

N° d'ordre : 24/2005-M/PH

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE D'ENSEIGNEMENT SUPERIEURE ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE DES SCIENCE ET DE LA TECHNOLOGIE
« HOUARI BOUMEDIENE »

FACULTE DE PHYSIQUE



Mémoire
Présenter pour l'obtention du diplôme de MAGISTER

En : Physique

Spécialité: Energétique et Mécanique des Fluides

Par: **Mr. BOUABBOUNE MUSTAFA**

Sujet

**ÉCOULEMENT DE SUBSTANCE COMPLEXE
DANS UN MILIEU POREUX, APPLICATION
À LA RÉCUPÉRATION ASSISTÉE
DU PÉTROLE**

Soutenue publiquement le 03 /10 /2005, Devant le Jury suivant:

Mr Benabid Tahar,	Maître de conférence, USTHB	Président
Mr Salah Benhadid	Professeur, USTHB	Directeur de thèse
Mr Badjah Hadj Ahmed Yacine,	Professeur USTHB	Examineur
Mr Mahfoud Mohamed	Chargé de cours, USTHB	Examineur
Mm Haddoum Nadia	Chercheur, division forage de Hydra (Sonatrach)	Examineur

Remerciements

Cette étude a été réalisée au laboratoire de Rhéologie (Faculté de physique, USTHB) et au Centre de Recherche et de Développement de Sonatrach (CRD, Boumerdes). Je tiens à remercier la direction de cet organisme de m'avoir permis sa réalisation, en m'accueillant dans ses laboratoires.

Je tiens tout d'abord à remercier chaleureusement Monsieur Pr. Benhadid Salah, mon directeur de thèse, dont je leur suis entièrement reconnaissant d'avoir bien voulu accepter de me diriger pendant la période de la thèse.

En outre, je remercie vivement Mme Hammouch Nacira, Directeur du laboratoire « récupération assistée » de CRD et Mr. B. Mizali qui m'ont fait bénéficier de leurs connaissances et de leurs expériences.

Je remercie sincèrement Mme Haddoum de l'attention qu'elle a porté pour l'avancement du travail et qui a finalement accepté de faire partie du jury.

Je remercie également Monsieur Benabid Tahar qui m'a fait l'honneur d'accepter la présidence du jury, qu'il veuille trouver ici l'expression de ma gratitude pour l'intérêt qu'il a apporté à mon travail.

Je remercie sincèrement aussi Mr. Mohamed Mahfoud d'avoir accepté la charge d'examineur.

Le travail de recherche n'est possible que s'il y a un échange d'idées. Je tiens donc à remercier vivement Monsieur Pr. Badjah Yacine pour les discussions constructives, et à lui exprimer toute ma gratitude pour son assistance, sa gentillesse, ses conseils et qui m'ont beaucoup aidés à réaliser ce travail et qui a finalement accepté de faire partie du jury.

Je remercie l'ensemble de la division gisement du CRD dans laquelle j'ai passé une année et demi de thèse, pour la bonne humeur et les différents échanges que j'ai pu avoir.

Je remercie enfin mes amis, Karouchi Mustafa (chercheur, Sonatrach) et Betame youcef (chercheur à PED, Sonatrach) pour leur aide documentaire et pour les discussions qui m'ont permis d'avancer dans la compréhension et l'établissement de la thèse.

Je n'oublierai pas mon cher ami Mr. Douadi Sliman qui m'a toujours soutenu, qui trouve ici le témoignage de ma reconnaissance.

J'associe enfin à ces remerciements mes camarades du laboratoire Rheologie (USTHB) pour le soutien constant qu'ils ont su m'accorder.

A tous merci.

Dédicaces

Je tiens à dédier ce modeste travail :

À mes chers parents

À mes frères

À ma grande famille

À tous mes amis

SOMMAIRE

Résumé.....	1
Introduction générale	2
Position du problème	4

CHAPITRE I**Méthodes de récupération assistée du pétrole**

1.1 Introduction	6
1.2. Différentes méthodes de récupération du pétrole.....	6
1.2.1 Récupération primaire.....	6
1.2.2 Récupération assistée	6
1.2.2.1 Récupération secondaire	6
1.2.2.2 Récupérations tertiaires.....	7
1.2.2.2.1 Méthode miscible.....	9
1.2.2.2.1.1 Méthode de premier contact miscible (FCM).....	9
1.2.2.2.1.2 Méthode dynamique.....	10
1.2.2.2.1.2.1 Injection de gaz pauvre.....	10
1.2.2.2.1.2.2 Injection de gaz riche	11
1.2.2.2.1.2.3 Injection de CO ₂	11
1.2.2.2.2 Méthodes chimiques	11
1.2.2.2.2.1 Injection de polymère.....	12
1.2.2.2.2.2 Injection de microémulsion/polymère	12
1.2.2.2.3 Méthodes thermiques	13
1.2.2.2.3.1 Production en surface.....	13
1.2.2.2.3.2 Combustion in situ	14
1.2.2.2.3.2.1 Combustion sèche directe	14
1.2.2.2.3.2.2 Combustion inverse.....	15
1.2.2.2.3.2.3 Combustion a co-courant combinée à l'injection d'eau.....	15
1.3 Choix de la méthode	15
1.4 Conclusion	19

CHAPITRE II

Partie 1

Notions fondamentales sur l'écoulement microscopique dans un milieu poreux

2.1.1 Introduction.....	20
2.1.2 Efficacité de balayage	20
2.1.2.1 Efficacité de balayage superficiel	20
2.1.2.2 Efficacité de balayage vertical	20
2.1.3 Efficacité de déplacement E_d	21
2.1.4 Forces capillaires.....	21
2.1.4.1 Tension de surface et IFT.....	21
2.1.4.2 Mouillabilité à la surface solide	23
2.1.4.3 Pression capillaire	25
2.1.5 Forces visqueuses.....	27
2.1.6 Le piégeage de l'huile au niveau microscopique.....	28
2.1.6.1 Le modèle de seul capillaire.....	28
2.1.6.1 Le modèle de double capillaire	30
2.1.7 Mobilisation de la phase huileuse	33
2.1.7.1 Nombre capillaire.....	33
2.1.7.2 Nombre d'Abram	34
2.1.7.3 Nombre de Tabber	34
2.1.8 Les applications de la loi de Darcy	35
2.1.8.1 L'équation de Darcy.....	35
2.1.8.2 L'écoulement linéaire d'un fluide incompressible.....	36
2.1.8.3 La loi de Darcy et la loi de Poiseuille	38
2.1.8.4 L'écoulement linéaire à travers un milieu poreux fissuré	39
2.1.8.4.1 L'écoulement à travers une fissuration.....	40
2.1.8.4.2 L'écoulement à travers un canal	43
2.1.9 Conclusion	44

Partie 2 :

Notions fondamentales sur l'optimisation de microémulsion de type Win III pour la récupération assistée du pétrole

2.2.5 Introduction.....	45
2.2.6 Présentation générale de la méthode.....	45
2.2.6.1 Les tensioactifs.....	46
2.2.6.1 Classification des tensioactifs	48
2.2.5 Les micelles.....	49
2.2.6 Comportement de phase de microémulsion	50
2.2.6.1 Diagramme ternaire.....	51
2.2.6.2 L'effet de salinité sur le comportement de phase	53
2.2.6.3 Les corrélations entre paramètres de solubilisation et tensions interfaciales	55
2.2.7 Mécanisme de déplacement miscible et non miscible de la microémulsion	56
2.2.8 La récupération de l'huile résiduelle et le débit d'injection de la microémulsion.....	57
2.2.9 La récupération d'huile résiduelle et la salinité optimale	58
2.2.10 Conclusion	59

CHAPITRE III

Etude expérimentale

Partie 1

Formulation et optimisation des microémulsions transparentes de type WinIII dans les conditions du fond de gisements de Tin Fouye, utilisant l'huile synthétique

3.1.1 Introduction	60
3.1.2 Organigramme de l'étude.....	60

3.1.3 Mesure de concentration micellaire critique (CMC)	63
3.1.3.1 Principe de mesure	63
3.1.3.2 Résultats et discussion	64
3.1.3.3 Conclusion.....	66
3.1.4 Formulation TA/eau/huile (étude de comportement de phase).....	66
3.1.4.1 Principe de l'expérience.....	66
3.1.4.2 Résultats et discussion.....	68
3.1.4.3 Optimisation par rapport au co-tensioactif (alcool).....	69
3.1.4.3.1 L'effet de l'alcool.....	70
3.1.4.3.2 L'effet de la température.....	71
3.1.4.3.3 L'effet de salinité	73
3.1.4.4 Conclusion	75
3.1.5 Optimisation de la concentration du NaCl et la quantité minimale de tensioactif par la mesure de tension interfaciale	76
3.1.5.1 Mesure de tension interfaciale des formulations choisies.....	76
3.1.5.1.1 Introduction.....	76
3.1.5.1.2 Méthode de la goutte tournante.....	77
3.1.5.1.3 Principe de la méthode.....	79
3.1.5.2 Mesures des densités.....	80
3.1.5.2.1 Principe de la mesure	80
3.1.5.2.2 Description de l'appareil	81
• La cellule de mesure	81
• Thermo-régulation	81
• Système électronique	81
3.1.5.2.3 Étalonnage.....	82
3.1.5 Résultats et discussions	82
3.1.5.3.1 Tensioactif anionique, pentanol R=1, T=60°C	83
3.1.5.3.2 Tensioactif non ionique, sans Alcool, T=80°C	88
3.1.6 Conclusion	89

Partie 2

Formulation et optimisation des microémulsions transparentes de type WinIII dans les conditions de gisements de Tin Fouye, utilisant le brut du gisement

3.2.1 Introduction.....	91
3.2.2 Comportement de phase.....	91
3.2.3 Optimisation par rapport à l'alcool.....	92
3.2.4 Résultats et discussion.....	92
3.2.5 Optimisations par rapport au tensioactif.....	94
3.2.6 Résultats et discussion.....	95
3.2.7 Conclusion.....	98
3.2.8 Mesures rhéologiques.....	98
3.2.8.1 Introduction.....	98
3.2.8.2 Appareillage et principe de mesure.....	99
3.2.8.3 Résultats et discussion.....	102
3.2.9 Conclusion.....	103

CHAPITRE 4

Essais de déplacement en milieu poreux

4.1. Introduction.....	105
4.2 Choix des essais et des formulations.....	105
4.3 Préparation des échantillons.....	105
4.4 Mesure des propriétés pétrophysiques.....	106
4.4.1 Porosité.....	106
4.4.1.1 Mesure de porosité.....	106
4.4.2 Mesure de perméabilité à l'air.....	108

4.5 Résultats et conclusion.....	108
4.6 Analyse minéralogique des échantillons de TFY	109
4.6.1 Introduction	109
4.6.1 Technique et appareillage	110
4.6.2 Préparation des échantillons.....	110
4.6.3 Résultats et discussion	112
4.7 Tests de déplacement en milieu poreux	113
4.7.1 Introduction	113
4.7.2 Equipement expérimental	113
4.7.3 Principe de l'expérience.....	116
4.7.4 Mise sous vide et saturation en eau de gisement	116
4.7.5 Mise en place de l'eau de gisement	116
4.7.6 Balayage à l'eau d'injection.....	116
4.7.6.1 Résultats et discussion	117
4.7.7 Injection de bouchon de microémulsion suivi par le bouchon de solution polymère	119
4.7.8 Résultats et discussion.....	119
4.7.9 Conclusion	126
4.7.9 Conclusion générale.....	127
4.7.10 Recommandations.....	129

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 Les principales méthodes de récupération assistée du pétrole	08
Tableau 1.2 Profondeurs limite pour les méthodes de récupération assistée du pétrole	16
Tableau 1.3 Viscosité préférée pour chaque méthode de récupération assistée du pétrole.....	17
Tableau 1.4 Perméabilité limite pour chaque méthode de récupération de pétrole.....	18
Tableau 2.1.1 IFT entre l'eau et le brut pour quelques gisements de l'USA.....	23
Tableau 2.1.2 Effet de débit d'injection sur la saturation en huile résiduelle.....	30
Tableau 3.1.1 Les caractéristiques des tensioactifs utilisées.....	64
Tableau 3.1.2 Comportement de phase, Anionique, Pentanol (R=1), T=60°C...	129
Tableau 3.1.3 Comportement de phase, Anionique, Pentanol (R=1), T=80°C...	130
Tableau 3.1.4 Comportement de phase, Non ionique, Pentanol (R=1), T=60°C	131
Tableau 3.1.5 Comportement de phase, Non ionique, Pentanol (R=1), T=80°C	132
Tableau 3.1.6 Comportement de phase, Anionique, Pentanol (R=1/2), T=80°C	133
Tableau 3.1.7 Comportement de phase, Anionique, Pentanol (R=1/2), T=60°C	134
Tableau 3.1.8 Comportement de phase, non ionique, Pentanol (R=1/2), T=60°C.....	135
Tableau 3.1.9 Comportement de phase, Non ionique, Pentanol (R=1/2), T=80°C.....	136
Tableau 3.1.10 Comportement de phase, Anionique, Sans Alcool, T=60°C.....	137
Tableau 3.1.11 Comportement de phase, Anionique, Sans Alcool, T=80°C.....	138
Tableau 3.1.12 Comportement de phase, Non ionique, Sans Alcool, T=60°C...	139
Tableau 3.1.13 Comportement de phase, Non ionique, Sans Alcool, T=80°C...	140
Tableau 3.1.14 Comportement de phase, Anionique, isopropanol, R=2, T=80°C.....	141
Tableau 3.1.15 Comportement de phase, Anionique, Isopropanol, R=2, T=60°C.....	142
Tableau 3.1.16 Comportement de phase, Non ionique, Isopropanol, (R=2), T=60°C	143
Tableau 3.1.17 Comportement de phase, Non ionique, isopropanol,	

(R=2), T=80°C	144
Tableau 3.1.18 Comportement de phase, [Non ionique]=[Anionique], Sans alcool T=80°C.....	145
Tableau 3.1.19 Comportement de phase, [Non ionique]=[Anionique], Sans alcool T=60°C.....	146
Tableau 3.1.20 Comportement de phase, [Non ionique]= 2. [Anionique], Sans alcool T=80°C	147
Tableau 3.1.21 Comportement de phase, [Non ionique]= 2. [Anionique], Sans alcool T=60°C	148
Tableau 3.1.21 Pourcentage (%) de chaque type de microémulsion obtenu avec l'anionique à T=60°C et T=80°C, pour les différents types d'alcools (avec [NaCl]=5g/l, 10g/l, 15g/l, 20g/l et 25g/l. [TA]=1%, 2%, 3%, 4% et 5%).	69
Tableau 3.1.22 : Pourcentage (%) de chaque type de microémulsion obtenu avec le non ionique à T=60°C et T=80°C, pour les différents types d'alcools (avec [NaCl]=5g/l, 10g/l, 15g/l, 20g/l et 25g/l. [TA]=1%, 2%, 3%, 4% et 5%)..	70
Tableau 3.1.23 : Pourcentage (%) de chaque type de microémulsion obtenu, En fonction de la salinité, (pour la concentration de l'anionique varie de 1% à 5% en masse)..	74
Tableau 3.1.24 Pourcentage (%) de chaque type de microémulsion obtenu, En fonction de la salinité, (pour la concentration de non ionique varie de 1% à 5% en masse).....	74
Tableau 3.1.25 Paramètres de solubilisations P_H , P_E pour les systèmes de type Win III transparente bleuté, obtenus avec l'anionique.....	75
Tableau 3.1.26 Paramètres de solubilisations P_H , P_E pour les systèmes de type Win III transparente bleuté, obtenus avec le non ionique.....	75
Tableau 3.1.27 Densité des phases obtenues avec l'anionique et le non ionique .	83
Tableau 3.1.28 Valeur de tension interfaciale en fonction. de la salinité et la concentration de l'anionique	84
Tableau 3.1.29 Valeur de paramètres de solubilisation en fonction de la salinité et la Concentration de l'anionique	86
Tableau 3.1.30 Valeur de tension interfaciale en fonction. de la salinité et la concentration de non ionique	88

