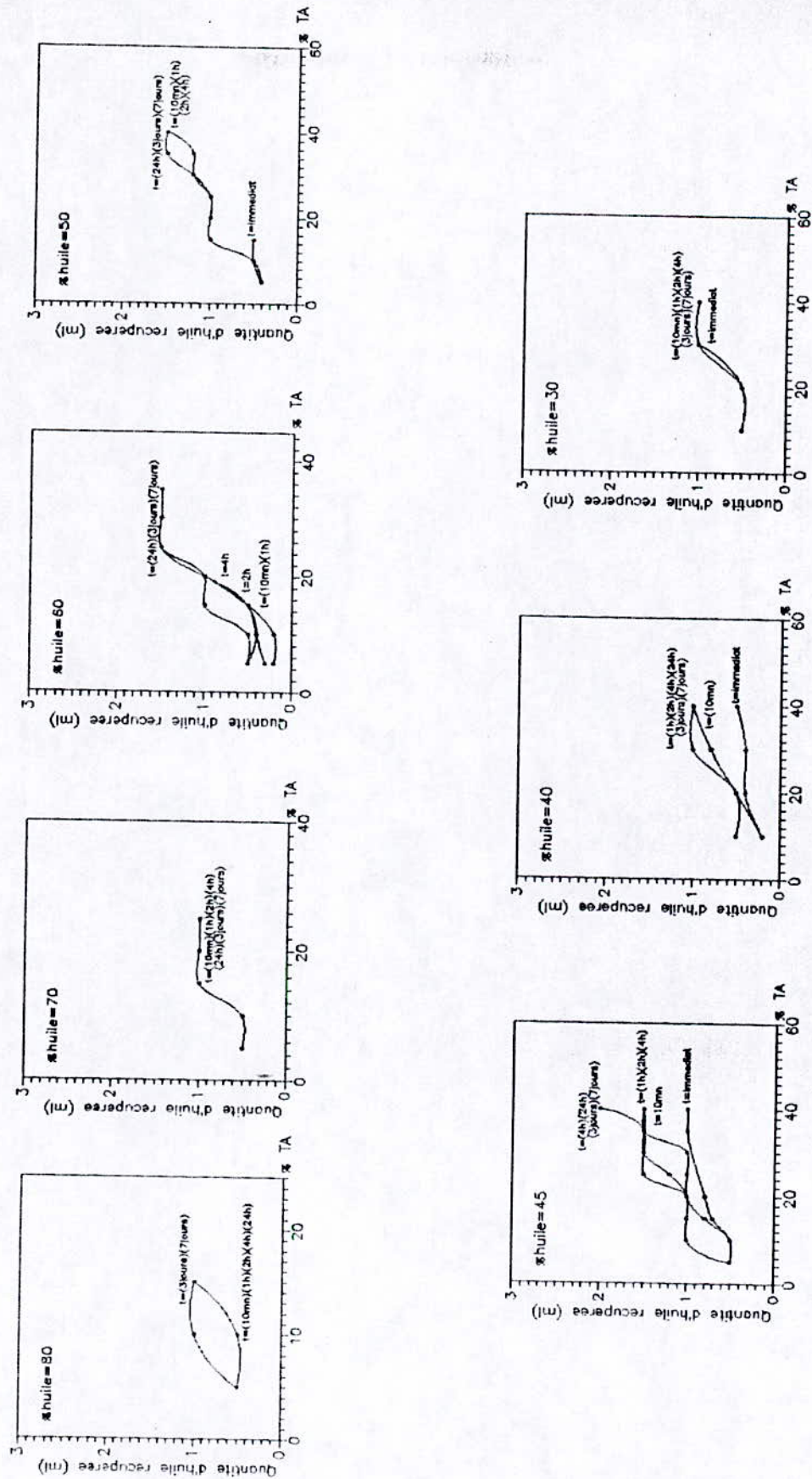


FIGURE N°9: VARIATION DU VOLUME RECUPERE EN FONCTION DE LA COMPOSITION EN TA. DANS LE CAS DU MELANGE SAHARA BLEND. $T = 25^{\circ}\text{C}$.

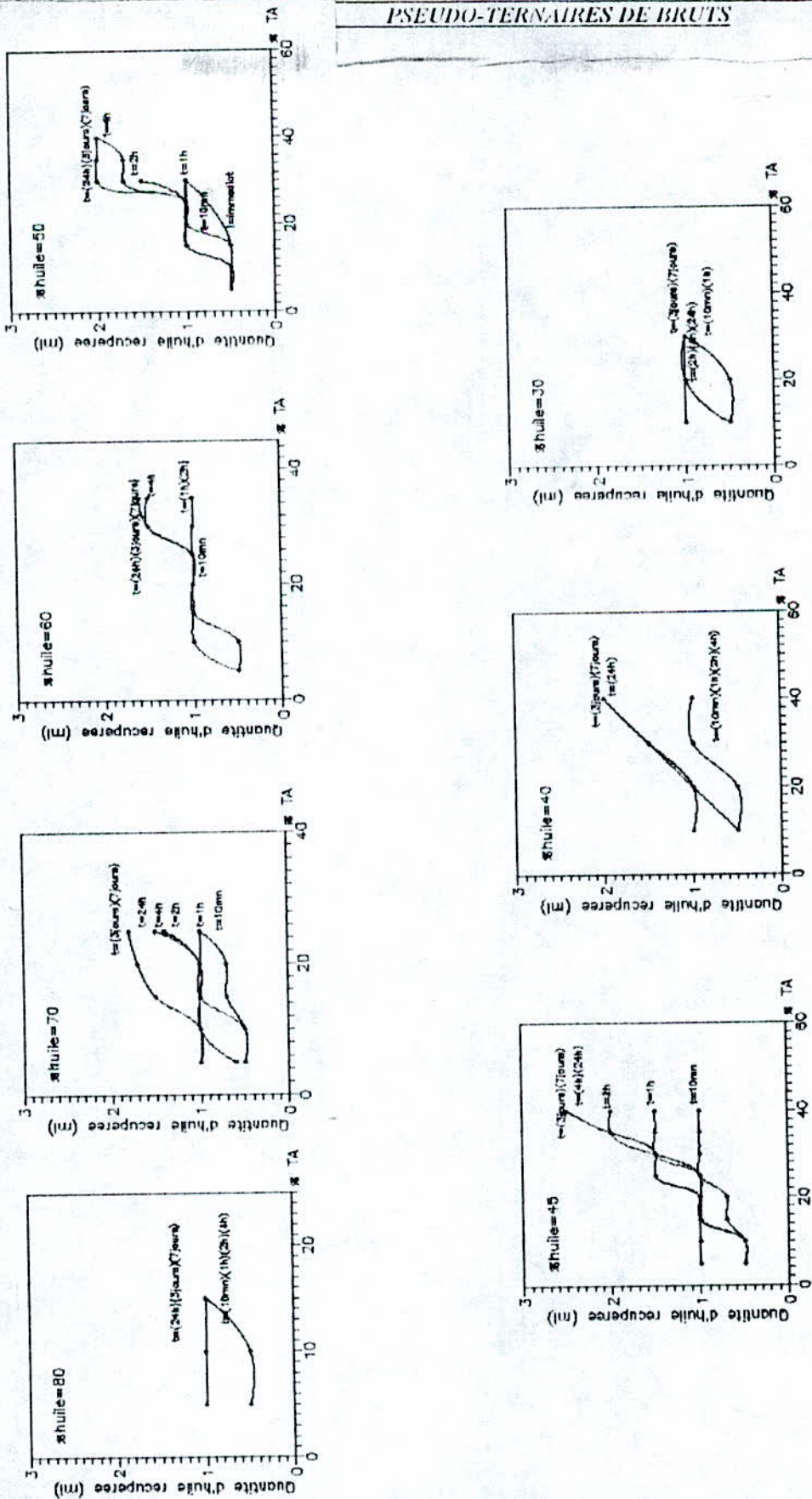


FIGURE N°8: VARIATION DU VOLUME RECUPERE EN FONCTION DE LA COMPOSITION EN TA. DANS LE CAS DU BRUT DE ZARZAFINE. T=25°C.

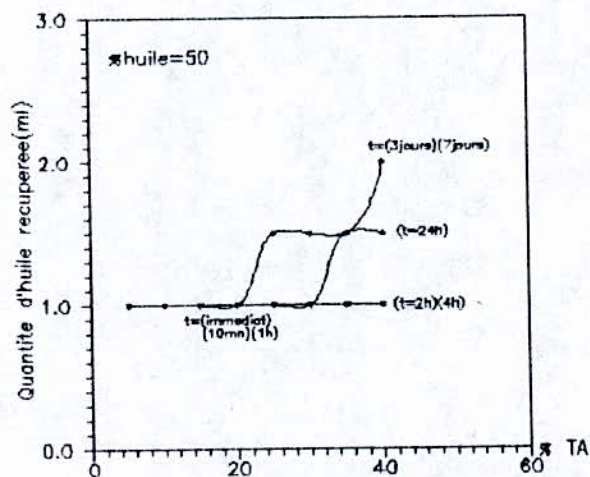
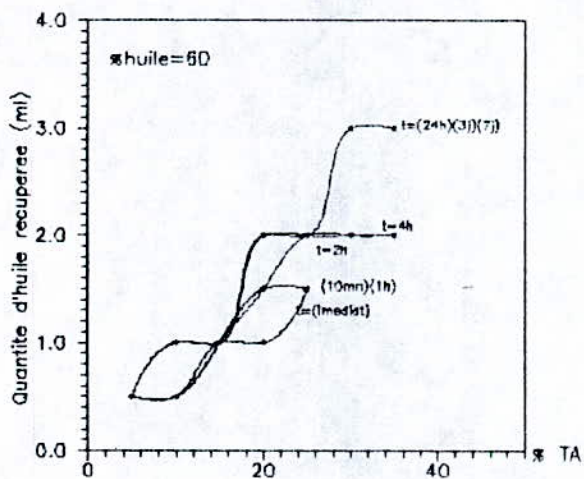
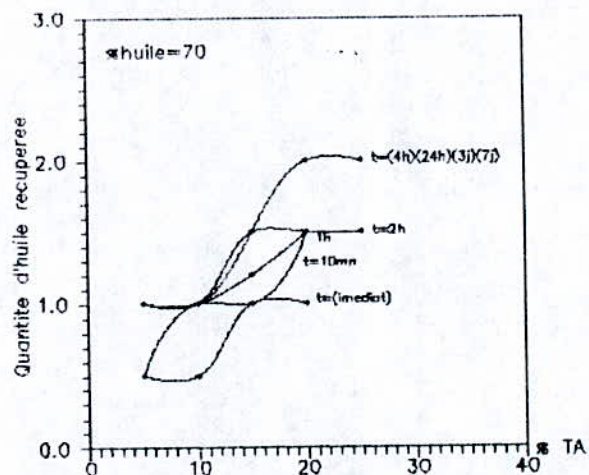
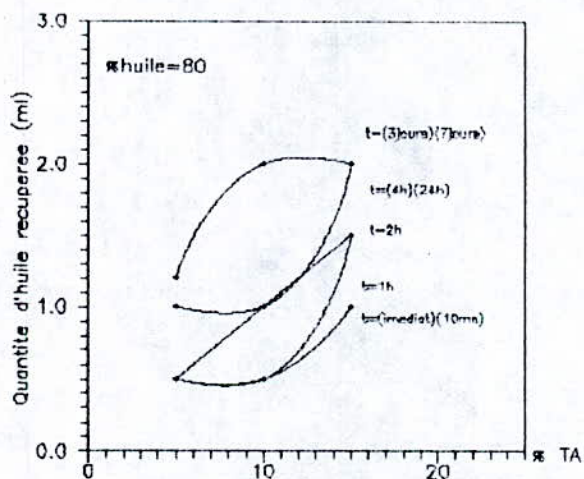


FIGURE N°7: VARIATION DU VOLUME RECUPERE EN FONCTION DE LA COMPOSITION EN TA. DANS LE CAS DU CONDENSAT T=25°C.