Tableau 3.2.1 Caractéristiques physico-chimique de l'eau d'injection (reconstitué) de gisement Tin Fouye (couche Lias).....	150
Tableau 3.2.2 Caractéristiques de l'huile brut de Tin fouye	150
Tableau 3.2.3 Paramètres de solubilisation obtenus avec le brut et l'eau d'injection	151
Tableau 3.2.4 Paramètres de solubilisation obtenus avec le brut et l'eau d'injection	152
Tableau 3.2.5 Pourcentage obtenu avec les différents types et concentration d'alcool, pour Chaque type de microémulsion ([TA] varie de 1% à 5% en masse)	93
Tableau 3.2.6 Valeurs de paramètres de solubilisation en fonction de la concentration du pentanol	94
Tableau 3.2.7 valeurs de tension interfaciale, densités et paramètres de solubilisations des formulations choisis	96
Tableau 4.1 Dimensions des échantillons.....	107
Tableau 4.2 Mesures des caractéristiques pétrophysiques des échantillons	109
Tableau 4.3 Conditions opératoires du test de rayons X.....	152
Tableau 4.4 Résultats de mesures par Rayon X.....	153
Tableau 4.5 Les mesures de perméabilité, saturation en eau irréductible et de saturation en huile résiduelle	118
Tableau 4.6 Résultats des tests de déplacement en milieu poreux dans les Conditions de TFY	123

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 Illustration des fluides miscible en premier contact avec l'huile	09
Figure 1.2 Illustration de miscibilité dynamique	10
Figure 1.3 (a) Illustration de la méthode d'injection d'eau	12
Figure 1.3 (b) Illustration de la méthode d'injection polymère	12
Figure 1.4 Illustration de la méthode d'injection Microémulsion/polymère	13
Figure 1.5 Comparaison des déplacements par l'eau froide, l'eau chaude et la vapeur d'eau	14
Figure 2.1.1 Piégeage de l'huile et de l'eau entre les grains de la roche	21
Figure 2.1.2 Forces d'interactions moléculaires	22
Figure 2.1.3 Force F appliqué par unité de longueur, déplacer de dx.....	23

Figure 2.1.4 Effet de la mouillabilité sur les saturations	24
Figure 2.1.5 Angle de mouillage solide/liquide	25
Figure 2.1.6 Angle de mouillage solide/liquide	25
Figure 2.1.7 Tension interfaciale entre deux fluides non miscible et une Surface solide	25
Figure 2.1.8 Pression capillaire cause par les tensions interfaciales dans le tube capillaire	26
Figure 2.1.9 (a) Illustration du piégeage d'une goutte d'huile dans un tube Capillaire	29
Figure 2.1.10 Illustration du modèle de double pore (par Willhite)	31
Figure 2.1.11 Système d'écoulement linéaire	36
Figure 2.1.12 Modèle du poiseuille	39
Figure 2.1.13 (a) Les canaux (réservoir de carbonate)	40
Figure 2.1.14 (b) Fissuration et fracturations (réservoir de carbonate)	40
Figure 2.1.15 Modèle linéaire de l'écoulement à travers une fissuration	42
Figure 2.1.16 Modèle linéaire de l'écoulement à travers une canal	43
Figure 2.2.1 Méthode tertiaire d'injection de microémulsion/polymère	46
Figure 2.2.2 Illustration de la molécule d'un tensioactif	46
Figure 2.2.3 Exemples de tensioactif utilisée dans la récupération Assistée du pétrole	47
Figure 2.2.4 Formation des micelles	49
Figure 2.2.5 (a) Illustration d'une émulsion huile dans l'eau	50
Figure 2.2.5 (b) Illustration d'une émulsion huile dans l'eau	50
Figure 2.2.6 Illustration diagramme pseudo ternaire	51
Figure 2.2.7 Comportement de phase idéal (par Winsor)	53
Figure 2.2.8 Miscibilité et non miscibilité de la microémulsion	57
Figure 3.1.1 Organigramme de l'étude	62
Figure 3.1.3 Mesures comparative de tension superficielle, entre les deux tensioactifs à T=23°C	65
Figure 3.1.5 Pourcentage de microémulsions de type Win I (II-) et Win II (II+) obtenu avec l'anionique, pour les différents types d'alcools. (avec [NaCl]=5g/l, 10g/l, 15g/l, 20g/l et 25g/l. [TA]=1%, 2%, 3%, 4% et 5%).	70
Figure 3.1.6.a Nombre de microémulsion Win II en fonction de T° (non ionique),	

pour [NaCl] varier de 5g/l à 25g/l. et [TA] varier de 1% à 5% en masse	72
Figure 3.1.6.b Nombre de microémulsion Win I en fonction de T° (non ionique), pour [NaCl] varier de 5g/l à 25g/l. et [TA] varier de 1% à 5% en masse	72
Figure 3.1.7.a Nombre de microémulsion Win II en fonction de T° (anionique), pour [NaCl] varier de 5g/l à 25g/l. et [TA] varier de 1% à 5% en masse	72
Figure 3.1.7.b Nombre de microémulsion Win I en fonction de T° (anionique), pour [NaCl] varier de 5g/l à 25g/l. et [TA] varier de 1% à 5% en masse	72
Figure 3.1.8 Méthode de goutte tournante	77
Figure 3.1.9 Illustration de tensiomètre à goutte tournante	79
Figure 3.1.10 (a) Tension interfaciale en fonction de la concentration de la concentration de l'Anionique pour [NaCl]=15 g/l	84
Figure 3.1.10 (b) Tension interfaciale en fonction de la concentration de La concentration de l'Anionique pour [NaCl]=20 g/l	84
Figure 3.1.10 (c) Tension interfaciale en fonction de la concentration de La concentration de l'Anionique pour [NaCl]=25 g/l	85
Figure 3.1.11 (a) Paramètres de solubilisation en fonction de la concentration de l'Anionique pour [NaCl]=15g/l.....	86
Figure 3.1.11 (b) Paramètres de solubilisation en fonction de la concentration de l'Anionique pour [NaCl]=20g/l.....	86
Figure 3.1.11 (c) Paramètres de solubilisation en fonction de la concentration de l'Anionique pour [NaCl]=25g/l.....	86
Figure 3.1.12 (a) Paramètre de solubilisation et tension interfaciale en fonction de la concentration de l'Anionique (R=1), pour [NaCl]=15g/l, T=60°c.....	87
Figure 3.1.12 (b) Paramètre de solubilisation et tensions interfaciale en fonction de la concentration de l'Anionique (R=1), pour [NaCl]=20g/l, T=60°c.....	87
Figure 3.1.12 (c) Paramètre de solubilisation et tensions interfaciale en fonction de la concentration de l'anionique (R=1), pour [NaCl]=25g/l, T=60°c.....	88
Figure 3.2.1 Paramètres de solubilisation de l'eau et d'huile en fonction de la concentration du pentanol pour la concentration de 4% et 5% de l'anionique	96
Figure 3.2.2 Tension interfaciales en fonction de la concentration de l'alcool	

pentanol, Pour la concentration de 4% et 5% de l'anionique	97
Figure 3.2.3 Systeme de mesure de Low Shear	99
Figure 3.2.4 Illustration d'un mouvement laminaire de cisaillement d'un fluide	100
Figure 3.2.5 viscosité apparente de la microémulsion médiane obtenue en fonction de la vitesse de cisaillement, pour la concentration de 4% de l'Anionique à T=69°C.....	103
Figure 4.1 Principe du porosimètre, d'après loi de Mariotte.	107
Figure 4.2 Perméamètre à charge constante	108
Figure 4.3 Illustration de la loi de Bragg	110
Figure 4.4 Schéma d'ensemble de déplacement en milieu poreux.	116
Figure 4.5 Evolution de la perméabilité relative du milieu à chaque fluide injectée, dans les conditions du gisement.	118
Figure 4.6 (a) Récupération de l'huile en fonction des volumes de pore injectées, comparaison entre l'injection de microémulsion et de solution tensioactif , pour R=1	121
Figure 4.6 (b) Récupération de l'huile en fonction des volumes de pore injectées, comparaison entre l'injection de microémulsion et de solution tensioactif, pour R=1,6.....	121
Figure 4.7 Tension interfaciale huile /microémulsion en fonction de la saturation en huile résiduelle final (après le balayage à l'eau)	122
Figure 4.8 Récupération secondaire et tertiaire dans les conditions du gisement TFY	124
Figure 4.9 (a) rapport saturation final et initial de l'huile résiduel de chaque bouchon chimique injecté en fonction du Nombre capillaire ($N_{ca} = u.\eta/\sigma$)	125
Figure 4.9 (b) rapport saturation final et initial de l'huile résiduel de chaque bouchon chimiques injecté en fonction du nombre de Tabber ($N_{Ta} = \Delta p/L.\sigma$)	125
Figure 4.9 (c) rapport saturation final et initial de l'huile résiduel de chaque bouchon chimique injecté en fonction du nombre d'Abrams ($N_{Ab} = N_a .(\eta_m/\eta_h)^{0.4}$)	125

Indices

Symbole	Définition
Abs. de mic.	Absence de microémulsion
Alc.	Alcool
Bl. Bl	Blanc Bleuté
CMC	Concentration critique micellaire
E_t	Efficacité total
E	Excès en eau
E_v	Efficacité de balayage vertical
E_d	Efficacité de déplacement
E_s	Efficacité de déplacement supperficiel
EOR	récupération assistée du pétrole
Em.	émulsion
FCM	premier contacte miscible
F_v	Force visqueuse
F_c	Force capillaire
H	Excès en huile
IFT MH	tension interfaciale microémulsion/huile
IFT ME	tension interfaciale microémulsion/eau
Isop.	isopropanol
IFT	Tension interfaciale
LPG	gaz pétrole liquéfié
Lait.	Laitéuse
Mic.	Microémulsion
MCM	multi contacte miscible
Mar. Opa.	Marron opaque
M^*	Microémulsion médiane
OIP	Huile en place
OOIP	Huile originaire en place
P_H	Paramètre de solubilisation de l'huile
P_E	Paramètre de solubilisation de l'eau
Pent.	pentanol
Poly	Ploymère
R	Rapport tensioactif %/ Alcool %
Sans alc.	Sans alcool
Tr	Transparente
Tr. Mr.	Transparente Marron
Tr. Bl.	Transparente Bleuté
TA	Tension actif
VP	Volume des pores
V.M%	Volume microémulsion en %
V_e	Volume eau solubilisé dans la microémulsion
V_h	Volume huile solubilisé dans la microémulsion
V_{huile}	Volume huile cumulé
V_{eau}	Volume eau cumulé
$[TA]_{CMC}$	concentration de tensioactif correspond à la concentration critique micellaire
WOR	Rapport eau/huil

Symboles usuels

Symbole	Définition	Unités
A	Surface	m ²
A _c	Section du canal	m
A _f	Section de la fissure	m ²
D	Diamètre du tube	m
h	hauteur	m
L	longueur	m
m _g	Masse d'une goutte	kg
P _c	Pression capillaire	Pa, Cm d'eau
P _h	Pression de l'huile	Pa, atm....
P _e	Pression de l'eau	Pa, atm,....
q	Débit volumique	m ³ /s
r	Rayon	m
r _c	Rayon du canal	m
T	Température absolue	
u	Vitesse d'écoulement	m/s
VP	Volume des pores	m ³
\bar{v}	Vitesse moyen de l'écoulement	m/s
v	Vitesse effective à travers la fissuration	m/s
V _x	Vitesse dans la direction x	m/s
V _y	Vitesse dans la direction y	m/s
V _z	Vitesse dans la direction z	m/s
v _e	Vitesse effective	m/s
V	Vitesse apparente	m/s
w _f	Largeur de la fracture	m
X	Distance dans la direction x	m
Y	Distance dans la direction y	m
z	Distance dans la direction z	m

Constantes et nombre dimensionnels

Symbole	Définition	Unités
g	Accélération gravitationnelle	≈ 9.81
N _c	Nombre capillaire adimensionnel	
N _T	Nombre de Tabber adimensionnel	
N _{Ab}	Nombre d'Abram adimensionnel	

Symboles grecs

Symbole	Définition	Unités
μ	Viscosité dynamique	$\text{Kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$
μ_d	Viscosité de la phase déplaçante	$\text{Kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$
μ_e	Viscosité de l'eau (phase déplaçante)	$\text{Kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$
μ_h	Viscosité de l'huile (phase déplaçée)	$\text{Kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$
θ	Température en degré celsius	
σ_{se}	Tension interfaciale solide/eau	N/m
σ_{sh}	Tension interfaciale solide/huile	N/m
σ_{eh}	Tension interfaciale eau/ huile	N/m
σ_{me}	Tension interfaciale microémulsion/eau en excès	N/m
σ_{mh}	Tension interfaciale microémulsion/ huile en excès	N/m
Θ	Angle de mouillage	degré
ρ_e	La densité de l'eau en excès	g/cm^3
ρ_h	La densité de l'huile en excès	g/cm^3
ρ_1	La densité de la phase la plus dense	g/cm^3
ρ_2	La densité de la phase moins dense	g/cm^3
ω	Vitesse angulaire	Rad/s
η	Viscosité apparente	Pa.s
$\dot{\cdot}$	Vitesse de cisaillement	1/s
γ		
$\dot{\cdot}$	Vitesse de cisaillement	1/s
ε		
τ	Contrainte de cisaillement	Pa
γ	Tension superficielle	N/m

Propriétés Hydrogéologiques

Symbole	Définition	Unités
ϕ	Porosité	%
ϕ_f	Porosité de la fissure	%
k_c	Perméabilité du canal	mD
k_{mc}	Perméabilité total matrice canal	mD
k_m	Perméabilité de la matrice	mD
k_{eg}	Perméabilité de l'eau de gisement	mD
$K_{h/e}$	Perméabilité de l'huile en présence de l'eau	mD
$K_{e/h}$	Perméabilité de l'eau en présence de l'huile	mD
K_{re}	Perméabilité relative à l'eau	mD
K_f	Perméabilité de la fissure	mD
K	Perméabilité absolu du milieu	mD
S_{hi}	Saturation initial en huile	%
S_{hr}	Saturation en huile résiduelle	%
S_{ei}	Saturation en eau irréductible	%

Résumé

Nous présentons dans cette thèse, la caractérisation et l'optimisation d'une microémulsion de type Win III qui est formulée à partir d'un tensioactif local, utilisable dans une méthode d'injection de microémulsion/ polymère. Le but est d'améliorer l'efficacité de déplacement au sein du milieu poreux dans les conditions du gisement de Tin Fouyé (gisement algérien) par l'abaissement de la tension interfaciale entre la microémulsion et l'huile.

Deux types de tensioactif ont été valorisés : anionique et non ionique avec des concentrations relativement faibles (1% à 5% en masse), les co-tensioactifs utilisés sont le pentanol et l'isopropanole. La valorisation des tensioactifs et l'optimisation ont été faites en deux étapes :

- ✚ Optimisation de microémulsion de type Win III utilisant l'huile synthétique (Dodicane) et l'eau salée en NaCl,
- ✚ la deuxième optimisation a consisté à utiliser le brut de Tin Fouyé et l'eau de formation au lieu le Dodicane et l'eau salée en NaCl.

Les mesures expérimentales effectuées dans cette partie sont les mesures de volume de phase (l'étude de comportement de phase), puis les mesures de tension interfaciale par la méthode de la goutte tournante.

La troisième partie de cette étude consiste à tester l'efficacité des microémulsions optimisées pour la récupération de l'huile résiduelle dans les conditions de gisement de Tin Fouyé. Dans cette partie, deux microémulsions et deux solutions en tensioactif de viscosité et de tension interfaciale différentes ont été testées. Nous avons observé une bonne corrélation entre le nombre capillaire, le nombre de Tabber et le nombre d'Abram avec le taux de récupération en huile résiduelle.

Introduction générale

Dans l'exploitation d'un gisement pétrolier, lorsque la production d'huile est insuffisante ou décroît sensiblement, il y a nécessité en général de recourir à une méthode de récupération dite assistée. Selon les caractéristiques du gisement et des fluides en place, il est fait appel à une méthode thermique (injection de vapeur, combustion in situ,...), à un procédé miscible (injection de gaz hydrocarboné, de solvant, de gaz carbonique,...) ou à une injection de solution microémulsion (ou solution micellaire).

Nous nous proposons ici d'étudier cette dernière méthode, dont plusieurs aspects restent encore inconnus. Le procédé consiste à déplacer l'huile par l'injection d'une quantité limitée (un bouchon) de microémulsion formée d'un mélange d'eau, d'huile et de certains additifs chimiques, tels que les tensioactifs et les alcools; Ces derniers sont appelés co-tensioactifs. Le but est d'obtenir de faibles tensions interfaciales entre la phase déplaçante et les phases en place dans le milieu poreux. Le bouchon microémulsion est lui même poussé par une injection d'eau épaissie par des polymères, dont le rôle est d'optimiser la mobilité du fluide moteur (microémulsion). Sur le plan économique, le procédé est considéré actuellement comme peu rentable lorsque le prix de baril est inférieur à 20 \$ (coût élevé des additifs chimiques, baisse du prix du pétrole brut), il fait cependant l'objet de nombreuses études dans les centres de recherche pétroliers et universitaires. Le procédé présente en effet la potentialité de doubler la réserve d'huile récupérable par la possibilité d'améliorer à la fois l'efficacité de déplacement et l'efficacité de balayage.

Dans ce cadre et du fait des coûts engendrés par ce procédé, il est important pour maximiser le bénéfice du projet, de faire le choix, l'optimisation de la microémulsion et des tests d'efficacité de la microémulsion optimisée à l'échelle laboratoire. Pour atteindre ce but, plusieurs paramètres du réservoir doivent être connus comme : porosité, perméabilité, viscosité et densité de l'huile en place.

Les solutions de microémulsion les plus efficaces pour la récupération du pétrole sont celles qui conduisent à des tensions interfaciales basses au contact des fluides du gisement, et qui nécessitent en même temps un minimum de produits amphiphiles pour former des microémulsions optimales. Cette dernière propriété liée à la première est importante pour des raisons d'ordre économique. Le propos de ce travail repose sur deux parties:

1. Optimiser la bonne microémulsion en trouvant les valeurs optimales des paramètres suivants : concentration et type de tensioactif, concentration de co-tensioactif (alcool). La condition optimale correspond à une quantité minimale de tensioactif nécessaire pour former une microémulsion à partir des poids égaux d'hydrocarbure et de saumure et que la tension interfaciale eau/microémulsion et hydrocarbure/microémulsion soit minimale et égale.
2. Tester l'efficacité de la microémulsion optimisée en utilisant le dispositif expérimental de déplacement en milieu poreux dans les conditions de gisement de Tin Fouyé (Sud-est de Illizi).

POSITION DU PROBLEME

La plupart des gisements pétroliers algériens sont en production depuis des dizaines d'années. Une grande partie de ces puits sont en phase de décroissance en terme de production de pétrole. Parmi ces gisements, nous pouvons citer le gisement de Tin Fouye. Ce gisement a été découvert en 1960 par le forage de TFY 1, il est situé à 1400 Km au Sud –Est d'Alger, dans le bassin d'Illizi. La profondeur du gisement se situe entre 1100 et 1500 m. Il a été mis en production, dès Avril 1963. Parmi 30 puits en activité, 16 ont été fermés entre 1967 et 1985, le reste des puits est le siège de gaz-Lift.

Les études réalisées par KONSALP sur ces réservoirs (mai/décembre 1989) [1] montrent que le volume d'huile originaire en place est de 78 million m³, le volume récupéré jusqu'en 1988 a été de 30,85 million m³. Cela correspond à un taux de récupération de 39% OIP (huile en place) avec un pourcentage d'eau (débit fractionnaire d'eau) proche 70% et qui atteint 98% en 2006, avec un volume cumulé en huile de 13 million m³. Par conséquent, le volume restant piégé dans ce gisement est de 34,15 millions m³ et il correspond à 43% OOIP (huile originaire en place).

Il a été décidé d'envisager la méthode d'injection chimique pour améliorer la récupération de ce gisement. Des études dans ce cadre estiment que le taux de récupération dans le gisement de Tin Fouyé par l'injection de solutions de microémulsion suivie d'une injection d'une solution de polymère peut atteindre 7,8 à 15 millions m³ ; ce qui correspond à un taux de 19,2% OOIP.

Dans notre étude on s'intéresse au comportement de phase de différents systèmes eau/huile/tensioactif pour trois types de tensioactif : anionique, non ionique et le mélange entre ces tensioactifs, en utilisant de l'huile synthétique (Dodécane). La deuxième partie de l'étude de comportement de phase consiste à optimiser la microémulsion de type Win III dans les conditions de gisement de Tin Fouyé (de Température, de salinité et de l'huile).

Nous terminerons par l'étude du déplacement en milieu poreux afin de tester l'efficacité de la microémulsion recherchée pour la récupération de l'huile résiduelle.

Chapitre 1 :

Méthodes de récupération assistée du pétrole

1.1 Introduction :

Nous distinguons dans l'exploitation d'un gisement trois périodes distinctes par les mécanismes de récupération mis en jeu :

- ✚ Une éventuelle période de récupération primaire, où le pétrole est produit sous l'effet de compression du gisement.
- ✚ La période de récupération secondaire qui consiste généralement à injecter de l'eau ou du gaz pour maintenir la pression élevée dans le gisement et drainer l'huile vers les puits de production.
- ✚ La période de récupération tertiaire qui correspond à la mise en oeuvre de procédés plus complexes, lorsque le précédent a perdu de son efficacité.

Ces distinctions sont actuellement dépassées. On ne parle que de récupération assistée par opposition à la production naturelle. L'injection d'eau dès le début de la production tend à se généraliser. Cette méthode étant à la base de plusieurs techniques assistées, nous allons l'étudier plus en détail.

1.2 Différentes méthodes de récupération du pétrole :

1.2.1 Récupération primaire:

Lorsqu'un réservoir pétrolier est foré, un gradient de pression très important s'engendre entre la tête du puits et le fond du gisement. Le pétrole remonte alors naturellement vers la surface. Cette extraction dite primaire, permet de récupérer de 20% à 30% du pétrole présent dans le réservoir (OOIP).

1.2.2 Récupération assistée:

1.2.2.1 Récupération secondaire :

La récupération de type secondaire est obtenue par l'injection au moyen de puits spéciaux, de fluides fortement comprimés, tels que les gaz extraits des puits associés au

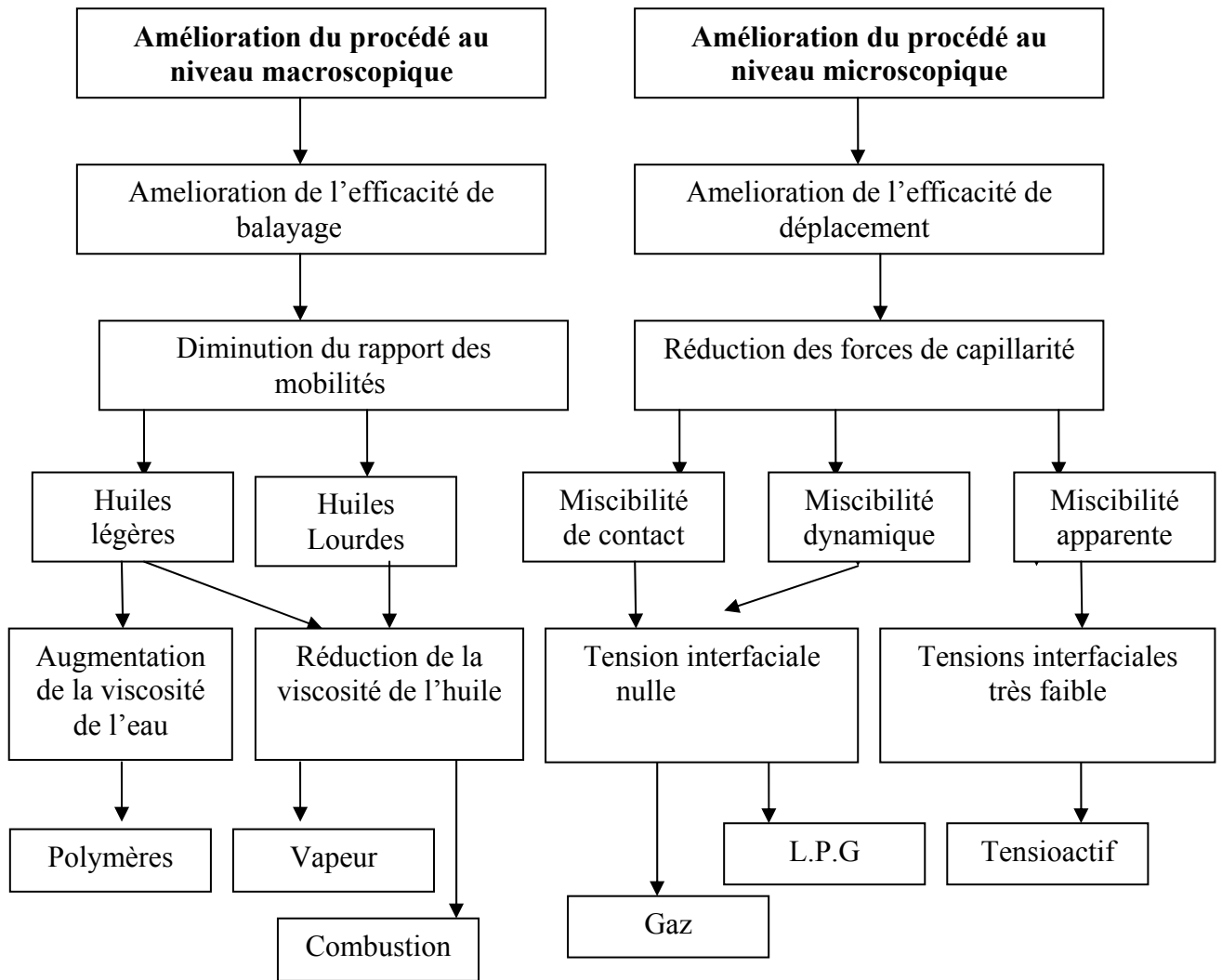
pétrole, ou au gaz de pétrole liquéfié (butane/propane) ou encore de l'eau. Cette dernière pratique est courante mais moins efficace.

1.3.2.2.Récupération tertiaire :

La récupération de type tertiaire agit sur les caractéristiques physiques du pétrole, le terme tertiaire ou EOR (enhanced oil recovery) couvre toutes les méthodes appliquées pour récupérer la fraction d'huile restée piégée dans la formation après la récupération primaire et secondaire. Ces méthodes tertiaires ont attiré beaucoup d'attention pour deux raisons :

- 🚧 L'augmentation des coûts d'exploitation et de forage de nouveaux gisements.
- 🚧 Leur pouvoir d'améliorer la récupération de l'huile de ces puits.

Le choix de la méthode se fait à partir des études techniques et économiques. L'étude consiste à déterminer plusieurs paramètres qui caractérisent le gisement comme : la profondeur, la température du fond, la porosité, la perméabilité, la densité de l'huile, sa viscosité, ainsi que la dépendance de ces différents paramètres entre eux [2,3]. Une partie des méthodes tertiaires permet d'augmenter l'efficacité du balayage du gisement par la diminution du rapport de mobilité. Cela est accessible par l'augmentation de la viscosité de l'eau d'injection (utilisant des polymères) ou bien par la diminution de la viscosité de l'huile de gisement utilisant les méthodes thermiques. L'autre partie des méthodes tertiaires agit sur le paramètre microscopique du gisement qui traduit l'efficacité de déplacement. Ce dernier paramètre traduit la fraction de la saturation originaire de l'huile déplacée des pores de formation. L'huile résiduelle peut être ainsi dépiégée par l'injection de fluides miscibles avec l'huile du réservoir par la réduction de tensions interfaciales [4, 5, 6]. Le but de ces méthodes est d'améliorer l'efficacité de balayage superficiel et vertical (macroscopique) et l'efficacité de déplacement E_d (microscopique) pour récupérer plus d'huile. Ces deux niveaux d'action permettent une classification des méthodes de récupération tertiaires suivant qu'elles font appel principalement à l'un ou à l'autre de ces moyens d'amélioration (**Table.I.1**).



Polymère: injection d'eau chargée en polymère.

Vapeur: stimulation de puits ou balayage à la vapeur.

Combustion : combustion sèche ou humide in situ

L.P.G : injection de gaz de pétrole liquéfié.

Gaz: injection soit de gaz riche (C2-C6) soit de gaz pauvre (C1) ou de CO₂ à haute pression.

Tensioactif : injection de solution aqueuse de tensioactif ou de microémulsion.

Tableau I.1: Les principales méthodes de récupération assistée.

1.2.2.2.1: Méthodes miscibles:

L'objectif primaire des méthodes miscibles est de déplacer l'huile de gisement avec un fluide qui est totalement miscible avec ce dernier. Selon les conditions de contacts du fluide injecté avec l'huile de formation, on distingue deux formes de miscibilité : la Méthode de premier contact miscible (FCM) et la Méthode multi contact miscible (méthode dynamique ou MCM).

1.2.2.2.1.1 Méthodes de premier contact miscible (FCM):

Ici, le fluide injecté est miscible en premier contact avec l'huile. Cette méthode est dite aussi miscibilité naturelle. Parmi les fluides utilisés pour cette méthode, on cite : le Gaz de pétrole liquéfié (LPG) et tous les autres hydrocarbures dont le point figuratif de leur composition est situé dans la zone supercritique S (zone S, **Figure I.1**). Ces fluides sont miscibles naturellement avec l'huile en condition de température et de pression de gisement.