III-3-2 COMMENTAIRES:

A partir des résultats, nous avons pu montrer que plus le % en tensio-actif augmente meilleure est l'émulsion (15% semble être la limite inférieure pour une bonne récupération) ce qui pose évidemment le problème du coût du tensio-actif par rapport à celui du pétrole. De plus la température semble favoriser la formation de l'émulsion. En fin, la quantité récupérée croît avec la quantité de tensio-actif.

CHAPITRE IV:

FORMULATION D'EMULSIONS ET DE MICROEMULSIONS

IV- FORMULATION D'EMULSIONS ET DE MICROEMULSIONS :

La dernière partie de ce travail consiste à mettre en oeuvre des microémulsions. En introduisant dans un becher de l'eau et un liquide non miscible, un hydrocarbure, ou un mélange d'hydrocarbures tel que le pétrole. Sous agitation, il se produit une division de fines gouttelettes de pétrole dans l'eau qui sera peu stable mais suffisante pour permettre d'observer la dispersion et également les phénomènes de rassemblement des gouttelettes dispersées qui, dans le temps, conduiront à la séparation des deux phases (28).

Pour que les émulsions puissent se former, il est cependant admis que la tension interfaciale entre les deux liquides doit être faible allant même jusqu'à s'annuler et devenir négative. Ceci est rendu possible par l'addition d'un tensio-actif avec éventuellement en plus un cotensio-actif (28).

IV-1 MODE OPERATOIRE :

Pour pouvoir simuler les conditions qui prévalent dans le gisement compte tenu de la pression qui est cependant importante ; nous avons réalisé les expériences suivantes :

Dans des ampoules à décanter, nous avons introduit une quantité d'eau salée (contrôle de la concentration de NaCl) et de pétrole pour une première série de manipulation ensuite nous avons ajouté le tensio-actif et enfin l'alcool. Par agitation, les mélanges obtenus sont maintenus à différentes températures: 20; 50 et 70°C dans un bain thermostaté. Les phases aqueuses recueillies à chaque fois sont analysées en mesurant la densité, l'indice de réfraction, la tension superficielle et le volume de microémulsion formée.

Les paramètres que nous avons fait varier, au cours de ce chapitre consacré à la formulation de microémulsions, sont donnés dans le tableau N°1.

TABLEAU N°1:

SALINITE DE L'EAU (g/l)	10	30	50	100		
TEMPERATURE (°C)	20	50	70			
TEMPS (h)	0	1	2	3	4	5
% DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM (ISIS)	2	5	10	15		
% ALCOOL (BUTANOL)	2		5			

IV-1-1 PARTIE I:

Dans ce cas nous avons introduit, dans des ampoules à décanter, à quantité égale (15 ml) d'eau salée à différentes salinités (10,30,50,100 g/l) avec le pétrole.

IV-1-2 PARTIE II:

De la même façon que précédemment, nous avons effectué cette deuxième série de manipulations en ajoutant le tensio-actif dodécylbenzène Sulfonate de Sodium (5%) soit 1.57 ml. L'hydrocarbure utilisé dans un premier lieu est le brut HRS 162.

IV-1-2-1 ANALYSE DES PHASES AQUEUSES:

Dans ce cas, nous avons obtenu deux phases: une phase transparente et une phase huileuse. Les phases transparentes recueillies chaque heure pendant 5 heures, ont été analysées en mesurant la densité, l'indice de réfraction, la tension superficielle et le volume de la microémulsion formée. Les résultats obtenus sont donnés dans la figure N°1. Nous avons remarqué une augmentation de l'indice de réfraction et du volume et une diminution de la densité et de la tension superficielle.

IV-1-2-2 RESULTATS:

Les résultats obtenus dans la figure N°1.

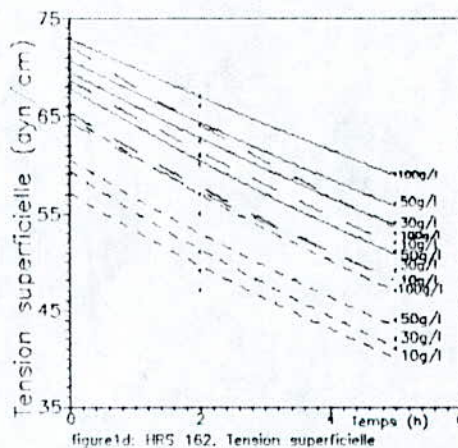
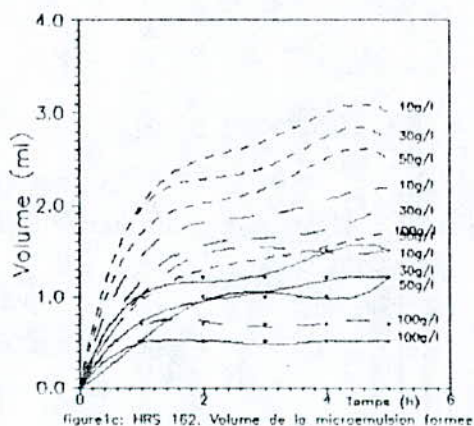
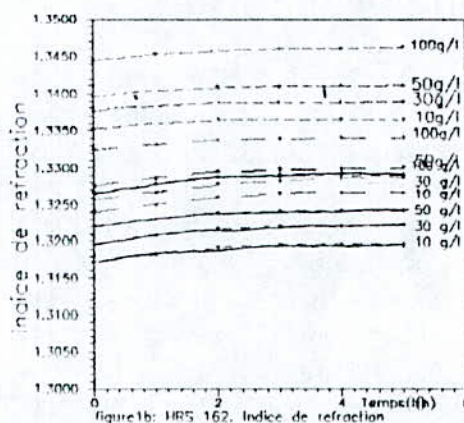
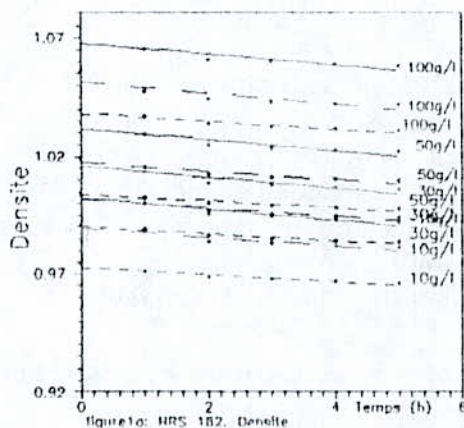


FIGURE N°1: VARIATION DES DIFFERENTES PROPRIETES DES PHASES AQUEUSES EN FONCTION DU TEMPS A DIFFERENTES SALINITES DANS LE CAS DU BRUT HRS 162 RAPPORT EAU/HUILE =1, DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM (5%), T=20°C (PARTIE II).

IV-1-2-3 COMMENTAIRES:

- Au delà de 2 heures les propriétés mesurées sont relativement constantes , cependant nous avons pensé à restreindre le temps global à 2 heures au lieu de 5 heures et effectuer les prélèvements chaque quart d'heure.
- Nous avons maintenu constante la quantité de tensio-actif (5%) pendant cette première série de manipulations et donc pour étudier l'influence de la quantité de tensio-actif , il est nécessaire de faire varier ce pourcentage sans pour autant utiliser une quantité importante. Les pourcentages choisis sont: 2, 5, 10 et 15%.
- Nous avons fait varié la salinité de l'eau (10, 30,50 et 100 g/l) et nous avons remarqué qu'au faible salinités les résultats sont meilleurs, le volume étant important. De ce fait nous avons maintenu la salinité de l'eau à 10 g/l pour la suite des expériences.
- Nous avons utilisé pour cette première série de manipulations le brut HRS 162 qui est un brut moyennement lourd. D'autre part, nous avons utilisé pour la suite des manipulations un autre type de mélanges d'hydrocarbures plus lourd, il s'agit d'un gas-oil dont les caractéristiques sont données dans le chapitre I de la partie expérimentale.

IV-1-2-3-1 INFLUENCE DE LA QUANTITE DE TENSIO-ACTIF:

Nous avons étudié l'influence de la quantité de tensio-actif en faisant varier le pourcentage du tensio-actif: 2, 5, 10 et 15%. L'analyse des phases aqueuses recueillies chaque quart d'heure a donné lieu aux résultats regroupés dans les figures N°2, 3, 4 dans le cas du brut HRS 162 et dans les figures N°5, 6, 7 dans le cas du gas-oil.

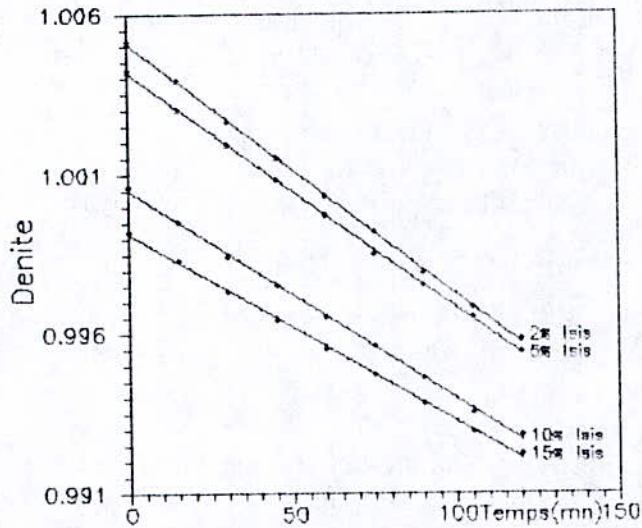


figure2a: HRS 162. Densite.

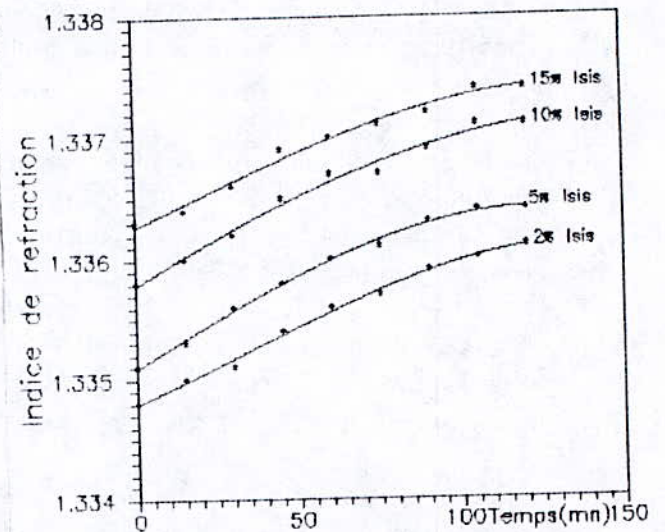


figure2b: HRS 162. Indice de refraction.