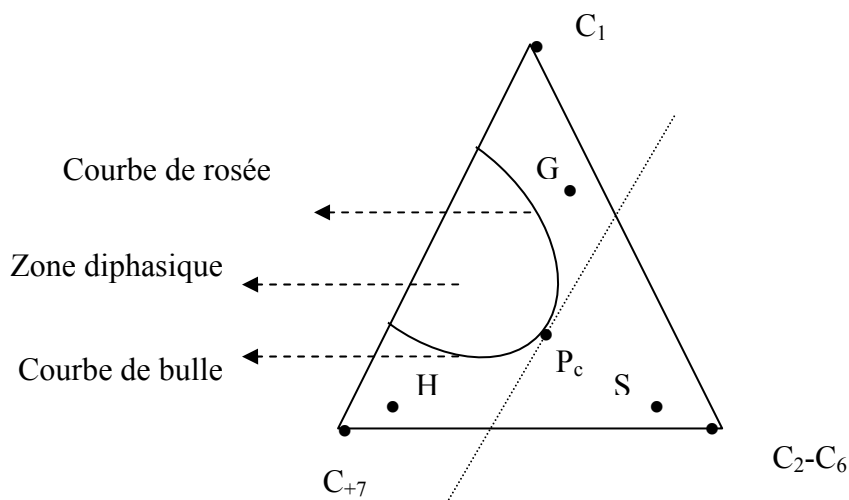


Figure I.1 : illustration des fluides miscibles en premier contact avec l'huile

Les hydrocarbures de C_2 à C_6 sont miscibles naturellement avec l'huile [7]. En pratique, le LPG est injectée avec un volume de 5% de volume poreux (petit volume), suivi d'un volume important d'un gaz moins cher, comme le méthane ou le gaz naturel.

1.2.2.2.1.2 Méthode dynamique :

Elle est appelée aussi méthode de multi contact miscible ou injection d'hydrocarbure, cette méthode exige des conditions de température, de pression et des compositions d'huile bien appropriée pour produire l'échange de composantes entre la phase injectée et la phase déplacée. Par conséquent, elle permet de créer une zone de miscibilité (zone de mélange). Il existe deux formes pour cette méthode :

1.2.2.2.1.2.1 Injection de gaz pauvre dans une huile légère à haute pression :

Ce procédé est appelé " high pressure gas drive". Il faut injecter le gaz à une pression de gisement assez élevée afin d'avoir une zone diphasique réduite et donc une plus grande possibilité d'obtention de la miscibilité (couple G_1 — H_1 , Figure I.2). Ce cas est appliqué au champ de Hassi-massoud (gaz de production injecté à une pression en tête $P_t \approx 400$ bars [7])

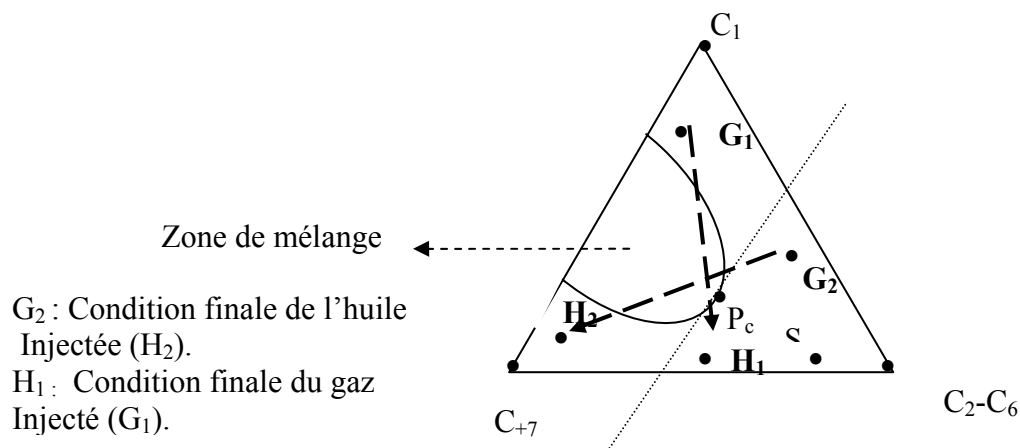


Figure I.2 Illustration de la miscibilité dynamique

1.2.2.2.1.2.2 Injection de gaz riche (ou enrichi de $C_3 - C_4$):

Cette méthode s'applique sur les huiles assez lourdes, le procédé est appelé "condensing gas drive", le gaz enrichit l'huile dans la zone de mélange (**Figure I.2**) couple $G_2 - H_2$.

1.2.2.2.1.2.3 Injection de CO_2 :

L'injection du gaz carbonique peut être mise en œuvre, soit à l'état gazeux, soit dissous dans l'eau, soit de bouchon alterné [7], la très grande miscibilité du gaz carbonique dans les huiles se traduit par :

- ✚ Une diminution très importante de la viscosité de l'huile, une légère augmentation de la viscosité de l'eau. Cette propriété entraîne une amélioration importante de la mobilité de l'huile dans le gisement.
- ✚ Un accroissement de volume de l'huile de l'ordre de 10 à 20 %.
- ✚ Une réduction de la densité de l'huile [8, 9].
- ✚ Des valeurs faibles de tension interfaciale. Sous forme gazeuse et avec une pression suffisante, on peut atteindre la miscibilité avec l'huile de la formation.
- ✚ Une action sur les roches carbonatées ou argileuse (empêche leur gonflement et le colmatage du milieu poreux).

Le CO_2 peut être injecté simultanément avec l'eau afin de diminuer la perméabilité relative au CO_2 et par conséquent, sa mobilité. Cette technique est appelé WAG (water alternative gas) [9].

1.2.2.2.2 Méthodes chimiques :

Cette appellation vient du fait que ces procédés consistent à injecter des produits chimiques en solution dans l'eau injectée. Deux procédés sont essentiellement employés.

1.2.2.2.1 Injection de solution de polymère (eau chargée en polymère) :

Le but est d'améliorer l'efficacité de balayage en augmentant la viscosité de l'eau, ce qui a pour effet de réduire le rapport de mobilité et de la rendre favorable ($M < 1$), par la suite le front est stabilisé, d'où un meilleur balayage. La viscosité de l'eau peut ainsi être augmentée à environ 50 fois ou plus que celle de l'eau seul [10]. (Figure I.3).

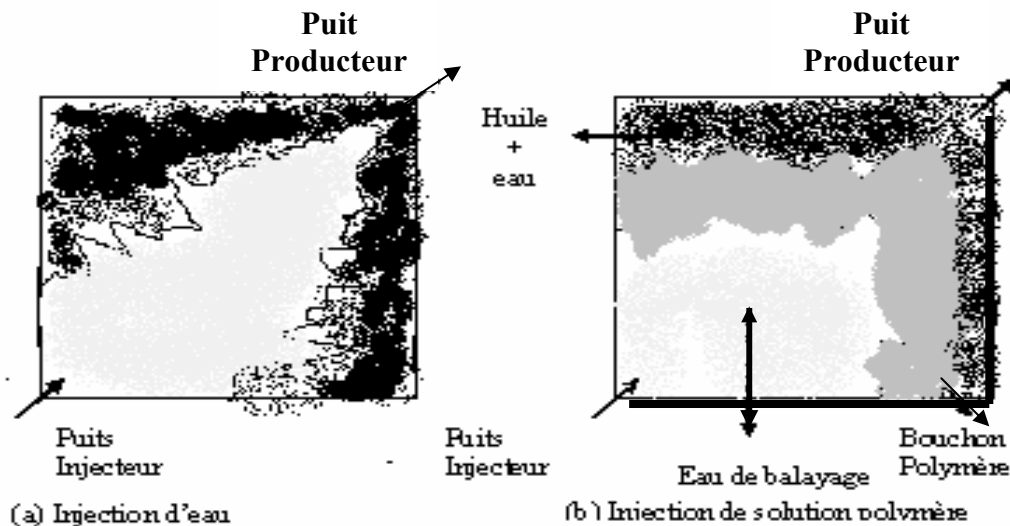


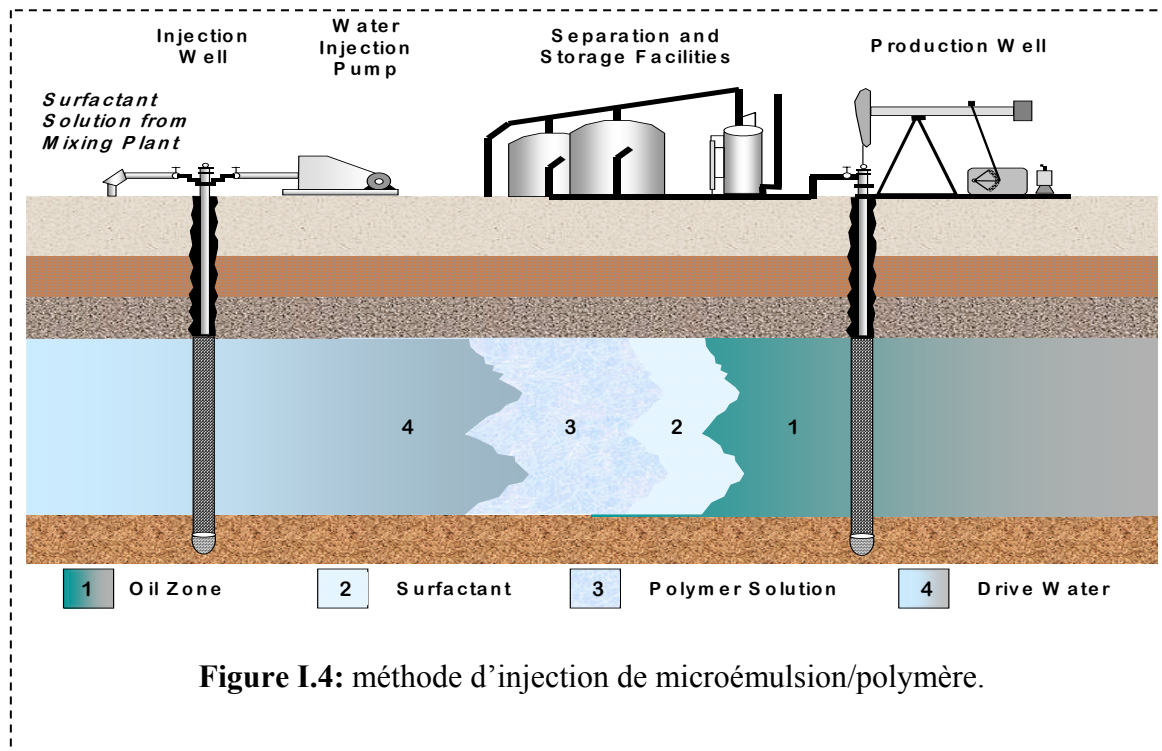
Figure I.3 (a): Illustration de la méthode d'injection d'eau
(b): Illustration de la méthode d'injection de polymère.

Le volume du bouchon polymère injecté peut varier de 50% à 100% de volume des pores. La solution de polymère est sensible au type et la salinité de l'eau de formation (la salinité limite exigée pour la méthode est 50 g/l) [11].

1.2.2.2.2 Méthode de microémulsion/polymère :

Le but de la méthode est d'améliorer l'efficacité de déplacement par la diminution des forces capillaires et d'augmenter l'efficacité de balayage (l'effet de polymère), en injectant un fluide miscible avec l'huile de gisement. La méthode a plusieurs appellations qui sont utilisées dans la littérature: microémulsion, micellaire, solution soluble, tensioactif. Cette méthode sera présentée en détail ultérieurement.

L'utilisation d'un bouchon de microémulsion, suivi d'un bouchon d'eau chargé en polymère donne de très bons résultats. Ce procédé a été réalisé dans plusieurs gisements dans le monde. On peut citer comme exemple, le gisement de Chateanard (Bassin parisien sud) La récupération a été de 70%, un très bon résultat mais à quel prix! La méthode est illustrée dans la **figure I.4**.



1.2.2.2.3 Méthode thermique:

Le but des méthodes thermiques est de diminuer la viscosité de l'huile de formation, cela se fait par l'injection des fluides fournissant de l'énergie thermique au gisement. On peut distinguer deux types de méthodes selon le mode de production de l'énergie.

1.2.2.2.3.1 Production en surface:

Cette production est obtenue par l'injection des fluides chauds. Ces fluides servent d'agent caloporteur. Les études de L.O. et MunGan [12] montrent que la saturation de l'huile résiduelle diminue en fonction de l'augmentation de la température du fluide déplaçante. Ceci fait apparaître l'intérêt des méthodes thermiques pour l'amélioration du taux de balayage du gisement.

Les méthodes thermiques les plus utilisées sont: l'injection d'eau chaude, l'injection de vapeur d'eau et la combustion in situ. La méthode d'injection d'eau chaude n'est pas efficace par rapport aux deux autres méthodes thermiques, cela est dû aux pertes très fortes de la chaleur dans les épontes, qui entraînent une diminution plus rapide de la température dans le sens de l'écoulement. La **Figure 1.5** nous montre la récupération en huile par l'application de l'injection d'eau chaude, froide et de vapeur d'eau [13].

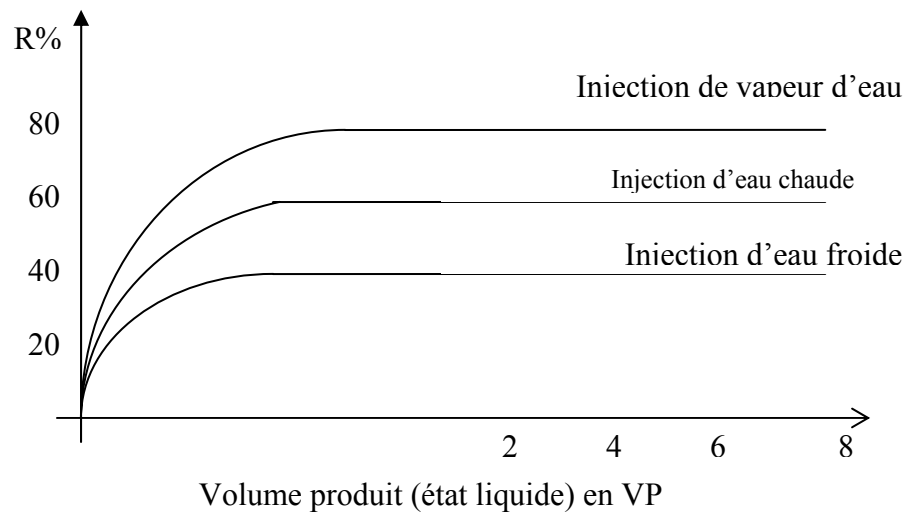


Figure I.5 : Comparaison des déplacements par l'eau froide, l'eau chaude et la vapeur d'eau.

1.2.2.2.3.2 Combustion in situ : elle peut être directe, inverse ou humide :

1.2.2.2.3.2.1 Combustion sèche directe (combustion sèche à co_courant) :

Cette forme est la plus utilisée parmi les méthodes de combustion, elle est appelée sèche parce que l'air est injecté seul sans l'eau et directe parce que le feu est mis au fond du puits où l'air est injecté (puits injecteur). Dans ce procédé, le front de combustion agit comme un piston qui pousse devant lui les fractions de l'huile non brûlée du pétrole brut. Cette méthode est utilisée en Roumanie pour l'exploitation d'un gisement de l'huile lourde, d'une profondeur de 100 m, la récupération a été de 50% [7].

1.2.2.2.3.2.2 Combustion inverse:

Elle s'appelle aussi la combustion sèche inverse. Ici l'air est injecté jusqu'à ce qu'il arrive le fond du puits producteur, la mise du feu est déclenchée par un système électrique au fond du puits (puits producteur), il y a déplacement à contre courant du front de combustion par rapport à la direction de l'écoulement de l'hydrocarbure du gisement. Cette méthode est très peu utilisée.

1.2.2.2.3.2.3 Combustion à co-courant combinée à l'injection de l'eau

(combustion humide) : Dans cette forme de combustion, l'eau est injectée simultanément avec l'air après le démarrage du processus de combustion, l'eau injectée sert à absorber la chaleur emmagasinée dans la matrice et à la transporter, ce qui permet par la suite de déplacer l'huile non brûlée [13].