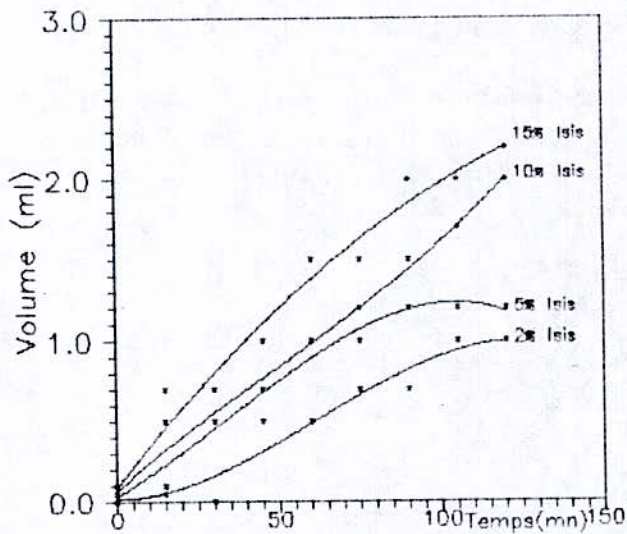
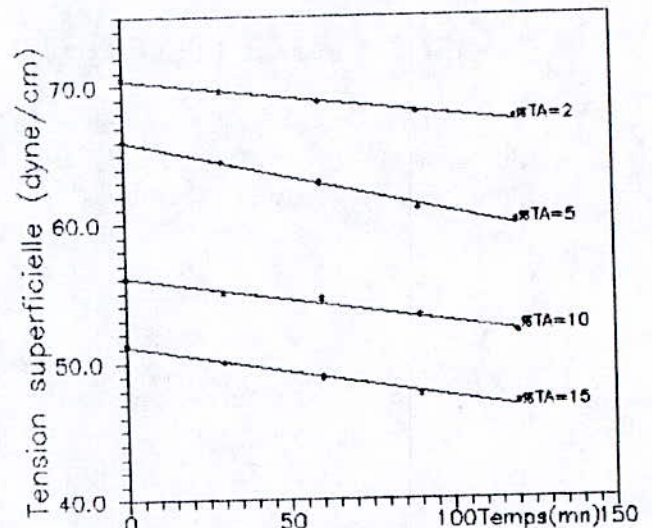


figure2c: HRS 162. Volume de la microemulsion formee.



Figur2d: HRS 162. Tension superficielle.

FIGURE N°2: VARIATION DES DIFFERENTES PROPRIETES DES PHASES AQUEUSES EN FONCTION DU TEMPS DANS LA CAS DU BRUT HRS 162 RAPPORT EAU/HUILE =1, DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM (2,5,10,15%). SALINITE=10g/l. T=20°C. (PARTIE II).

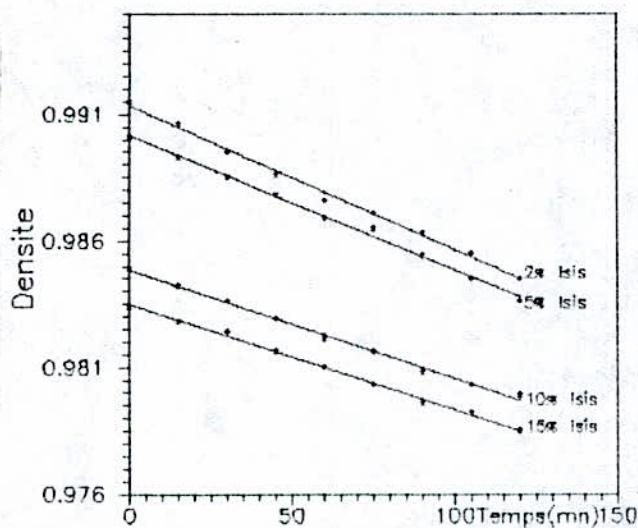


figure3a: HRS 162. Densite.

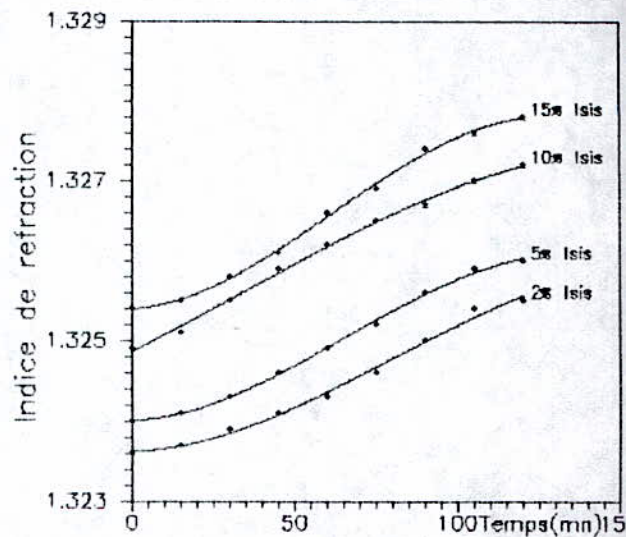


figure3b: HRS 162. Indice de refraction.

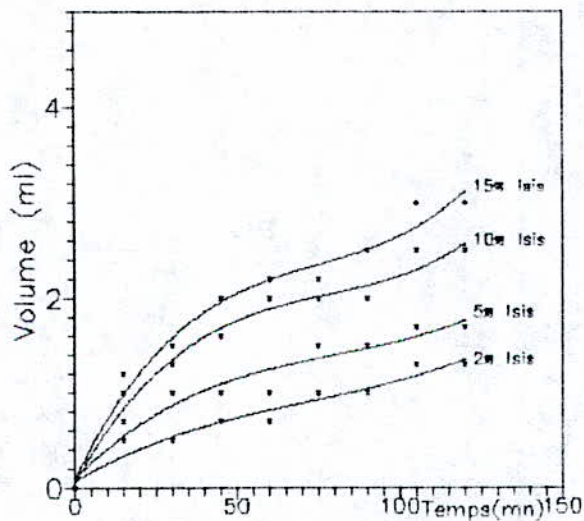


figure3c: HRS 162. Volume de la microemulsion formee.

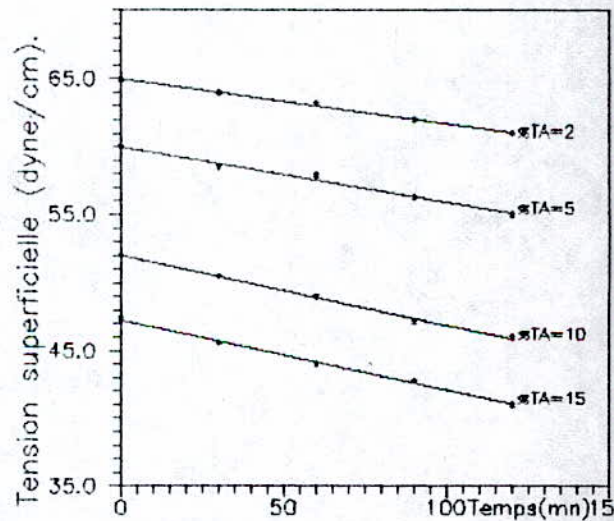


Figure3d: HRS 162. Tension superficielle.

FIGURE N°3: VARIATION DES DIFFERENTES PROPRIETES DES PHASES AQUEUSES EN FONCTION DU TEMPS DANS LA CAS DU BRUT HRS 162 RAPPORT EAU/HUILE =1, DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM (2,5,10,15%). SALINITE=10g/l. T=50°C. (PARTIE II).

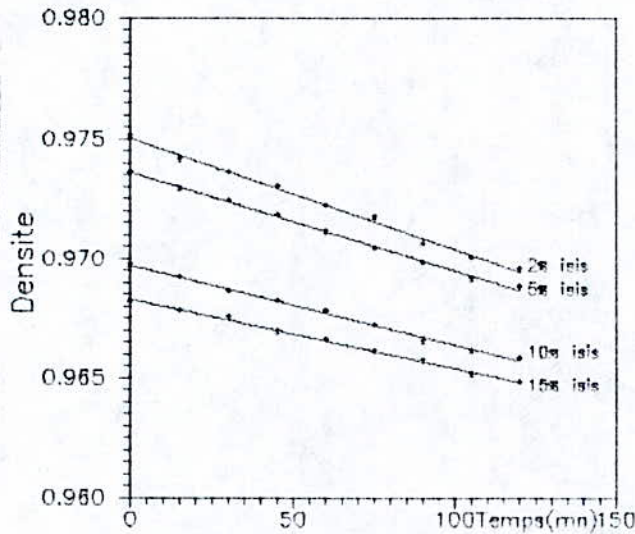


figure4a: HRS 162. Densite.

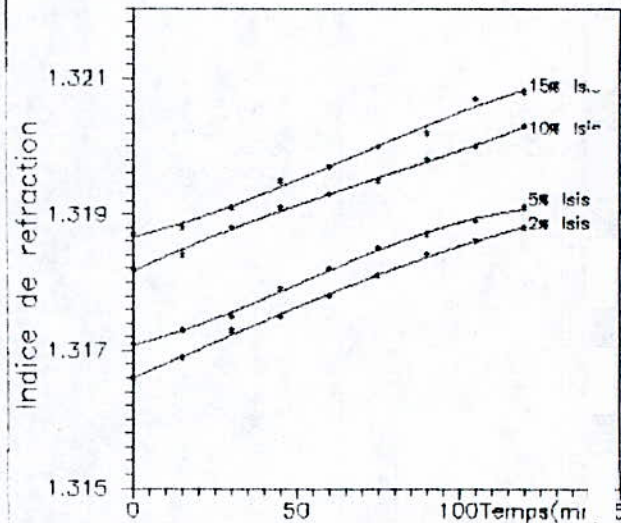


figure4b: HRS 162. Indice de refraction.

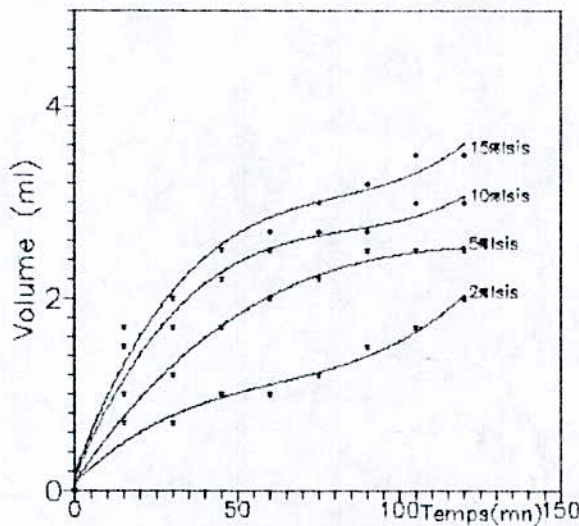


figure4c: HRS 162. Volume de la microemulsion formee.

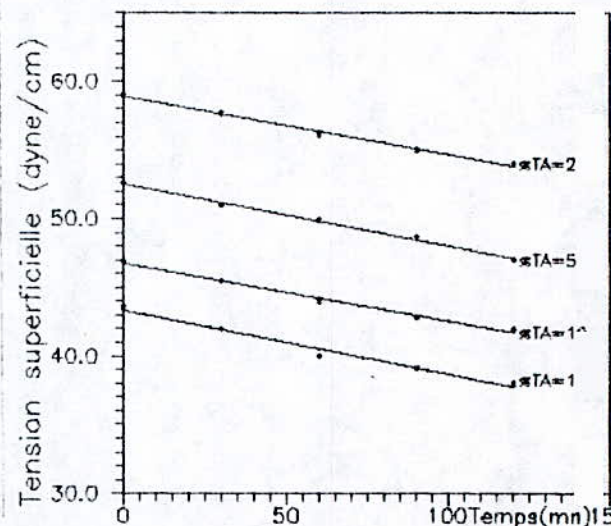


Figure4d: HRS 162. Tension superficielle.

FIGURE N°4: VARIATION DES DIFFERENTES PROPRIETES DES PHASES AQUEUSES EN FONCTION DU TEMPS DANS LA CAS DU BRUT HRS 162 RAPPORT EAU/HUILE =1, DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM (2,5,10,15%). SALINITE =10g/l. T=70°C. (PARTIE II).