1.3 Choix de la méthode :

Le choix de la méthode de récupération du pétrole se base sur la connaissance des paramètres pétrophysiques du gisement, parmi ces paramètres, on cite la profondeur, la perméabilité et la viscosité de l'huile. Les **Tableaux 1.1, 1.2 et 1.3** donnés par Tabber et F. David Martin [14] représentent qualitativement le domaine de faisabilité pour chaque méthode en fonction des paramètres précédents. Par exemple, la méthode d'injection de CO₂ est recommandée pour les huiles légères (de degré de API > 22°) et de viscosité inférieure à 10 Cp. Par contre, la méthode d'injection de microémulsion/ polymère donne de bons résultats de récupération pour la viscosité de l'huile inférieure à 5 Cp, pour une perméabilité de la formation supérieure à 100 mD et de profondeur inférieure à 2500m, mais à condition que la température soit inférieure à 93°C pour empêcher le problème de dégradation du tensioactif.

Table 1.2 les profondeurs limite pour les méthodes de récupération assistée [17].

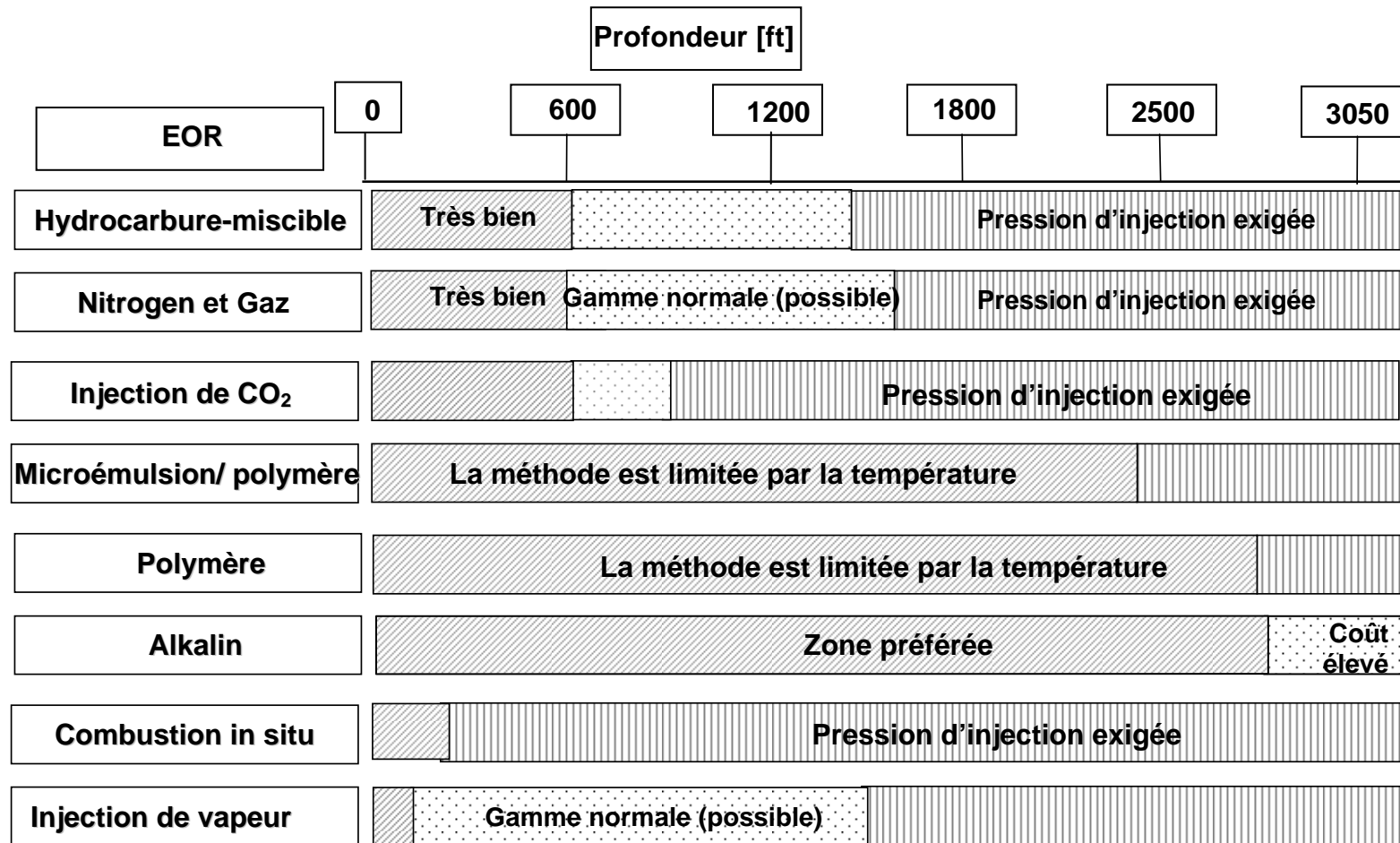
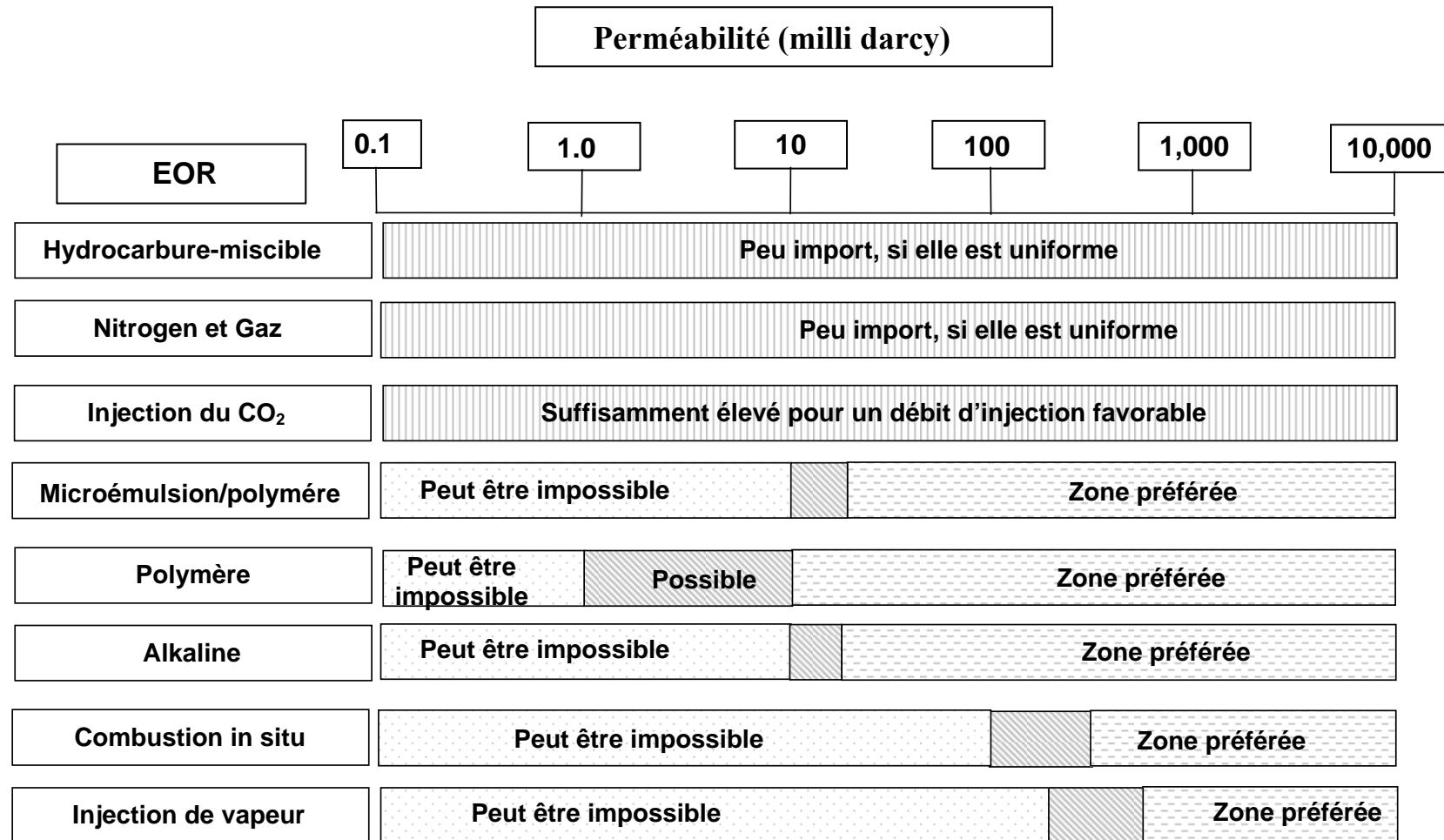


Table 1.3 viscosité de l'huile préférée pour chaque méthode de récupération assistée [17].

		Viscosité de l'huile - Centpoises en conditions du réservoir							
EOR Method		0.1	1.0	10	100	1,000	10,000	100,000	1,000,000
Hydrocarbure-Miscible		Très bien	Bien	Très difficile			N'est pas faisable		
Nitrogen et Gas		Bien		Très difficile					
Injection duCO ₂		Très bien	Bien	Très difficile					
Microémulsion/polymère		Bien	Faisable	Très difficile					
Polymère		Bien Faisable			Difficile		N'est pas faisable		
Alcaline		Bien Faisable			Très difficile		N'est pas faisable		
Combustion in situ		Pas efficace		Bien			N'est pas faisable		
Injection de vapeur		Economiquement non faisable			Bien				

Table 1.4 : perméabilité limite pour chaque méthode de récupération assistée [17]



1.4 Conclusion:

L'implantation des projets de récupération assistée du pétrole est chère et coûteuse en temps et en argent, cependant une étude complète sur la nature du réservoir, ainsi qu'une étude technico-économique est indispensable pour maximiser les revenus de production du gisement[11, 15].

Chapitre 2, Partie 1 :

**Notions fondamentales sur
l'écoulement microscopique dans un
milieu poreux**

2.1.1 Introduction:

L'importance des méthodes tertiaires de récupération du pétrole réside dans son pouvoir de déplacer les gouttelettes résiduelles ainsi piégées après la récupération primaire et secondaire. Le déplacement de la fraction d'huile piégée dépend de trois facteurs :

a. A l'échelle du gisement (macroscopique) :

i. Efficacité du balayage superficiel (E_s): donnée par

$$E_s = \frac{\text{surface de balayage horizontale}}{\text{surface totale horizontale}} \dots\dots\dots(2.1.1)$$

ii. Efficacité de balayage vertical (E_v): donnée par

$$E_v = \frac{\text{surface de balayage verticale}}{\text{surface totale verticale}} \dots\dots\dots(2.1.2)$$

b. A l'échelle des pores du gisement (microscopique) :

L'efficacité du déplacement est donnée par :

$$E_d = \frac{S_{hi} - S_{hr}}{S_{hi}} = \frac{1 - S_{hr} - S_{ei}}{1 - S_{ei}} = 1 - \frac{S_{hr}}{1 - S_{ei}} \dots\dots\dots(2.1.2)$$

2.1.2 L'efficacité de balayage :

2.1.2.1 L'efficacité de balayage superficiel :

Elle dépend de M (rapport de mobilité entre la phase déplacée et la phase déplaçante) et de WOR (rapport eau/huile produit). Généralement, La production est considérée inutile lorsque le pourcentage d'eau (Water cut) atteint 90% à 99%. L'efficacité du balayage superficiel est d'autant meilleure que le rapport de mobilité est faible et le WOR également [10].

2.1.2.2 L'efficacité du balayage vertical :

Ce paramètre permet de rendre compte d'éventuels effets de ségrégation des fluides par gravité et des éventuelles hétérogénéités du milieu poreux ; cette efficacité est une

fonction décroissante de la différence des masses volumiques des fluides et du rapport des mobilités.

2.1.3 L'efficacité de déplacement (E_d):

Elle rend compte de l'importance du piégeage capillaire qui dépend de la géométrie des pores et des forces de surface directement liées à la tension interfaciale eau/huile et à la mouillabilité de la roche appréciée à l'aide du concept de l'angle de contact. Elle est très sensible à la présence d'éventuelles hétérogénéités dans le réservoir. Donc bien connaître les valeurs des forces capillaires et visqueuses, nous permet de contrôler les taux de récupération de l'huile par l'application des méthodes de EOR, qui agissent sur le paramètre de l'efficacité de déplacement.

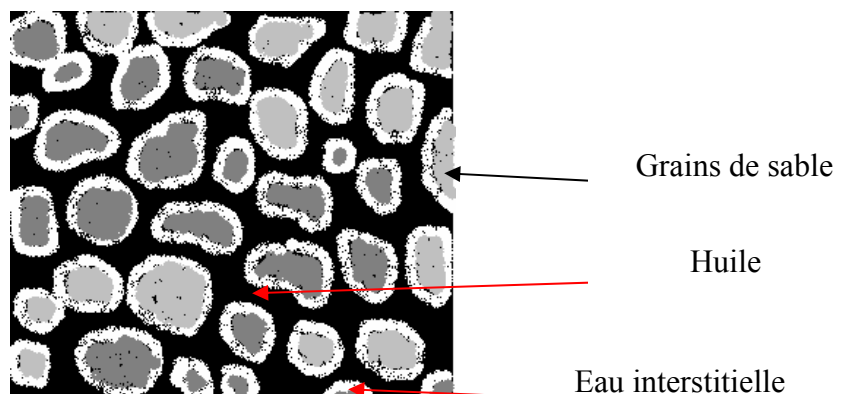
La partie suivante montre en bref, le lien entre les forces capillaires et le piégeage y compris le rôle des forces interfaciales (tensions interfaciales), la mouillabilité de la roche et la pression capillaire. Willite [16] a présenté une étude détaillée sur ce sujet.

2.1.4 Force capillaire :

2.1.4.1 Tension de surface et la IFT :

Lorsque les phases non miscibles coexistent à l'échelle des pores du gisement, les énergies des interfaces prennent place et influent sur la distribution des saturations de différentes phases et sur leurs déplacements à travers ces pores. La **Figure 2.1.1** montre l'existence de l'huile et de l'eau dans la formation avant l'injection d'eau (récupération secondaire).

Figure 2.1.1 : piégeage de l'huile et de l'eau entre les grains de la roche



Les interactions entre les différentes phases à l'échelle des pores sont contrôlées par leurs tensions interfaciales σ_{eh} (eau/huile), σ_{se} (solide/eau) et σ_{sh} (solide/huile). La tension interfaciale d'un liquide n'est pas une propriété intrinsèque comme le sont sa viscosité ou sa masse volumique, cette tension interfaciale résulte de la non identité des interactions moléculaires de part et d'autre d'une surface de séparation. Le concept de tension interfaciale caractérise la proportionnalité entre le travail moléculaire et la variation d'aire de l'interface [17]. Considérons la surface libre entre un liquide et sa vapeur, représentée dans la **figure 2.1.2**, où A, B et C représentent les molécules de liquide : les molécules qui se trouvent à l'intérieur du liquide sont en équilibre comme la molécule A, par contre les molécules B et C qui sont à la surface libre ou relativement proches, sont soumises à une force résultante dirigée vers l'intérieur du liquide. Cette force est traduite par le terme de force de surface (air/liquide) ou par le terme de force interfaciale (liquide/liquide). La tension interfaciale est la force moléculaire appliquée par unité de longueur de la surface interfaciale de l'huile. Le rapport de force interfaciale appliquée sur l'unité de longueur de l'interface définit la tension interfaciale de l'unité N/m.

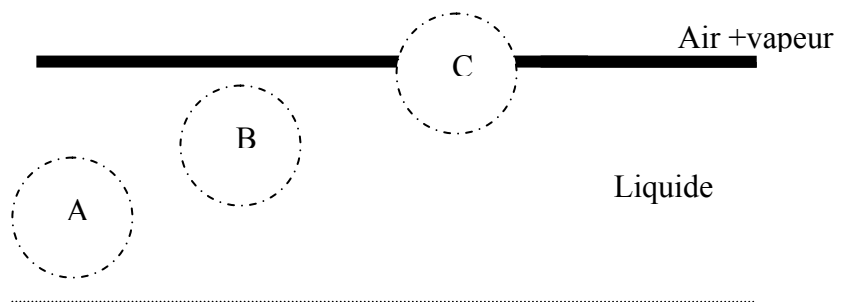
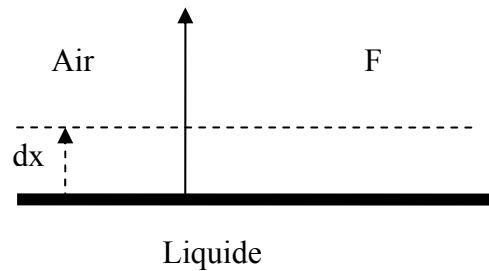


Figure 2.1.2 : la position des molécules dans le liquide

Admettant que la force interfaciale déplace l'élément de longueur "L" d'une distance élémentaire "dx", créant une nouvelle surface $dA=L \cdot dx$, le travail fourni est $\sigma \cdot dx = dw$,

La tension interfaciale se définit aussi comme le travail nécessaire pour créer une surface unité $L \cdot dx$ [10] (**Figure 2.1.3**).

Figure 2.1.3 force F appliquée sur un élément de longueur L , déplacé de dx



Le **tableau 2.1.1** donne quelques valeurs de tension interfaciale à l'interface eau/ huile (brut).

Tableau 2.1.1 IFT entre l'eau et le brut pour quelques gisements de l'USA [10].

Reservoir	Type de gisement	Viscosité (cp)	IFT (dyn/cm)
West dalta	offshors	30,4	17,5
Fairfort	Kansas	5,3	20,8
Rhodes pool	Kansas	43,4	30,5
Bradford	Pennsylvania	2,8	9,9

2.1.4.2 La mouillabilité à la surface solide :

La distribution des saturations dans le gisement est aussi affectée par les forces qui règnent à l'interface solide/liquide. Lorsque deux fluides non miscibles sont placés en contact avec une surface solide, généralement l'une des phases fluide est attirée vers la surface solide plus que l'autre. La phase qui montre une forte affinité vers la surface solide est appelée la phase mouillable. La mouillabilité à la roche influe sur la nature des fluides en contact, les distributions des saturations et les perméabilités des fluides en place. La **Figure 2.1.4** montre l'effet de la mouillabilité sur la distribution des saturations (Pour deux cas (a) : roche mouillable à l'eau. (b) : roche mouillable à l'huile.

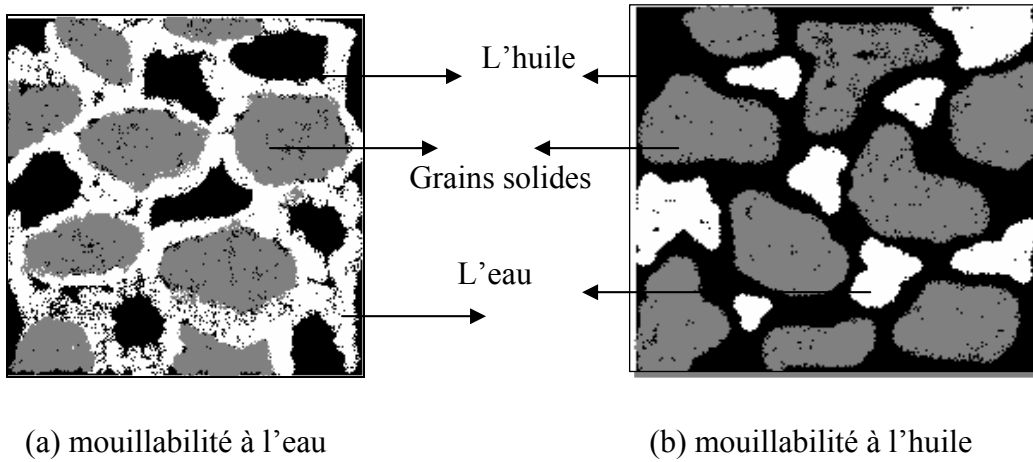


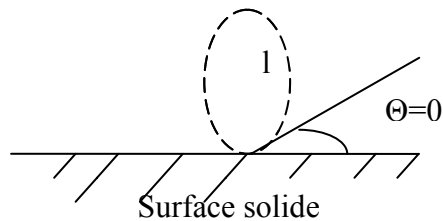
Figure 2.1.4 : l'effet de la mouillabilité sur les saturations

La mouillabilité à une surface solide est caractérisée par l'angle de contact. Selon la valeur de l'angle, on distingue quatre possibilités de mouillabilités.

- a) $\Theta = 0^\circ$: la cohésion du liquide posé sur la surface solide est plus forte que les forces attractives non compensées du solide (le liquide ne s'étale pas sur la surface solide)

(Figure 2.1.5) .

Figure 2.1.5 : l'angle de mouillage à l'interface



Si la cohésion du solide est plus importante que celle du liquide, l'étalement de la phase liquide est possible. La phase liquide possédant une tension interfaciale plus faible au contact de la surface solide, c'est elle qui s'étale sur la surface solide [24] (Figure 2.1.6).

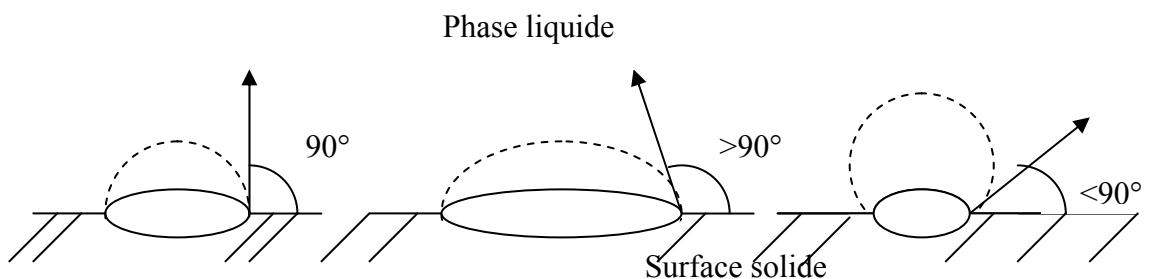


Figure 2.1.6 illustration des angles de mouillages

Dans le cas de contact de trois phases huile, eau, roche, l'équation des forces agissant sur le point de contact s'écrit comme suit :

$$\sigma_{hs} - \sigma_{es} = \sigma_{he} \cos \Theta \dots\dots\dots(2.1.3)$$

σ_{he} est la tension interfaciale eau/huile. Cette valeur est mesurable par plusieurs méthodes: tube capillaire, goutte tournante, goutte pendante..., σ_{hs}, σ_{es} sont les tensions interfaciales huile/solide et eau/solide respectivement. Leurs mesures sont, à ce jour, impossible [10]. La **Figure 2.1.7** montre les tensions interfaciales en présence des trois phases eau, huile et surface solide (roche).

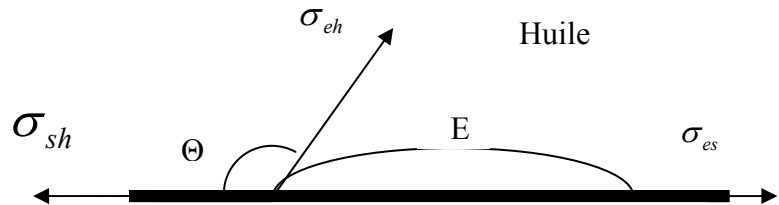


Figure 2.1.7 Tension interfaciale entre deux fluides non miscibles et la surface solide

Si :

- i). $\theta > 90^\circ$: la roche est mouillable à l'huile
- ii). $\theta < 90^\circ$: la roche est mouillable à l'eau
- iii). $\theta = 0$: la roche est totalement mouillable à l'eau et non à l'huile (c'est le cas de gisement de Tin Fouyé)[26].

2.1.4.3 Pression capillaire:

Le concept de pression capillaire a été établi formellement avant celui de la tension interfaciale. Il en résulte de nombreux travaux s'attachant à décrire et quantifier la forme des interfaces en relation avec les pressions des fluides. Comme l'interface est soumise à des tensions, la différence de pression existe le long de l'interface. Cette pression est appelée

pression capillaire. La **Figure 2.1.8** montre l'augmentation de la hauteur piezométrique de l'eau dans le tube capillaire, étant donné que la phase supérieure est de l'huile.

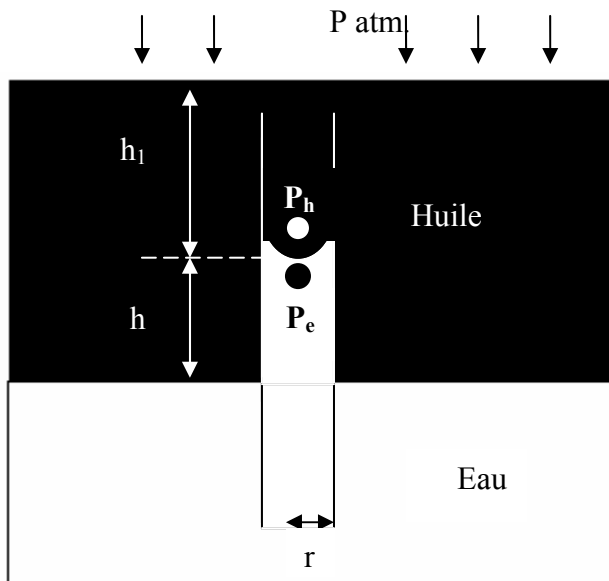


Figure 2.1.8 pression capillaire causée par les tensions interfaciale dans le tube capillaire

Les P_h , P_e représentées dans la **Figure 2.1.8** représentent respectivement la pression de l'huile juste au-dessus et au-dessous de l'interface. A l'équilibre, on écrit:

$$P_h = P_{atm} + \rho_0 g h_1 \dots\dots\dots(2.1.4)$$

$$P_e = P_{atm} - \rho_e g h + \rho_h g (h + h_1) \dots\dots\dots(2.1.5)$$

la soustraction de (2.1.5)-(2.1.4) permet d'écrire :

$$P_h - P_e = h (\rho_e - \rho_h) . g = P_c \dots\dots\dots(2.1.6)$$

La différence de pression de part et d'autre de l'interface est appelée pression capillaire. D'autre part, aux conditions d'équilibre statiques, la force interfaciale s'équilibre avec la force de gravité agissant sur la colonne d'eau de hauteur h , et on l'écrit :

*Tension interfaciale *périmètre mouillé = force de gravité agissant sur la colonne d'eau.*

$$\{ \sigma_{he} \cos \Theta \} 2\pi r = \pi r^2 . h . (\rho_e - \rho_h) . g \dots\dots\dots(2.1.7)$$

$$\Rightarrow \sigma_{he} = \frac{r . h . (\rho_e - \rho_h)}{2 . \cos \Theta} . g \dots\dots\dots(2.1.8)$$

Introduisant l'équation (2.1.8) dans l'équation (2.1.6) nous trouvons :

$$\sigma_{he} = \frac{r.P_c}{2.\cos\Theta} \dots\dots\dots(2.1.9)$$

$$\text{d'où : } P_c = \frac{2.\sigma_{he}.\cos\Theta}{r} \dots\dots\dots(2.1.10)$$

La pression capillaire P_c peut être positive comme elle peut être négative. Le signe traduit la zone forte en pression. Le modèle de tube capillaire est un modèle idéal, simplifiant le modèle du piégeage réel existant dans le gisement. Un autre modèle décrivant le piégeage dans les pores est donné par Plateau [10], exprimé par l'équation suivante :

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \dots\dots\dots(2.1.11)$$

Cette loi est aussi appelée loi de Laplace [20].

Willhite [16] a traité expérimentalement l'effet de la pression capillaire sur la distribution des saturations d'eau dans la formation, et d'autres chercheurs comme Craig [20] l'ont confirmé.

2.1.5 Forces visqueuses :

Les forces visqueuses sont exprimées par la perte de charge produite lors de l'écoulement du fluide dans le milieu poreux. L'une des approximations les plus simples, utilisées pour le calcul des forces visqueuses est de considérer le milieu poreux comme un ensemble de tubes capillaires parallèles entre eux ; de nombre n et de même rayon r , l'écoulement du fluide à travers ce paquet de tubes est donné par la loi de Poiseuille [8] :

$$\Delta p = - \left(\frac{8.\mu.L.\bar{v}}{r^2 g_c} \right) \dots\dots\dots(2.1.12)$$

avec : g_c est une constante.

La perte de charge peut s'écrire sous forme de loi de Darcy [10] :

$$\Rightarrow \Delta P = - 0.158 \frac{\mu.L.\varphi.\bar{v}}{k} \dots\dots\dots(2.1.13)$$

avec : Δp = perte de charge à travers le milieu poreux, psi ; \bar{v} = vitesse moyenne du fluide, ft/D ; L = la longueur du tube en ft ; μ = viscosité, Cp ; K = perméabilité du milieu, darcy

Pour un paquet de tube capillaire de même rayon r, la perméabilité est donnée par :

$$K = 20 * 10^6 . d^2 . \phi \dots\dots\dots(2.1.14)$$

Avec k = perméabilité du paquet de tubes, Darcy ; d diamètre d'un tube capillaire, pouce ; et ϕ la porosité effective du paquet des tubes.

2.1.6 Le piégeage de l'huile au niveau microscopique :

Le mécanisme de piégeage de l'huile n'est pas encore clairement défini et il n'existe pas dans la littérature des équations mathématiques qui le décrivent [10]. Le mécanisme de piégeage est gouverné principalement par les facteurs suivants :

- ✚ la structure des pores de la formation.
- ✚ l'interaction fluide/roche, traduite par la notion de mouillabilité.
- ✚ l'interaction fluide/fluide traduite par la notion de tension interfaciale (IFT) et souvent par les instabilités d'écoulement.

Parmi les modèles qui existent dans la littérature et qui décrivent partiellement le phénomène de piégeage nous pouvons citer :

2.1.6.1 le modèle à un seul capillaire (effet de Jamine):

Une goutte d'huile en écoulement dans un milieu poreux, va tôt ou tard rencontrer un étranglement. En fonction du gradient de pression lié à l'écoulement, qu'elle peut passer ou non l'étranglement, les calculs [21] montrent que le gradient de pression nécessaire pour dépiéger la goutte non mouillée à travers le système capillaire (pore) est très élevé. Ce phénomène est appelé effet de Jamine. Il est traité par plusieurs chercheurs : Gardescu

[21], Muskat [22], Bethel [23] et Tabber [24]. Cette analyse ou modèle, utilise le concept de tension interfaciale, de mouillabilité et de pression capillaire (**Figure 2.1.9**).

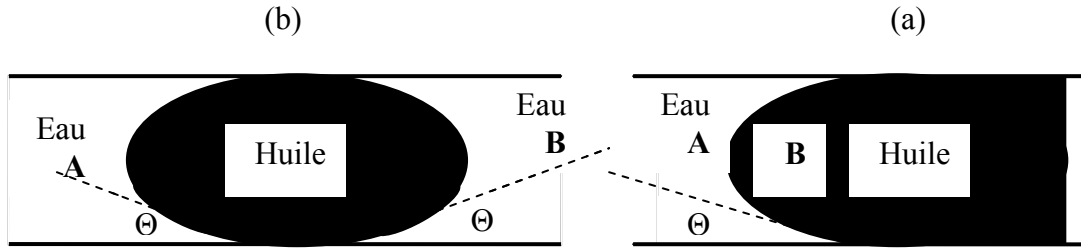


Figure 2.1.9 : (a) goutte d'huile piégée entre deux phases d'eau.
(b) interface eau/huile.