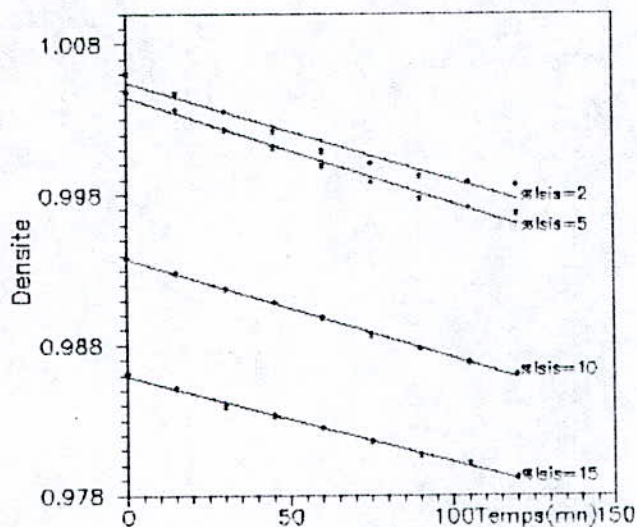


figure 5a: Gas-Oil. Densité

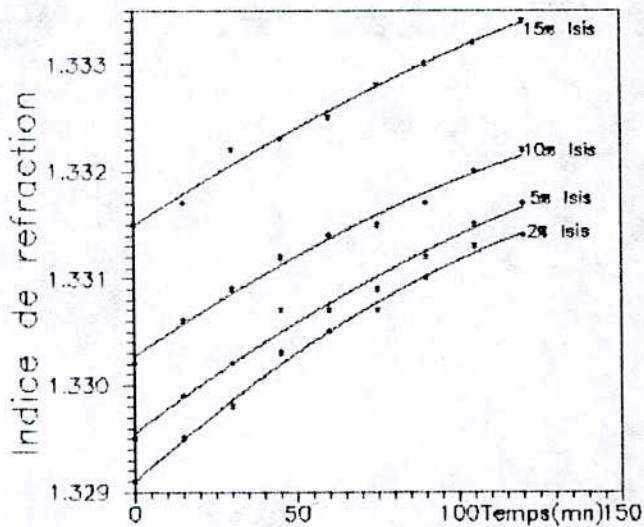


figure5b: Gas-Oil. Indice de refraction

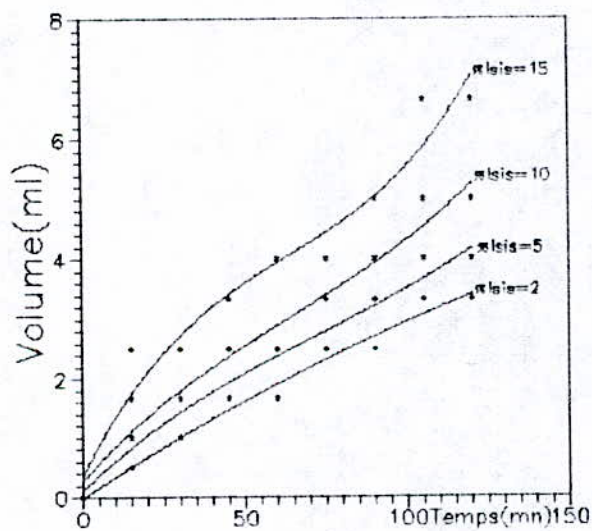


figure5c: Gas-Oil. Volume.

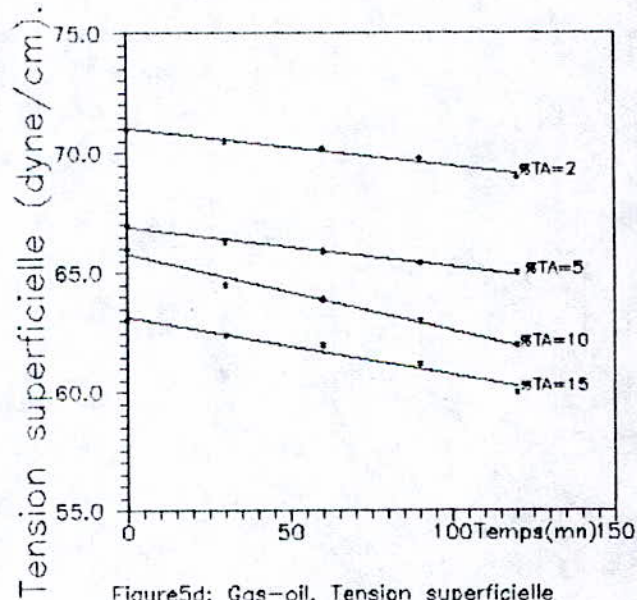


Figure5d: Gas-oil. Tension superficielle

FIGURE N°5: VARIATION DES DIFFERENTES PROPRIETES DES PHASES AQUEUSES EN FONCTION DU TEMPS DANS LA CAS DU GAS-OIL RAPPORT EAU/HUILE =1, DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM (2,5,10,15%), SALINITE =10g/l T=20°C. (PARTIE II).

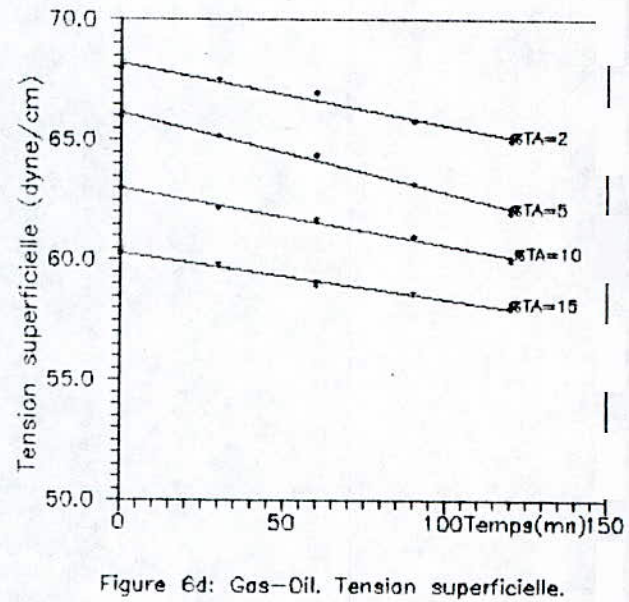
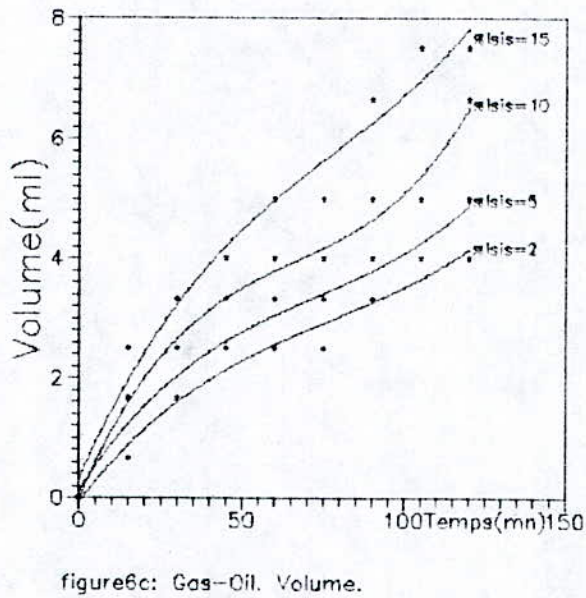
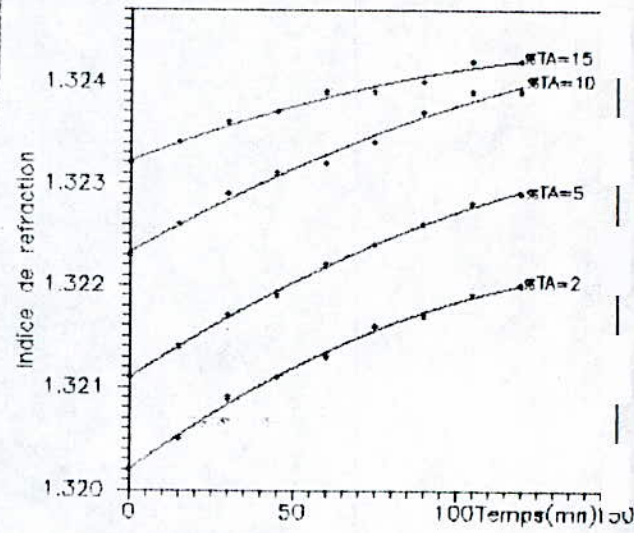
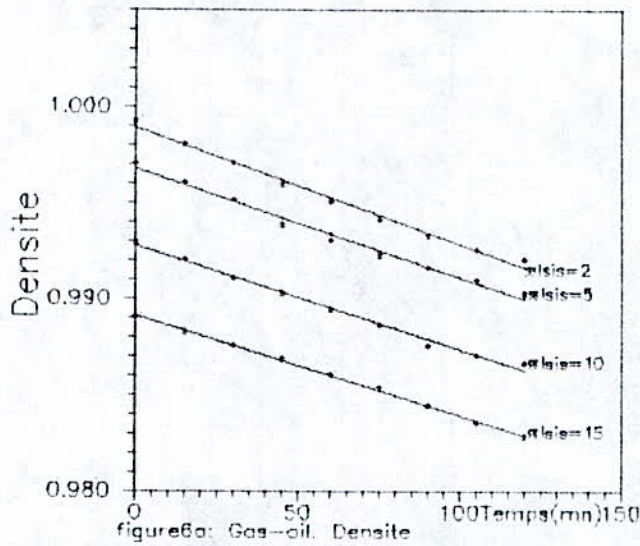


FIGURE N°6: VARIATION DES DIFFERENTES PROPRIETES DES PHASES AQUEUSES EN FONCTION DU TEMPS DANS LA CAS DU GAS-OIL RAPPORT EAU/HUILE =1, DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM (2,5,10,15%). SAI INIE=10g/l. T=50°C. (PARTIE II).

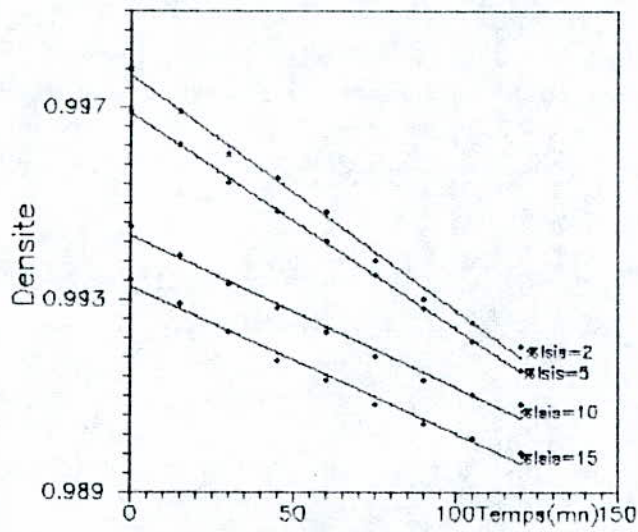


figure7a: Gas-Oil. Densite.

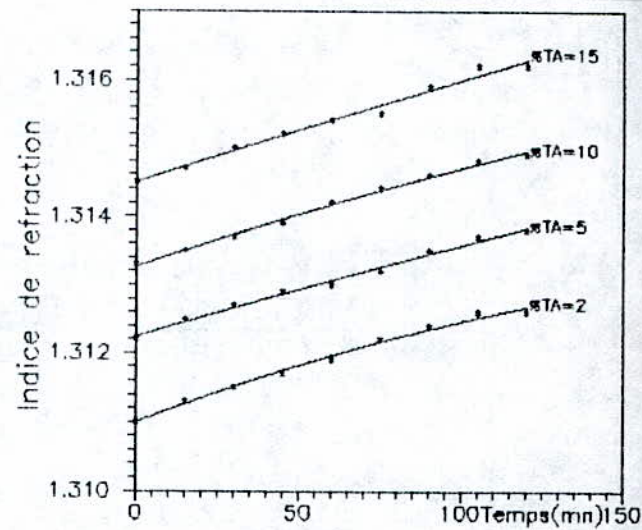


figure7b: Gas-Oil. Indice de refraction.

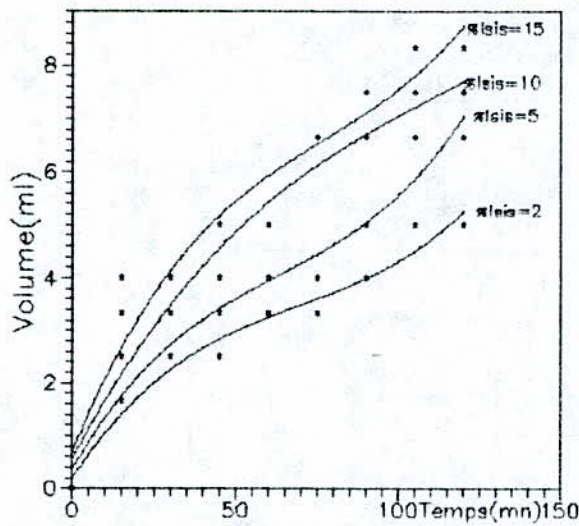


figure7c: Gas-Oil. Volume.

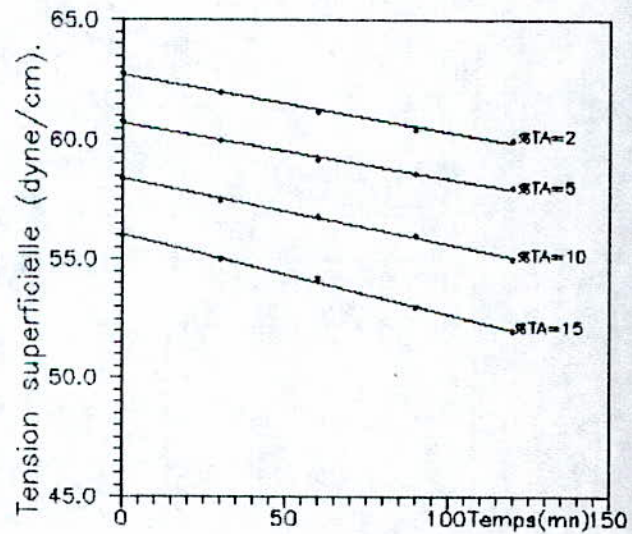


Figure7d: Gas-Oil. Tension superficielle.

FIGURE N°7: VARIATION DES DIFFERENTES PROPRIETES DES PHASES AQUEUSES EN FONCTION DU TEMPS DANS LA CAS DU GAS-OIL RAPPORT EAU/HUILE =1, DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM (2,5,10,15%). SALINITE =10g/. T=70°C. (PARTIE II).

IV-1-2-3-1-1 COMMENTAIRES:

- Les meilleurs résultats sont obtenus quand le % du tensio-actif est le plus important (15%) ce qui rend évidemment cette étude économiquement coûteuse et non rentable.
- Nous avons d'un autre côté établi les équations correspondant à la variation des deux propriétés jugées importantes: le volume de la microémulsion formée et la tension superficielle, des différentes phases aqueuses recueillies, en fonction du temps et ce pour les deux pétroles bruts étudiés: HRS 162 et le gas-oil. Les équations obtenues sont regroupées dans les tableaux N°2 et 3.

TABLEAU N°2: EQUATIONS DONNANT LA VARIATION DU VOLUME DE LA MICROEMULSION FORMEE EN FONCTION DU TEMPS.

HYDROCARBURE TEMPERATURE (°C)	HRS 162	GAS-OIL
20	$V_{2\%TA} = -10^{-6}t^3 + 10^{-4}t^2 + 10^{-2}t + 0.017$ $V_{3\%TA} = -10^{-6}t^3 + 10^{-4}t^2 + 0.01t + 0.037$ $V_{10\%TA} = -5 \cdot 10^{-6}t^3 - 8 \cdot 10^{-5}t^2 + 0.01t + 0.07$ $V_{15\%TA} = 7.4 \cdot 10^{-6}t^3 - 8 \cdot 10^{-4}t^2 + 0.02t + 0.09$	$V_{2\%TA} = -6.2 \cdot 10^{-6}t^3 - 4.5 \cdot 10^{-4}t^2 + 0.03t + 0.004$ $V_{3\%TA} = 1.4 \cdot 10^{-6}t^3 - 3 \cdot 10^{-4}t^2 + 0.05t + 0.13$ $V_{10\%TA} = 2.1 \cdot 10^{-6}t^3 - 4 \cdot 10^{-4}t^2 - 0.06t + 0.27$ $V_{15\%TA} = 6.3 \cdot 10^{-6}t^3 - 10^{-3}t^2 + 0.11t + 0.36$
50	$V_{2\%TA} = -8 \cdot 10^{-7}t^3 - 10^{-4}t^2 + 0.02t + 0.07$ $V_{3\%TA} = 1.4 \cdot 10^{-6}t^3 - 3 \cdot 10^{-4}t^2 + 0.03t + 0.1$ $V_{10\%TA} = 2.9 \cdot 10^{-6}t^3 - 6 \cdot 10^{-4}t^2 + 0.06t + 0.06$ $V_{15\%TA} = 3.6 \cdot 10^{-6}t^3 - 8 \cdot 10^{-4}t^2 + 0.07t + 0.1$	$V_{2\%TA} = 2.7 \cdot 10^{-6}t^3 - 6 \cdot 10^{-4}t^2 + 0.07t - 0.06$ $V_{3\%TA} = 3.9 \cdot 10^{-6}t^3 - 8 \cdot 10^{-4}t^2 + 0.08t + 0.12$ $V_{10\%TA} = 7.8 \cdot 10^{-6}t^3 - 10^{-3}t^2 + 0.13t + 0.01$ $V_{15\%TA} = 4.4 \cdot 10^{-6}t^3 - 10^{-3}t^2 + 0.12t + 0.31$
70	$V_{2\%TA} = 2.1 \cdot 10^{-6}t^3 - 4 \cdot 10^{-4}t^2 + 0.03t + 0.09$ $V_{3\%TA} = 7.7 \cdot 10^{-7}t^3 - 3 \cdot 10^{-4}t^2 + 0.05t + 0.1$ $V_{10\%TA} = 3.5 \cdot 10^{-6}t^3 - 8 \cdot 10^{-4}t^2 + 0.08t + 0.14$ $V_{15\%TA} = 4 \cdot 10^{-6}t^3 - 0.09t^2 + 0.09t + 0.18$	$V_{2\%TA} = 4.9 \cdot 10^{-6}t^3 - 10^{-3}t^2 + 0.09t + 0.18$ $V_{3\%TA} = 6.3 \cdot 10^{-6}t^3 - 10^{-3}t^2 + 0.11t + 0.36$ $V_{10\%TA} = 2.1 \cdot 10^{-6}t^3 - 7 \cdot 10^{-4}t^2 + 0.11t + 0.56$ $V_{15\%TA} = 6.4 \cdot 10^{-6}t^3 - 10^{-3}t^2 + 0.15t + 0.68$

TABLEAU N°3: EQUATIONS DONNANT LA VARIATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE DES PHASES AQUEUSES EN FONCTION DU TEMPS:

HYDROCARBURE TEMPERATURE (°C)	HRS 162	GAS-OIL
20	$\gamma_{2\%TA} = 70.40 - 0.02t$ $\gamma_{3\%TA} = 65.98 - 0.05t$ $\gamma_{10\%TA} = 56.10 - 0.03t$ $\gamma_{15\%TA} = 51.16 - 0.03t$	$\gamma_{2\%TA} = 71.04 - 0.01t$ $\gamma_{3\%TA} = 66.9 - 0.01t$ $\gamma_{10\%TA} = 65.78 - 0.03t$ $\gamma_{15\%TA} = 63.16 - 0.02t$
50	$\gamma_{2\%TA} = 64.98 - 0.03t$ $\gamma_{3\%TA} = 59.98 - 0.04t$ $\gamma_{10\%TA} = 52.00 - 0.05t$ $\gamma_{15\%TA} = 47.28 - 0.05t$	$\gamma_{2\%TA} = 68.20 - 0.02t$ $\gamma_{3\%TA} = 66.16 - 0.03t$ $\gamma_{10\%TA} = 63.02 - 0.02t$ $\gamma_{15\%TA} = 60.3 - 0.02t$
70	$\gamma_{2\%TA} = 58.92 - 0.04t$ $\gamma_{3\%TA} = 52.54 - 0.04t$ $\gamma_{10\%TA} = 46.74 - 0.04t$ $\gamma_{15\%TA} = 43.36 - 0.04t$	$\gamma_{2\%TA} = 62.72 - 0.02t$ $\gamma_{3\%TA} = 60.72 - 0.02t$ $\gamma_{10\%TA} = 58.40 - 0.02t$ $\gamma_{15\%TA} = 56.04 - 0.03t$

IV-1-3 PARTIE III:

Pour mieux nous rendre compte de l'effet du cotensio-actif, nous avons effectué une série de manipulations en utilisant le butanol avec des pourcentages de 2 et 5% car le cotensio-actif peut jouer le rôle d'un tensio-actif du fait de son caractère amphiphile. De plus nous avons travaillé à $T=70^{\circ}\text{C}$ car dans les conditions du gisement la température est élevée (comprise entre 60 et 100°C). La salinité de l'eau est maintenue constante et égale à 10g/l. Quand au pourcentage du tensio-actif, ce dernier est resté variable: 2, 5, 10, 15%.

IV-1-3-1 ANALYSE DES PHASES AQUEUSES:

Dans ce cas, nous avons obtenu des systèmes à 2 et 3 phases. Les systèmes triphasiques sont obtenus quand le pourcentage du cotensio-actif est de 5% alors qu'au dessous (2%) ces systèmes disparaissent pour donner lieu aux systèmes biphasiques. Les tracés graphiques donnant la variation de la densité, l'indice de réfraction, le volume de la microémulsion formée et la tension superficielle en fonction du temps pour les deux types de mélanges d'hydrocarbures: HRS162 et le gas-oil sont donnés dans les figures 8, 9 et 10. De la même façon que précédemment, nous avons établi les équations correspondant à la variation de la tension superficielle en fonction du % du tensio-actif ($\gamma = f(\%TA)$). Le tableau N°4 regroupe les résultats obtenus.

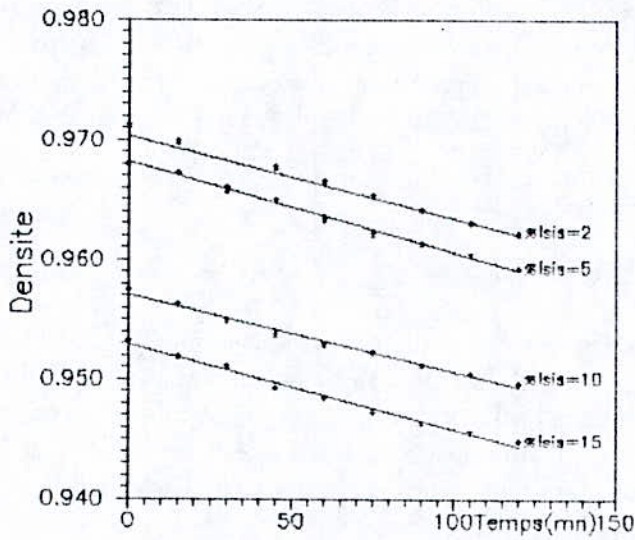


figure8a: HRS 162. Densite.