La **Figure 2.1.9** montre deux cas possibles de dimension de la goutte piégée (huile), une gouttelette très longue (a), et une gouttelette en contact des deux cotés avec la phase mouillable (b) (eau). La pression à l'interface pour le cas (a) est donnée uniquement par la pression capillaire :

$$P_A - P_B = P_c = \frac{2 \sigma_{he} \cos \Theta}{r} \dots\dots\dots(2.1.15)$$

La différence de pression pour la gouttelette (b) est exprimée par:

$$P_A - P_B = \left(\frac{2 \sigma_{he} \cos \Theta}{r} \right)_A - \left(\frac{2 \sigma_{he} \cos \Theta}{r} \right)_B \dots\dots\dots(2.1.16)$$

Pour ce dernier cas, trois formes sont possibles:

🚦 $\Theta_A = \Theta_B$ et $r_A \neq r_B$. l'équation (2.1.16) s'écrit :

$$P_B - P_A = 2 \sigma_{he} \cos \Theta \left(\frac{1}{r_A} - \frac{1}{r_B} \right) \dots\dots\dots(2.1.17)$$

🚦 $\Theta_A \neq \Theta_B$ et $r_A = r_B = r$. l'équation (2.1.16) s'écrit :

$$P_B - P_A = \frac{2 \sigma_{he}}{r} (\cos \Theta_A - \cos \Theta_B) \dots\dots\dots(2.1.18)$$

Si les paramètres : Θ , r et σ sont connus. Le dépiégeage de la phase non mouillée et possible par l'application du gradient de pression calculé à partir de l'équation (2.1.16).

Les calculs sur les équations précédentes (2.1.16, 2.1.17 et 2.1.18) montrent que les forces de piégeages sont très importantes. Les débits utilisés dans la méthode d'injection d'eau en pratique, reste loin pour surmonter les forces capillaires existant dans le gisement. Par conséquent la modification des paramètres de pression capillaire comme la tension interfaciale est plus accessible [10].

2.1.6.2 Modèle de double capillaire:

Certains chercheurs, ont remarqués que pour des pressions d'injection d'eau, généralement inférieures à la pression de déplacement, il y a invariance de degré de saturation en fluide non mouillant (l'huile) (**Tableau 2.1.2**). Ce mécanisme à été expliqué par l'isolement de fluide non mouillant par le fluide mouillant (l'eau) [19]. Ceci est démontré par le modèle de double capillaire. Willhite [16] et Stegmeier [25] ont présenté une analyse sur le modèle. L'eau déplace l'huile de deux pores de rayon r_1 et r_2 , connectés entre eux par leurs extrémités A et B, de rayon r_1 , r_2 avec $r_1 < r_2$ (**Figure 2.1.10**). Les effets capillaires sont présentés en considérant que la paroi solide est mouillable à l'eau, et que la phase mouillante et la phase mouillée ont des densités et des viscosités identiques.

Débit d'injection en aval (ft/D)	Saturation en huile résiduelle (S_{hr})		
	Terpedo	Elgin	Beria
West dalta			
2	41,6	48,2	49,5
200	33,8	32,3	39,5
2 suivis par 200	38,1	44,5	42,6

Tableau 2.1.2 : Effet de débit d'injection sur la saturation en huile résiduelle

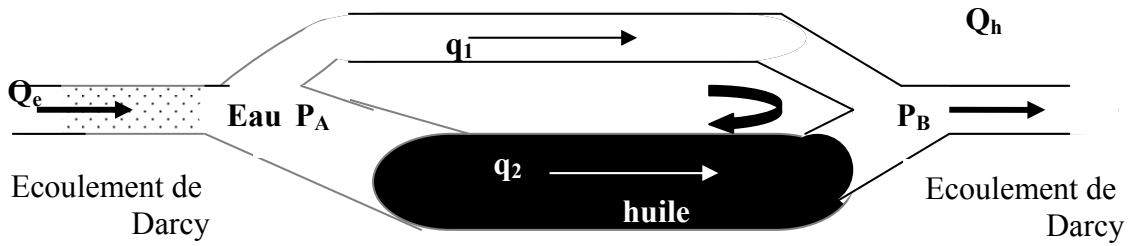


Figure 2.1.10 illustration du modèle de double pore (par Willhite [16])

En régime établi et laminaire de l'écoulement, la perte de charge dans le pore d'indice 'i' est donnée par l'équation de Poiseuille :

$$\Delta P_i = -\frac{8 \mu L_i}{r_i^2} \cdot \bar{v}_i \dots \dots \dots (2.1.19)$$

La paroi des pores supposée mouillable à l'eau, la différence de pression de part et d'autre de l'interface A et B est donnée par la formule de la pression capillaire :

$$P_c = P_{hi} - P_{ei} = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \Theta}{r_i} \dots \dots \dots (2.1.20)$$

Donc, la différence de pression entre les régions A et B est due des pertes de charges et aux pressions existantes à l'interface eau/huile.

$$P_B - P_A = P_B - P_{ei} + P_{ei} - P_{hi} + P_{hi} - P_A \dots \dots \dots (2.1.21)$$

$$P_B - P_A = -\frac{8 \mu_e L_e \bar{v}_1}{r_1^2} + \frac{2 \sigma \cos \Theta}{r_1} - \frac{8 \mu_h L_h \bar{v}_1}{r_1^2} \dots \dots \dots (2.1.22)$$

Étant donné: $\mu_e = \mu_h = \mu$ et $L = L_1 + L_2$. L'équation (2.1.22) s'écrit:

$$\Delta P_{AB} = P_B - P_A = \underbrace{-\frac{8 \mu L \bar{v}_1}{r_1^2}}_{\text{perte de charge visqueuse}} + \underbrace{P_{c1}}_{\text{pression capillaire}} \dots \dots \dots (2.1.23)$$

ΔP_{AB} est positif parce que les forces capillaires sont plus dominantes que les forces visqueuses.

La différence de pression qui existe à travers le pore n° 2 s'écrit :

$$\Delta P_{BA} = P_B - P_A = \underbrace{-\frac{8 \mu L \bar{v}_2}{r_2^2}}_{\text{perte de charge visqueuse}} + \underbrace{P_{c2}}_{\text{pression capillaire}} \dots\dots\dots(2.1.24)$$

Pour le modèle de double pores, on obtient le système suivant :

$$\begin{cases} \Delta P_{BA} = -\frac{8 \mu L \bar{v}_1}{r_1^2} + P_{c1} & \text{avec } r_1 < r_2 \\ \Delta P_{BA} = -\frac{8 \mu L \bar{v}_2}{r_2^2} + P_{c2} \end{cases}$$

La seule condition pour laquelle l'huile se déplace à travers le pore 1 et 2 est que les vitesses \bar{v}_1 et \bar{v}_2 soient positives, cela implique que $\Delta P_{BA} < P_{c1}$ et $\Delta P_{BA} < P_{c2}$, mais $P_{c2} < P_{c1}$. La condition de dépiégeage se réduit donc à : $\Delta P_{BA} < P_{c2}$.

$$\Delta P_{BA} < P_{c2} \Leftrightarrow -\frac{8 \mu L \bar{v}_1}{r_1^2} + P_{c1} < P_{c2}$$

$$\Leftrightarrow \frac{-8 \mu L \bar{v}_1}{r_1^2} < P_{c2} - P_{c1}$$

$$\Leftrightarrow \bar{v}_1 > \frac{\sigma}{4 \mu L} \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right) r_1^2 \cos \Theta \dots\dots\dots(2.1.25)$$

La valeur de v_1 donnée par l'équation (2.1.25) est la condition nécessaire pour que l'huile piégée dans le pore 2 se dépiege. La vitesse d'injection v_1 pour que $v_2 = 0$ est importante par rapport aux vitesses d'injections en pratique, ce qui montre que le piégeage de l'huile se fait dans les grands pores, et que l'écoulement de l'huile récupérée se fait à travers les petits pores [10].

2.1.7 Mobilisation de la phase huileuse piégée :

2.1.7.1 Nombre capillaire:

Le nombre capillaire est un nombre adimensionnel, il représente le rapport des forces visqueuses sur les forces capillaires qui influent sur l'écoulement des fluides (eau et l'huile) dans les milieux poreux.

$$N_c = \frac{F_v}{F_c} = \frac{\mu_1 u_1}{\phi \sigma_{12} \cos \Theta} \dots\dots\dots (2.1.26)$$

Les indices 1 et 2 indiquent la phase déplaçante (l'eau) et la phase déplacée (huile) respectivement. μ, u et σ sont exprimés respectivement en poises (ou $\text{kg.m}^{-1}.\text{s}^{-1}$), m.s^{-1} , N.m^{-1} (ou Kg.s^{-2}). Les études expérimentales montrent que le nombre capillaire a un effet très important sur la récupération de l'huile.

Lorsque N_c augmente à 10^{-4} , l'efficacité de déplacement E_d reste constante ($S_{hr}=\text{cst}$). Pour $N_c > 10^{-4}$, l'efficacité de déplacement E_d (donnée par $1 - \frac{S_{hr}}{1 - S_{ei}}$) augmente considérablement, pour $N_c > 10^{-2}$, $E_d \approx 1$ [10].

La valeur du nombre capillaire critique est égale à 10^{-4} . Pour des valeurs de N_c inférieur à 10^{-4} , les forces capillaires sont dominantes, les gouttelettes d'huiles sont piégées dans les grands pores (modèle de double pore) [26]. Lorsque N_c est supérieur à 10^{-4} , les forces visqueuses sont dominantes, ce qui améliore l'efficacité de déplacement.

Le nombre capillaire est modifié généralement par :

- ✚ l'augmentation du débit d'injection.
- ✚ l'augmentation de la viscosité du fluide déplaçant.
- ✚ la diminution de tension interfaciale (IFT).

Les nombres capillaires atteints lors de l'injection de l'eau dans la formation (réservoir) sont de l'ordre de 10^{-6} à 10^{-4} , ce qui implique que l'application des deux dernières conditions (augmentation de la viscosité et diminution de la IFT) demeure indispensable pour améliorer

la récupération de l'huile résiduelle S_{hr} . Les valeurs de N_c précédentes correspondent à une formation mouillable en eau uniquement, les formations fortement mouillables en huile montrent un très faible taux de récupération de l'huile par l'injection d'eau simple. Le nombre capillaire critique de ces formations est plus élevé [26]. En utilisant la loi de Darcy, le nombre capillaire peut s'écrire :

$$N_c = \frac{K_{re} K}{\phi \sigma_{eh}} \left(\frac{\Delta P}{L} \right) \dots\dots\dots(2.1.27)$$

2.1.7.2 Nombre d'Abram :

Abram a suggéré que la corrélation du nombre capillaire donne de bonnes informations si la viscosité de la phase déplaçante et la phase déplacée (huile) sont tenues en

compte par le rapport $\frac{\mu_e}{\mu_h}$, le nombre adimensionnel d'Abram est donné par $N_{ca} \left(\frac{\mu_d}{\mu_h} \right)^{0.4}$

μ_d est la viscosité de la phase déplaçante. Et μ_h est la viscosité de l'huile.

Abram a montré que l'ajout du rapport de viscosité à la corrélation du nombre capillaire minimise la dispersion des mesures et montre une évolution linéaire descendante de la valeur S_{hr} dans l'intervalle de 10^{-6} à 10^{-2} du nombre capillaire [10].

2.1.7.3 Nombre de Tabber :

La difficulté de dépiégeage de l'huile résiduelle est discutée par les travaux expérimentaux de Tabber, où la saturation d'huile résiduelle est balayé par l'eau d'injection. Il a constaté que la saturation S_{hr} ne diminue que si la valeur de nombre de Tabber ; donné par

$\frac{\Delta p}{L \sigma}$ augmente et atteint la valeur critique, proche de 6,0 (Psi/ft)/(dynes/cm), la valeur de

30,0 Psi cm/ dynes ft ou plus, est exigée pour une diminution raisonnable de la saturation en l'huile résiduelle [24].

2.1.8 Les applications de la loi de Darcy:

Le cas le plus simple d'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux est l'écoulement linéaire d'un fluide monophasique par l'effet d'un gradient de pression constant qui est appelé écoulement linéaire stationnaire. Lorsque deux fluides sont présents dans le milieu poreux et que l'écoulement se fait à un gradient de pression non constant, l'écoulement est appelé linéaire stationnaire, si les saturations restent constantes [26]. Si les saturations changent dans le temps (augmentation de la saturation d'eau et diminution de la saturation de l'huile), l'écoulement dans ce cas est appelé écoulement linéaire instationnaire.

Les équations de l'écoulement linéaire ou radial stationnaire d'un fluide compressible ou non compressible sont basées sur la loi de Darcy. Ces équations sont utilisées pour prévenir la production du milieu poreux en une phase donnée (huile).

2.1.8.1 L'équation de Darcy:

Pour exprimer la quantité de fluide qui traverse un milieu poreux de géométrie et de dimension donnée, comme celle présentée en **Figure 2.1.11**, on intègre l'équation de Darcy.

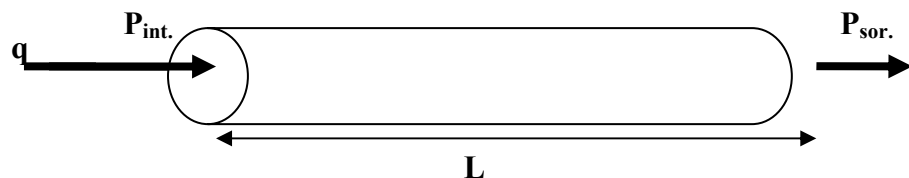


Figure 2.1.11 système d'écoulement linéaire

La loi de Darcy, dans sa forme la plus simple, s'écrit :

$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx} \dots\dots\dots(2.1.43)$$

Cette loi unidimensionnelle a été développée par l'ingénieur Français Henry Darcy (1856), au cours des testes sur l'écoulement de l'eau dans un filtre de sable pour la purification [26]. Darcy a appliqué sa loi uniquement pour l'eau à des faibles vitesses

d'écoulement. Plusieurs chercheurs ont utilisés la loi de Darcy, pour différentes conditions de fluides et de milieu poreux, ils ont constaté que :

- ✚ la loi de Darcy peut être appliquée pour d'autres fluides que l'eau.
- ✚ la constante de proportionnalité entre la vitesse d'écoulement, et le gradient de pression est effectivement le rapport de mobilité $\frac{k}{\mu}$. et
- ✚ la loi de Darcy est indépendante du sens de l'écoulement dans le champ de gravité de la terre [26].

Le gradient de pression exprime, généralement, le gradient de pression du fluide et/ ou le gradient gravitationnel (hydraulique) dû à la pesanteur, cependant les gradients hydrauliques sont généralement, faibles devant les gradients de pression du fluide.

Pour un réservoir d'huile et de gaz, les gradients gravitationnels sont importants et doivent être pris en compte pour l'analyse des performances du reservoir [26].