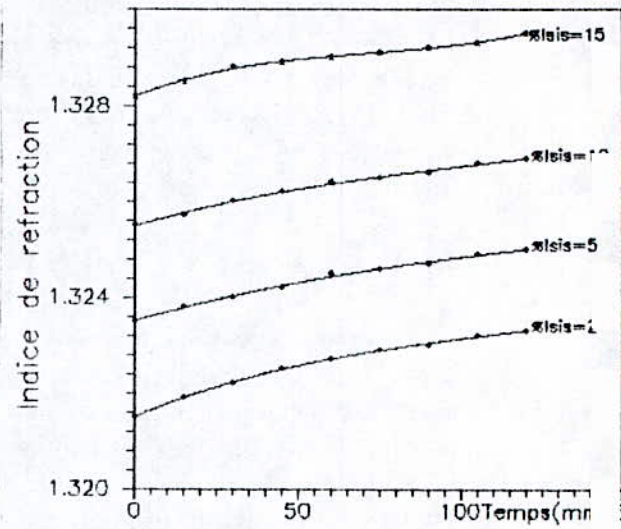


figure8b: HRS 162. Indice de refraction.

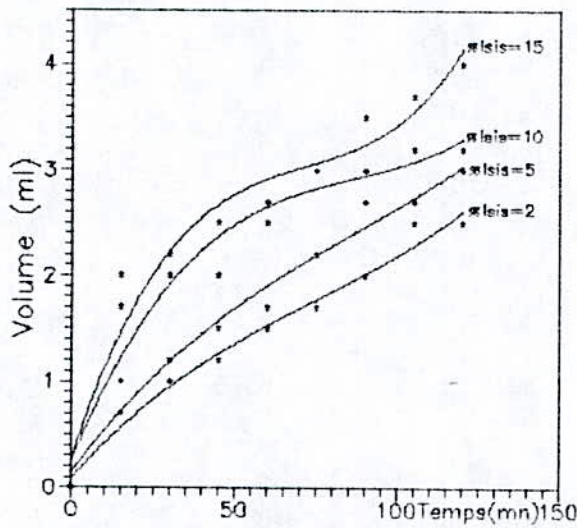


figure8c: HRS 162. Volume de la microemulsion formee.

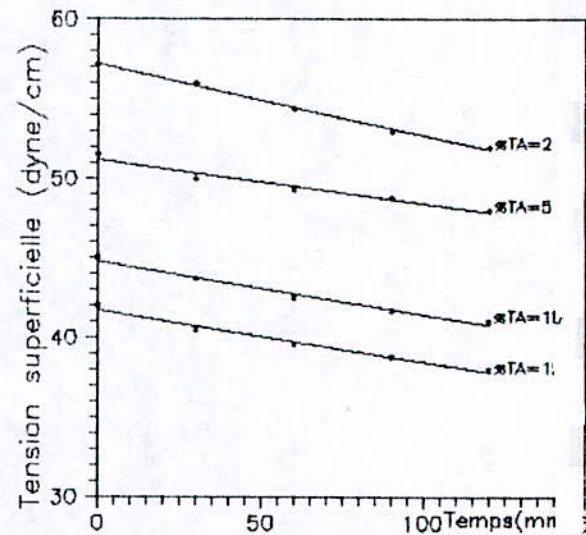


Figure8d: HRS 162. Tension superficielle.

FIGURE N°8: VARIATION DES DIFFERENTES PROPRIETES DES PHASES AQUEUSES EN FONCTION DU TEMPS DANS LA CAS DU BRUT HRS 162 RAPPORT EAU/HUILE =1, DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM (2,5,10,15%). % BUTANOL=2. SALINITE=10g/l. T=70°C. (PARTIE III).

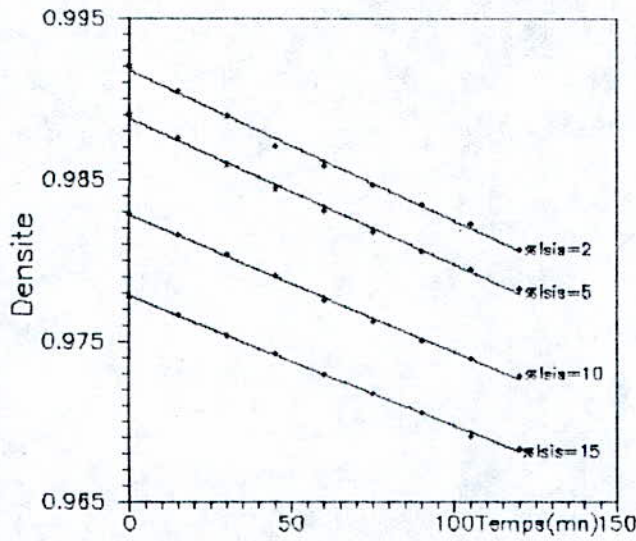


figure9a: Gas-Oil. Densite.

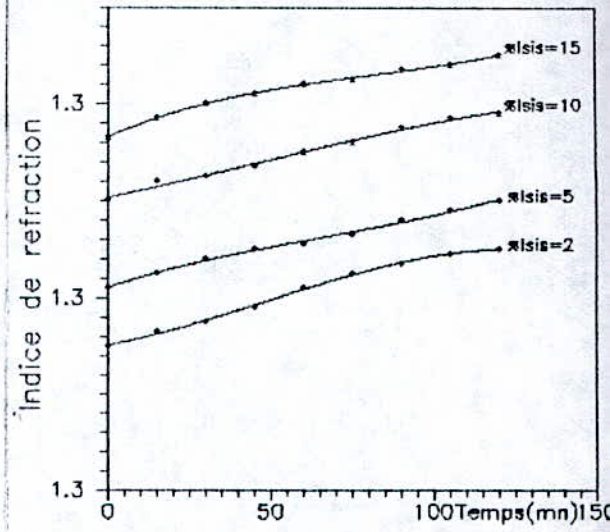


figure9b: Gas-Oil. Indice de refraction.

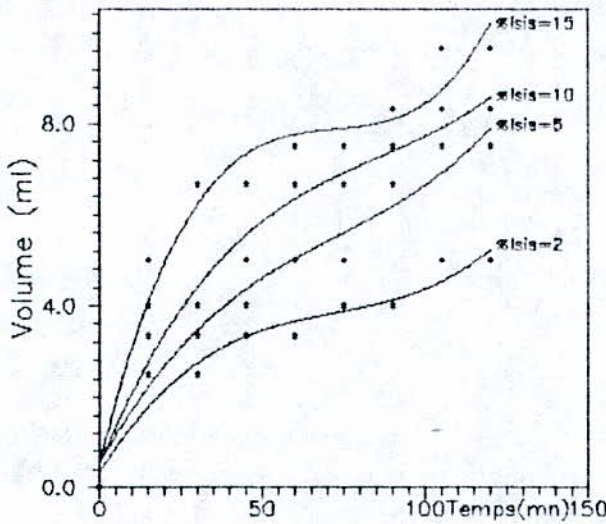


figure9c: Gas-Oil. Volume de la microemulsion formee.

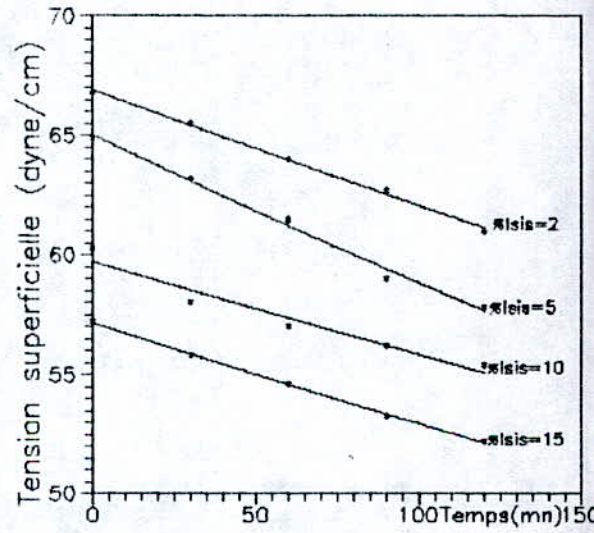


figure9d: Gas-Oil. Tension superficielle.

FIGURE N°9: VARIATION DES DIFFERENTES PROPRIETES DES PHASES AQUEUSES EN FONCTION DU TEMPS DANS LA CAS DU GAS-OIL. RAPPORT EAU/HUILE =1, DODECYLBENZENE SULFONATE DE SODIUM (2,5,10,15%) . % BUTANOL=2. SALINITE=10g/l. T=70°C. (PARTIE III).

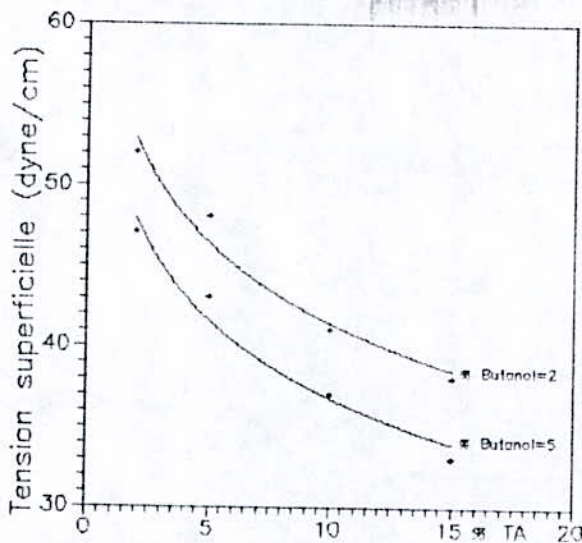


Figure 10a: HRS 162.

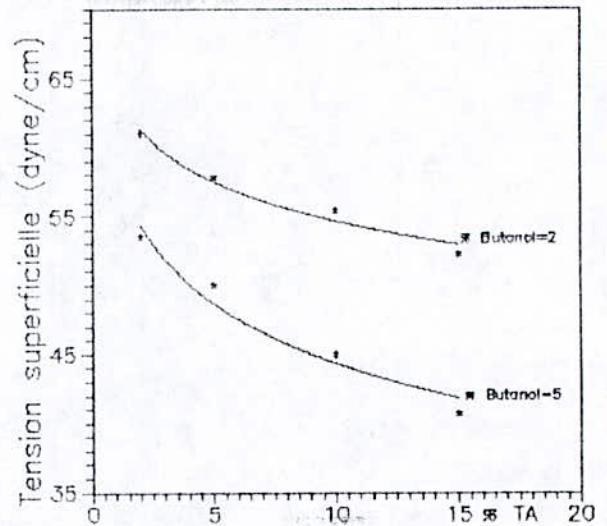


Figure 10b: Gas-Oil.

FIGURE N°10: VARIATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE EN FONCTION DU POURCENTAGE DU TENSION-ACTIF ($\gamma=f(\%TA)$).

TABLEAU N°4: EQUATIONS DONNANT LA VARIATION DE LA TENSION SUPERFICIELLE DES PHASES AQUEUSES EN FONCTION DU TEMPS:

HYDROCARBURE % BUTANOL	HRS 162	GAS-OIL
2	$\gamma=57.79-7.13 \ln (\%TA)$	$\gamma=64.19-4.15 \ln (\%TA)$
5	$\gamma=52.67-6.93 \ln (\%TA)$	$\gamma=58.67-6.22 \ln (\%TA)$

IV-1-3-1-1 COMMENTAIRE

Après avoir tracé les courbes $\gamma=f(\%TA)$ nous avons remarqué qu'à 5% de butanol, où nous obtenons des systèmes de type WIII, les valeurs de la tension superficielle sont plus faibles. De plus ces systèmes triphasiques sont obtenus même quand le % du TA est faible (2%) d'où l'intérêt qu'engendre l'utilisation du cotensio-actif

IV-2 INTERPRETATIONS GENERALES:

IV-2-1 PARTIE I:

Nous avons dans ce cas un mélange à quantité égale d'eau et de pétrole. Ces deux produits sont non miscibles mutuellement et cependant sous l'effet de l'agitation, le pétrole se divise en fines gouttelettes dans l'eau. Cette dispersion n'étant pas stable, finira par disparaître au cours du

temps pour voir séparer les deux phases. Cette non stabilité de la dispersion est due à la tension interfaciale entre les deux liquides qui est élevée.

IV-2-2 PARTIE II:

L'addition du tensio-actif a pour but de diminuer la tension superficielle entre les deux liquides et permettre ainsi à la dispersion de rester stable et durable. Cependant, nous avons obtenu deux phases (pétrole + une phase transparente) et nous pouvons qualifier ce système de WINSOR I selon WINSOR.

En fait, le choix du rapport (pétrole /eau) = 1 n'est pas arbitraire car notre objectif est de réduire la tension interfaciale entre les deux liquides (eau/pétrole) au minimum et ceci n'est possible que dans le cas des systèmes triphasiques où la microémulsion est la phase intermédiaire c'est le cas donc du système dispersé WIII selon la classification de WINSOR. Cette observation est donnée par REED et HALEY (55) qui ont montré que des tensions interfaciales ultra basses pouvaient être atteintes lorsqu'une phase microémulsion est en équilibre simultanément avec une phase aqueuse et une phase huileuse (56). Le choix du rapport (pétrole/eau)=1 nous aide à obtenir ces systèmes triphasiques néanmoins, l'utilisation du tensio-actif (ISIS) seul ne nous a pas permis d'atteindre ce but il faudra donc introduire le cotensio-actif.

IV-2-3 PARTIE III:

L'introduction du cotensio-actif dans notre cas le butanol a pour but d'obtenir des tensions interfaciales basses car la présence de deux parties distinctes polaire et apolaire confère un caractère amphiphile à l'alcool et il est donc possible de le considérer comme un tensio-actif. Dans ce cas, nous avons obtenu des systèmes à deux et trois phases. Les systèmes triphasiques (W III) sont obtenus quand le pourcentage du cotensio-actif est plus élevé soit 5%. Cela signifie que ce pourcentage est la quantité en cotensio-actif nécessaire pour l'obtention des systèmes triphasiques. Au dessous le système triphasique n'est plus (nous avons deux phases). Ces systèmes triphasiques sont très recherchés en récupération assistée du pétrole en plus des systèmes monophasiques puisque ces systèmes triphasiques permettent l'obtention de tensions interfaciales très basses.

IV-3 ANALYSE DES PHASES AQUEUSES:

L'analyse des phases aqueuses recueillies, en mesurant les propriétés suivantes : densité, indice de réfraction, la tension superficielle et le volume de la microémulsion, nous permet d'avoir une approche quantitative des observations effectuées. Nous avons remarqué l'augmentation de l'indice de réfraction et du volume qui n'est autre que la quantité de pétrole ayant été solubilisée par le tensio-actif et par voie de conséquence une diminution de la densité et de la tension superficielle.

CONCLUSION

Ce travail a nécessité l'étude de deux grandes parties; une partie théorique consacrée à une monographie consistant en une critique de la bibliographie relative aux asphaltènes (problème rencontré dans l'extraction du pétrole: bouchage des puits).

La partie expérimentale a consisté en une contribution à l'étude analytique de la récupération des pétroles à l'aide d'émulsions et de microémulsions:

Le premier chapitre a été consacré au comportement de la tension superficielle des pétroles en fonction de la température. Trois pétroles ont été étudiés (un condensat, le HRS 162 et un gas-oil lourd). Pour ce faire, nous avons déterminé l'abaissement de la tension superficielle en fonction de la concentration d'un tensio-actif à températures constantes ensuite à différentes températures. Ceci nous a permis de déduire différentes courbes qui permettent d'évaluer l'abaissement de la tension superficielle en fonction de ces deux paramètres pour les trois pétroles bruts. Une étude mathématique nous a permis de proposer des courbes $\gamma=f(c,T)$ pour chacun des pétroles bruts ce qui permet de calculer à n'importe quelle température jusqu'à 100°C la tension superficielle en fonction du % de tensio-actif.

Le deuxième chapitre a consisté en l'établissement de diagrammes ternaires pour simuler des fractions pétrolières, c'est ainsi que nous avons choisi trois hydrocarbures (toluène, cyclohexane et décane) qui représentent chacune des familles, à deux températures: 25 et 60°C. Nous avons alors déterminé les domaines d'existence des microémulsions de type WINSOR avec leur composition en (eau, sel, hydrocarbure, tensio-actif+cotensio-actif). Les résultats ont été ensuite appliqués à des mélanges d'hydrocarbures.

Le troisième chapitre a consisté en l'application des résultats obtenus à trois pétroles bruts de différentes densités; un pétrole léger: condensat de Hassi-Méssaoud; un pétrole moyen représenté par le brut de Zarzaitine et un pétrole lourd caractérisé par le Sahara blend à 25°C et le HRS 162 à 69°C et à deux températures 25 et 69°C. Au préalable, une analyse des différentes propriétés de ces pétroles a été réalisée. Nous avons constaté que des émulsions se produisent ce qui permet de drainer le pétrole existant dans la roche, mais nous ne sommes pas arrivés à reconstituer la microémulsion. Ce qui est sur c'est que plus le % en tensio-actif augmente meilleure est l'émulsion (15% semble être la limite inférieure pour une bonne récupération) ce qui pose évidemment le problème du coût du tensio-actif par rapport à celui du pétrole. De plus la température semble favoriser la formation de l'émulsion.

Le quatrième chapitre de ce travail a été consacré à la formulation d'émulsions et de microémulsions: à partir d'une donnée qui est celle de fixer le rapport hydrocarbure/eau à 1, telle que préconisée par la littérature (2). Nous avons tout d'abord préparé des mélanges contenant eau et hydrocarbure, nous avons remarqué qu'il ne se passe rien puisque les deux produits étant non miscibles mutuellement et cependant sous l'effet de l'agitation, le pétrole se divise en fines gouttelettes dans l'eau. Cette dispersion n'étant pas stable, finira par disparaître au cours du temps pour voir séparer les deux phases. Dans une deuxième série de manipulations, nous avons introduit le tensio-actif (ISIS) à des pourcentages différents: 2,5, 10 et 15 %. Dans ce cas, nous avons obtenus deux phases: une phase transparente contenant du pétrole et une phase huileuse au dessus. Enfin, nous avons introduit en plus du tensio-actif un cotensio-actif (butanol) qui a pour but d'obtenir des tensions interfaciales basses car la présence de deux parties distinctes polaire et apolaire confère un caractère amphiphile à l'alcool et il est donc possible de le considérer comme un tensio-actif. Dans ce cas, nous avons obtenu des systèmes à deux et trois phases. Les systèmes triphasiques (WIII) sont obtenus quand le pourcentage du cotensio-actif est plus élevé soit 5%.

Cela signifie que ce pourcentage est la quantité en cotensio-actif nécessaire pour l'obtention des systèmes triphasiques. Au dessous le système triphasique n'est plus (nous avons deux phases). Ces systèmes triphasiques sont très recherchés en récupération assistée du pétrole en plus des systèmes monophasiques puisque ces systèmes triphasiques permettent l'obtention de tensions interfaciales très basses.

Ce travail ne saurait exhaustif, il a cependant permis de montrer l'importance des phénomènes de tension superficielle dans le drainage (récupération du pétrole). Une simulation possible consistant à simuler cette récupération dans une structure sableuse compactée imbibée de pétrole en utilisant les compositions en eau et tensio-actif+cotensio-actif.

ETUDE MONOGRAPHIQUE SUR LES ASPHALTENES

- [1] S.KAWANAKA ; S.J.PARK AND G.A.MANSOORI: "The rôle of asphaltene deposition in EOR gas flooding. A predictive technique". SPE/DOE. Enhanced oil recovery symposium held in Tulsa, Oklahoma. p 617-627 April 17-20 1988.
- [2] S.H.AKBAR and A.SALEH: "A comprehensive approach to solve asphaltene deposition problem in some deep wells. SPE Technical conference and exhibition held in Manama Bahrain. p 377-384. March 11-14 1989.
- [3] KOSTA.J.LEONTARITIS and G.A.MANSOORI: "Asphaltene deposition A survey of field experiences and reseach approaches. j of petroleum science and engineering. Ed Elsevier science publishers B.V.Amsterdam. p 229-239. 1988.
- [4] JAN. SURYGAGA; EWASLIWKAAND. JACEK. MACHNIKOWSKI: "Chemical structure of asphaltenes obtained from the pyrolysisand extraction of polish low rank coals. Fuel Vol 69. Ed Butterworth. Heineman LTD. pp: 896-897. Jul 1990.
- [5] KOSTA.J.LEONTARITIS: "Asphaltène deposition. A comprensive description of manifestation and modeling approaches .SPE productions symposium held in Oklahoma city. Oklahoma. p 599-613. March 13-14 1989.
- [6] KEITH.D.BARTLE; I FEANYI; O.AMAECHINAAND; DEREK.G.MILLS: "The chemical nature of material released from coal-derived asphaltenes by reprecipitation cyclohexane extration". Fuel processing technology. Ed Elsevier science publishers B.V Amsterdam. p 69-89. 1987.
- [7] J.BRIANT et G.HOTIER: "Etude de l'état des asphaltènes dans les mélanges d'hydrocarbures: Taille des amas moléculaires". Revue de l'IFP. Vol 38. N°1 Jan-Fev. p 83-99. Ed Technip 1983.
- [8] RUKSANA.THAWER;DAVID.A.NICOLL and GRAEMEDICK: "Asphaltene deposition in production facilities". SPE production engineering. Ed SPE. 475-480 1990.
- [9] F.BEHAR ET M.VANDERBROUCKE: "Représentation chimique de la structure des kérogènes et des asphaltènes en fonction de leur origine et degré d'évolution". Revue de l'IFP. Vol41. N°2. Mar-Avr. p 173-188. ED Technip 1986.
- [10] ROBERT.B.LIONG: "The concept of asphaltenes". Washington meeting. p 924-933. Sep 9-14 1979.
- [11] GEOFFREY.E.DOLBAR AND HUYEN.N.PHAN: "Isolation of asphaltenes using a continuous precipitation method." Fuel science and technology. Ed Marcel Dekker California. 471-481 1988.
- [12] MIECZYSLAW.M.BODUSZYNSKI: "Asphaltene in petroleum asphalt". Composition and formation. Washington meeting Sep 9-14 935-947 1979.
- [13] A.ZOUAOUI: "Définition et propriétés des asphaltènes". Rpport CRD. Dec 1992.
- [14] ISAO.MOSHIDA; KINYA.SAKANISHI; HIROSHI.FIJITSU: "Stored crud-oil sludge components identified". Oil and gas journal. 58-63 Novembre (1986).
- [15] T.F YEN. J.G ERDMAN; S.S POLLACK. Anal. Chem. Vol 33.1587-94 Oct 1961.
- [16] T.F YEN; J.P ERDMAN; W.E HANSON. Jour of Chem and Engineering Data. Vol 6 N°3. Juil 1961.
- [17] T.F YEN; C.S WEN; J.T KWAN; E CHOW. ACS Div Fuel Chem Prepr. Vol 22 N°3 118-125. Déc 1967.
- [18] T.F YEN et al: "Chemistry and structure of coal derived asphaltenes". Rapport PCA 03/MF A01. N°contrat EX-76-C-01-2031 Jan 1976 à Juin 1980. Rapports trimestriels N°2031-1 à FE 2031-17
- [19] J.L.FAULON; M.VANDERBROUCKE; J.M.DRAPPIER; F.BEHAR; M.ROMERO: "Modélisation des sédimentaires: Le logiciel XMOL. Revue de l'IFP. Vol45. N°2 Mar-Avr. Ed Technip. 161-180 1990.

- [20] C.L.HIOREAU; J.BRIANT ET R. TINDY: "Influence de la pression sur la floculation des asphaltènes. Revue de l'IFP. p 797-806. Ed Technip 1967.
- [21] J. BRIANT: "Sur quelques facteurs influençant la formation de certains dépôts (paraffines; asphaltènes) dans les installations de production". Revue de l'IFP. p 1-16. Ed technip 1963.
- [22] J. NELLENSTEYN: Petroleum Congr. London 1933.
- [23] S.EL MOHAMED; F.HARDOUIN ET H.GASPAROUX: "Floculation des produits lourds du pétrole". J de chimie physique N°1 137-144 1988.
- [24] NANCY. E. BURKE; RONALD. EHONNS and SAMIR. F. KASHOU: "Measurement and modeling of asphaltene precipitation. JPT. 1440-1446 1990.
- [25] G. HOTIER et M. ROBIN: "Action des divers diluants sur les produits pétroliers lourds. Mesure, interprétation et prévision de la floculation des asphaltènes". Revue de l'IFP Vol38 N°1. Ed Tech 101-120 1983.
- [26] B. J. FUHER; C. CATHREA; L. COATES; H. KALRA and A.I. MAJEED: "Properties of asphaltenes from a waxy crude". Fuel. Vol70 1293-1297 Novembre 1991.
- [27] AVRAHAM. HISCHBERG; L.N.J DE JONG; BAS A SCHIPPER and J.G MEYERS: "Influence of temperature and pressure on asphalt floculation". SPE 11202.
- [28] G. HALLAND; S.P HERRON: "Size characterisation of petroleum asphaltenes and maltenes". Washington meeting. September 9-14. 924-933 1979.
- [29] O. P. STRAUSZ: "Structural features of Athabasa bitumen related to upgrading performance". American Chemical Society Dallas meeting. 395-400 1989.
- [30] S. T. DUBEY; M. H. WAXMAN: "Asphaltene adsorption and desorption from mineral surfaces". SPE Reservoir Engineering. Ed SPE. 389-394 1991.
- [31] PER. FOTLAND; HILD. ANDERSEN; FINN. FADNES: "Detection of precipitation and amounts precipitated by measurement of electrical conductivity. Fuel phase equilibria. Ed Elsevier science publishers B.V. Amsterdam. p 157-164. 1993.
- [32] EDWARD. H. POINDEXTER: "Dynamic Nuclear Polarisation and molecular aggregation in asphaltenes suspensions". Journal of colloid and interface science. Vol 38 N°2. 112-123 1972.
- [33] O.DECROOCQ; M.THOMAS; B.FIXARI; P.LE PERCHEC; M.BIGOIS; L.LENA; T.DES COURIER et J.ROSSARIE: "Amélioration des procédés de craquage thermique des résidus par optimisation de la transformation des résines et des asphaltènes. Revue de l'IFP. Vol47. N°1. p 103-131. Ed technip 1992.

ETUDE DES MICROEMULSIONS

- [1] LAMBALLERIE, G: "La récupération améliorée du pétrole". Revue la recherche. N°119. Fev 1981.
- [2] ZIANE, R: "Formulation et optimisation de microémulsions dans les conditions du gisement de Tinfouyé. Application en récupération assistée de pétrole". Thèse de magister. 1994.
- [3] LE FUR, B. CH-MARLE: "L'exploitation des gisements d'hydrocarbures". Ed technip. Paris 1974.
- [4] VACHER, C: "Oxydation de bruts pétroliers par l'hypochlorite de sodium et caractérisation des tensioactif obtenus". Thèse. Lyon 1982.
- [5] LATIL, M: "Cours de production. Récupération assistée". Ed technip. Paris 1975.
- [6] CHITOUR, Ce: "Physico-chimie des surfaces. Les interfaces liquide-liquide et gas-liquide". Ed OPU. Alger 1992.
- [7] MINSSIEUX, L: "Interêt de l'injection d'eau alcaline en récupération assistée". Revue de l'institut Français de pétrole. Vol 33. N°1. Ed technip. Paris 1978.
- [8] NASER-EL-DIN, H.A; HAWKINS, B.F: "Recovery of waterflood residual oil using alkyl surfactant and polymer slugs in radial cores". Revue de l'institut Français de pétrole. Vol 46. N°2. Ed technip. Paris 1991.
- [9] CAYIAS, J.L; SCHECHTER, R.S; WADE, W.H: "Adsorption interfaces". ACS Symposium series. N°8. 1975.
- [10] MOULU, G: "Caractérisation des solutions de tensioactif utilisés en récupération assistée". Revue de l'institut Français de pétrole. Vol 41. Ed technip. Paris 1986.
- [11] MINSSIEUX, L: "Interêt de l'injection d'eau alcaline en récupération assistée". Revue de l'institut Français de pétrole. Vol 33. N°1. Ed technip. Paris 1978.
- [12] MEYERS, D: "Surfactant science and technology". Deuxième édition. Ed VCH publishers. New york 1992.
- [13] PRINCE, L.M: "Microemulsions, theory and practice". Prince, L.M. Ed academic press. New york 1977.
- [14] KERKER, M: "Colloid and interface science". Vol II. Ed academic press. New york 1976.
- [15] SHAH, D.O; SCHERCHTER, R.S: "Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding". Ed academic press. New york 1977.
- [16] ROBB, I.D: "Microemulsions". Ed plenum press. New york 1982.
- [17] BELLOCQ, A.M; BIAIS, J; BOTHOREL, P; CLIN, B; FOURCHE, G; LALANNE, P; LEMAIRE, B; LEMANCEAU, B; ROUX, D: "Adv, colloïd interface sci". 20, 167, 1984.
- [18] RODOWALD, G: CITE PAR PRINCE, L: "Microemulsions". Ed Prince. New york 1977.
- [19] MC BAIN. WOO. PROC. ROY. Soc.A. 163-182. 1937.
- [20] SCHULMAN, J.H; MC ROBERTS: Trans. Farad. Soc. 62-165. 1946.
- [21] SCHULMAN, J.H; STOECKENIUS, W; PRINCE, L.M: "Mechanism of formulation and structure of microemulsion by electron microscopy". Journal of physical chemistry. Vol 63. P 1677. 1959.
- [22] WINSOR, P.A: "Hydrotropy, solubilisation and related emulsification process". Transaction of the Faraday society. Vol 44. 1948.
- [23] GILLBERG, G; LEHTINEN, H; FRIBERG, S: "NMR and IR investigation of the condition determining the stability of microemulsions". Journal of collid and interface science. Vol 33. P 40. 1970.
- [24] ADAMSON, A.W: "Physical chemistry of surfaces". Intersciences publishers. INC. New york 1960.

- [25] GOGARTYL, W.B; TASCH, W.C: "Miscible-type-water-flooding oil recovery with micellar solutions". Journal of petroleum technology. Vol 20. P 1407. 1969.
- [26] SHINODA, K; KUNIEDA, M: "Conditions to produce so-called microemulsions". Journal of colloid and interface science. Vol 42. N° 381. 1973.
- [27] BAVIERE, M: "Optimisation des microémulsions utilisées pour la récupération assistée du pétrole". Revue de l'institut Français de pétrole. Vol 34. N° 2. Ed technip. Paris. Nov-Dec 1979.
- [28] PORE, J: "Emulsions, microémulsions, émulsions multiples". Ed Techniques des Industries des Corps Gras. Neuilly 1992.
- [29] SHINODA, K; FRIEBERG, S: "Adv colloid interface sci". 4. 282. 1975.
- [30] PRINCE, L.M.J: "Colloid interface sci". 52. 182. 1975.
- [31] FRIEBERG, S: "Microemulsions. Theory and practice". Ed Prince, L.M academic press. New york 1977.
- [32] PRINCE, L.M: "Microemulsions. Theory and practice". Ed Prince, L.M academic press. New york 1977.
- [33] ROSEN, M.J: "Surfactants and interface phenomena". Wiley, J & sons. New york 1978.
- [34] CEGLIE, A; DAS, K.P; LINDMAN, B.J: Journal of colloid sci. 115-115. 1987.
- [35] LINDMAN, B; STIBBS, P; MOSELEY, M.E: Journal of colloid interface sci. 83-569. 1981.
- [36] STIBBS, P; RAPACKI, K: Journal of colloid interface sci. 95-583. 1983.
- [37] LINDMAN, B; KAMENKA, N; KATHOPOULIS, T. BRUN, B; NILSON, P: J. Phys. Chem. 84-2485. 1980.
- [38] STIBBS, P. J. Colloid interface sci. 87-385. 1982.
- [39] RUCKENSTEIN, E; CHI, J.C. J chem soc Faraday trans. 71-1650. 1975.
- [40] RUCKENSTEIN, E: "Chem phys lett". 57-517. 1978.
- [41] RUCKENSTEIN, E: "Fluid phase equilib". 20-189. 1989.
- [42] RUCKENSTEIN, E: "Macro and microemulsions theory and applications". ACS symposium series 272. Ed Shah, D.O american society. Washington 1985.
- [43] GIBBS, W: Collected works. Vol I. 219-237. Ed Yale university press. New Haven 1948.
- [44] HEALY, R.N; REED, R.L: Soc petrol eng j. 491. Oct 1974.
- [45] LAUGHLIN, R.G: "Advances in liquid crystals". Vo III. Brown, G.H. Ed academic press. 99-148. New york 1975.
- [46] WINSOR, P.A: "Solvent properties of amphiphilic compounds". Butterworths. London 1954.
- [47] WHUITIER
- [48] RIAZI, M.R and DAUBERT, T.E: «Prediction of the composition of petroleum fractions». Ind. Ing. Chem. Process. Dev. 289-294. 1980.
- [49] RIAZI, M.R and DAUBERT, T.E: «Prediction of the composition of petroleum fractions and coal liquids». Ind. Ing. Chem. Process. Dev. 1009-1015. 1986.
- [50] SANBORN et EVANS: Technical report, N°52-53R (Schell Development Compagny).
- [51] MITCHELL and al. J. Chem. Soc. Faraday transactions. 71, 1960. 1975.
- [52] NEUMANN, H.J. In Tensid Taschenbuch. 2nd ed, ausgabe, Hrsg. Stache, H. Carl Hanser Verlag. München. p 433. Wien 1981.
- [53] SCHWUGER, M.J; STICKDORN, K; SCHOMÄCKER, R: "Microemulsions in technical process". Chem. Rev. 849-864 1995.
- [54] EL HADI, D. CHITOUR, C.E:
- [55] HEALY, R.N and READ, R.L: « Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding ». D.O.Shah and Shechter edition. AC.Press Inc. 383-437. New york 1977.
- [56]: "Récupération assistée du pétrole". Deuxième colloque Europeen. Ed technip Paris 8-10 Nov 1982.