2.1.8.2 Ecoulements linéaires dans un milieu poreux d'un fluide incompressible :

Les considérations suivantes sont nécessaires pour d'écrire l'équation de base de l'écoulement d'un fluide incompressible ou peu compressible dans un milieu poreux:

- ✚ Les conditions de l'écoulement stationnaire existent.
- ✚ Le milieu est saturé à 100% du fluide en écoulement. La phase immobile peut être présente (S_{ei})[27].
- ✚ La viscosité du fluide est constante.
- ✚ Le milieu est isotherme.
- ✚ Le milieu poreux est homogène et isotrope.
- ✚ La porosité et la perméabilité sont constantes (indépendante de la pression).
- ✚ L'écoulement est laminaire (effet négligeable de la turbulence)
- ✚ La force de gravité est négligeable.

En présence des conditions précédentes, la vitesse apparente est : $v = \frac{q}{A}$ (2.1.44)

La vitesse effective (réelle) est définie par le rapport de la vitesse apparente sur la porosité du milieu, mais si la saturation d'eau irréductible est présente, la vitesse effective s'écrit :

$$v_e = \frac{v}{\phi(1-S_{ei})} \dots\dots\dots(2.1.45)$$

En combinant l'équation (2.1.43) et (2.1.44), on obtient:

$$q = \frac{k A}{\mu} \cdot \frac{d p}{d x} \dots\dots\dots(2.1.46)$$

En intégrant l'équation (2.46) entre les limites 0 et L, P₁ et P₂, on obtient:

$$q = \frac{k A(p_1 - p_2)}{\mu \cdot L} \dots\dots\dots(2.1.47)$$

L'équation (2.1.47) est très utilisée pour les applications des calculs des écoulements en milieux poreux. Utilisant les unités pratiques du domaine du pétrole : *q en bbl / D*, *A en ft²*, *p en psi*, *L en ft* et *K en mD*, l'équation (2.1.47) s'écrit :

$$q = \left\{ \frac{5,615 * 30,48^3}{24 * 60 * 60} \right\} = A(30,48)^2 \frac{k * 10^{-3}}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{L} \cdot \frac{(1/14,7)}{30,48}$$

D'où: $q = 1,127 * 10^{-3} \cdot \frac{k A}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{L} \dots\dots\dots(2.1.48)$

Dans le système d'unité international (SI), l'écoulement d'un débit de 1m³/s est l'écoulement d'un fluide de viscosité de 1 Pa.s dans un milieu poreux de perméabilité de 1µm², à travers une section de 1m², sous un gradient de pression par unité de longueur de 10¹² Pa.m⁻¹ [26].

En intégrant l'équation de Darcy (2.1.46) entre 0 et x, P₁ et P :

$$p_1 - p = \left(\frac{q \mu}{k A} \right) x \dots\dots\dots(2.1.49)$$

Pour $x = L$ et $p = p_2$, l'équation (2.1.49) s'écrit :

$$p_1 - p_2 = \left(\frac{q \mu}{k A} \right) L \dots\dots\dots(2.1.50)$$

Divisant l'équation (2.1.49) par (2.1.50) on obtient l'équation suivante:

$$p = \left(p_2 - p_1 \right) \frac{x}{L} + p_1 \dots\dots\dots(2.1.51)$$

Cette équation montre que l'évolution de la pression pour un écoulement linéaire et stationnaire est une fonction linéaire de la distance.

2.1.8.3 La loi de Darcy et la loi de Poiseuille :

La loi de Darcy pour un écoulement linéaire d'un fluide incompressible dans un milieu poreux perméable et la loi de poiseuille pour un écoulement d'un fluide visqueux dans un tube capillaire sont entièrement similaires ou semblables.

La forme générale de l'équation de poiseuille est :

$$q = \frac{\pi r^4}{8 \mu} \cdot \frac{\Delta p}{L} \dots\dots\dots(2.1.52)$$

Si les pores du milieu conduisant le fluide, peuvent être représentés par un faisceau de tubes capillaires de différents diamètres (**Figure 2.1.12**), l'écoulement à travers ce système peut s'écrire comme suit :

$$q = \frac{\pi}{8} \sum_{j=1}^N n_j r_j^4 \frac{\Delta p}{\mu L} \dots\dots\dots(2.1.53)$$

Cette équation peut s'écrire :
$$q = \frac{C}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{L} \dots\dots\dots(2.1.54)$$

Avec, C coefficient d'écoulement.

On voit bien que l'équation (2.1.54) est semblable à celle de Darcy (2.1.46). Par analogie entre (2.1.46) et (2.1.54), C est équivalent à la perméabilité K.

$$k = \frac{\pi}{8A} \sum_{j=1}^N n_j r_j^4 \dots\dots\dots(2.1.55)$$

Avec A : la section de passage total.

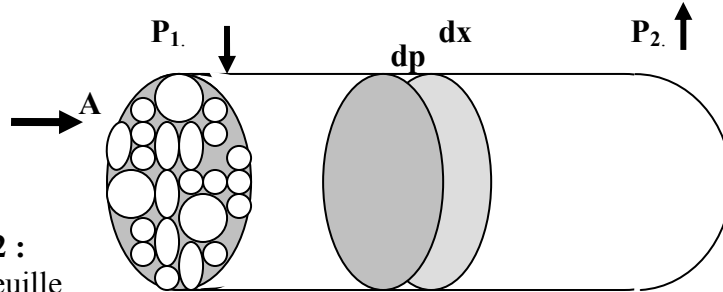


Figure 2.1.12 :
Modèle de Poiseuille

En remplaçant $A = \pi R^2$. R étant le rayon de section de passage, l'équation (2.1.55) s'écrit:

$$k = \frac{1}{8R^2} \sum_{j=1}^N n_j \cdot r_j^4 \dots\dots\dots(2.1.56)$$

Si tous les rayons r_j sont équivalents, l'équation précédente s'écrit :

$$k = \frac{n r^4}{8 R^2} \dots\dots\dots(2.1.57)$$

D'où, l'unité de K est L^2 , mais milliDarcy (mD) est plus utilisée en pratique.

Cette approche est une simplification très exagérée de la réalité des milieux poreux, car le milieu poreux est loin d'être constitués par des tubes lisses, directs et parallèles.

2.1.8.4 L'écoulement linéaire à travers un milieu poreux fissuré (Contient aussi des canaux) :

Les gisements d'huile fissurés, contiennent aussi des canaux. En général, la matrice du milieu, a une perméabilité faible et contient dans la plus part des cas, un volume de 96% à 99% de l'huile en place, tandis que les fissurations et les canaux eux, ne contiennent que 4% du volume total du gisement. Les fissurations existent dans différents types de roches

sédimentaires. Les **Figures 2.1.13** et **2.1.14** montrent les types de fissurations et de fracturations.

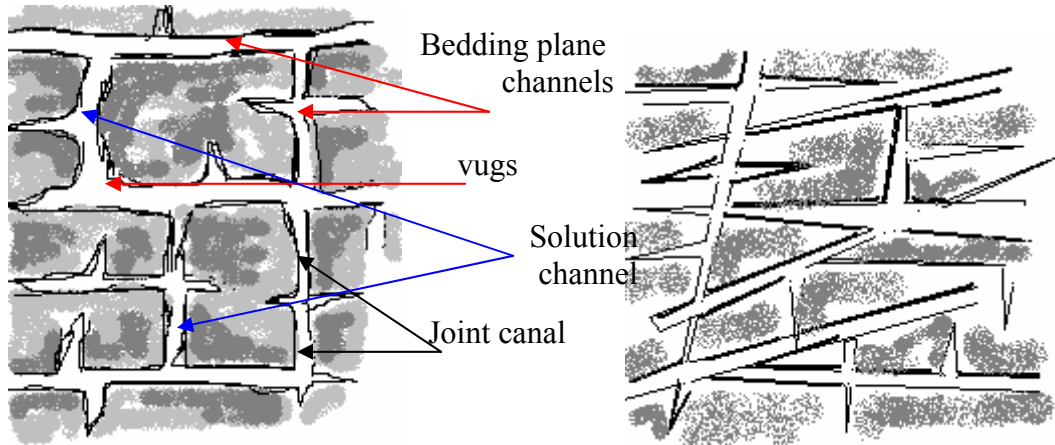


Figure 2.1.13

Figure 2.1.14

Figure 2.1.13 : les canaux (réservoir de carbonate) [28].

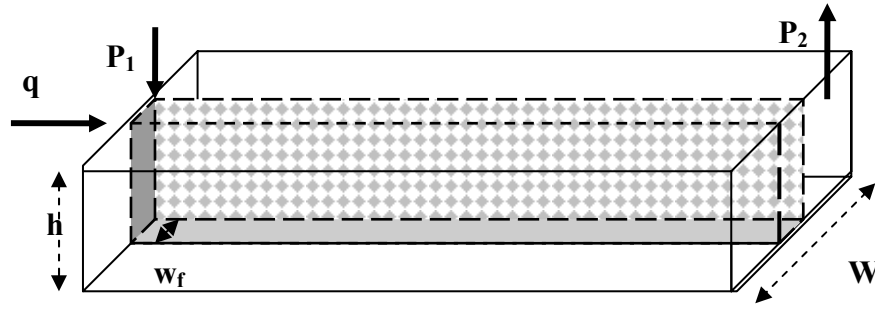
Figure 2.1.14 : fissuration et fracturations (réservoir de carbonate) [28].

La performance d'un réservoir de type carbonate est considérablement différente de celle des réservoirs gréseux (Sandstone), à cause de la présence des perméabilités directionnelles. Dans les réservoirs gréseux, la perméabilité verticale K_v est généralement inférieure à la perméabilité horizontale K_h à cause de la présence des canaux, des vings et des larges fissurations [20].

2.1.8.4.1 L'écoulement à travers une fissuration:

L'écoulement d'un fluide à travers une fissuration peut être étudié en considérant une fracture de longueur donnée, en communication avec le puits (**Figure 2.1.15**) et en utilisant pour cela, l'équation hydraulique classique d'écoulement d'un fluide incompressible entre deux plaques parallèles, énoncée par Craft et Kotyhov [20].

Figure 2.1.15 modèle linéaire de l'écoulement à travers une fissuration.



Le débit d'écoulement dans la fissure est donné par l'équation suivante :

$$q = \frac{h^3 w_f \Delta p}{12 \mu L} \dots\dots\dots(2.1.58)$$

La vitesse effective d'écoulement à travers la section de la fissure est donnée par :

$$v_e = \frac{q}{w_f \cdot h} = \frac{h^2}{12 \mu} \cdot \frac{\Delta p}{L} \dots\dots\dots(2.1.59)$$

En considérant que la porosité de la fissuration est nulle et que la saturation d'eau irréductible est aussi nulle, la vitesse effective s'écrit selon la loi de Darcy comme suit :

$$v_e = 9,869 \cdot 10^{-9} \cdot K_f \cdot \frac{\Delta p}{\mu L} \dots\dots\dots(2.1.60) [20].$$

Avec : ΔP en dynes/cm². K en D, μ en poise et L en Cm.

La combinaison de l'équation (2.1.59) et (2.1.60) donne une proportionnalité entre K_f et w_f par la relation suivante :

$$K_f = 8,444 \cdot 10^6 \cdot w_f^2 \dots\dots\dots(2.1.61)$$

Les fractures sont classées en deux types : ouvertes et fermées, partiellement ou complètement remplies. Plusieurs formations de carbonate comportent des fissures avec certains remplissages, contenant des cristaux de calcite, de dolomite, de pyrite, de gypse ... [26].

La précipitation de ces composantes dans les fractures conduit à une porosité donnée, allant d'une valeur faible jusqu'à 100%. En plus, la saturation en eau irréductible (connée) de ces fissures peut varier de 0 à 100%, selon la mouillabilité de la roche. Cependant, l'équation (2.1.61) n'est valide que lorsque la fracture est ouverte et qu'elle ne contienne pas de précipitation ($\phi=1$).

Dans le cas où $\phi_f < 1$ et $S_{eif} > 0$ (l'indice f indique la fissure), l'équation (2.1.61) doit être écrite différemment. Le paramètre réel (effectif) de la fissure peut être tiré à partir de l'équation de la vitesse effective du fluide en écoulement à travers la fissure.

$$v_e = \frac{v}{\phi_f(1-S_{eif})} \dots\dots\dots(2.1.62)$$

Par définition : $\phi_f = \frac{w_f \cdot h}{A} = \frac{w_f \cdot h}{W \cdot h} = \frac{w_f}{W} \dots\dots\dots(2.1.63)$

La vitesse apparente s'écrit:

$$v = v_e (1 - S_{eif}) \phi_f \dots\dots\dots(2.1.64)$$

La vitesse effective est le rapport du débit effectif du fluide en écoulement à travers la fracture sur la section de la fracture $v_e = \frac{q}{A_f} = \frac{q}{w_f \cdot h} \dots\dots\dots(2.1.65)$

Mais q est donné par l'équation (2.1.58), la vitesse apparente s'écrit donc, en remplaçant l'expression de v_e (équation 2.1.65) et q (équation 2.1.58) dans l'équation (2.1.64), on obtient :

$$v = w_f^2 \phi_f (1 - S_{eif}) \frac{\Delta p}{12 \mu L} \dots\dots\dots(2.1.66)$$

L'égalité de l'équation (2.1.66) et celle de la loi de Darcy (2.1.60) permet d'écrire :

$$K_f = 8,444.10^6 (1 - S_{eif}) \phi_f \cdot w_f^2 \dots\dots\dots(2.1.67)$$

2.1.8.4.2 Écoulement à travers les canaux (solution canals) :

Craft et Hawkins et Aguilera [20] ont combiné la loi de Poiseuille pour un écoulement visqueux à travers un tube capillaire avec la loi de Darcy pour un écoulement linéaire stationnaire d'un fluide incompressible, afin d'estimer la perméabilité du canal [26].

Le débit effectif d'un fluide en écoulement à travers un tube capillaire de rayon r_c , de longueur L (**Figure 2.1.16**) est :

$$q = \frac{\pi r_c^4}{8} \cdot \frac{\Delta P}{\mu L} \dots\dots\dots(2.1.68)$$

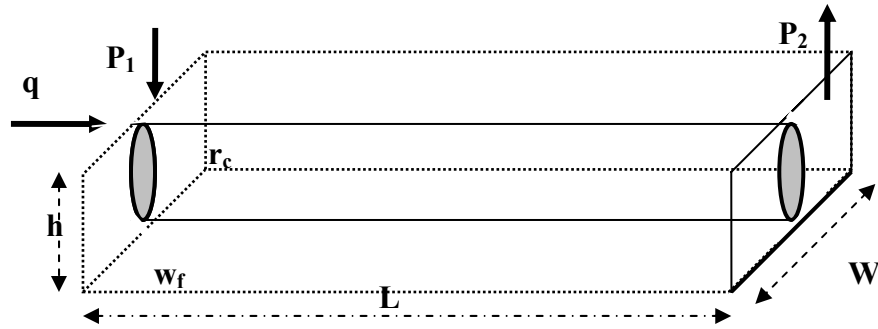


Figure 2.1.16 modèle linéaire de l'écoulement à travers un canal.

La loi de Darcy permet d'écrire le débit à travers le canal comme suit, en supposant que la porosité du canal est égale à l'unité et que la saturation irréductible en eau du canal est nulle [20] :

$$q = 9,369 \cdot 10^{-9} \pi r_c^2 k \frac{\Delta p}{\mu L} \dots\dots\dots(2.1.69)$$

En égalant (2.1.68) et (2.1.69) et résolvant l'équation obtenue pour la perméabilité du canal, on obtient :

$$k_c = 12,6 \cdot 10^6 \cdot r_c^2 \dots\dots\dots(2.1.70)$$

Dans le cas du développement de la porosité du canal dû à la déposition des minéraux contenus dans l'eau qui circulent dans ces canaux, la porosité est différente de l'unité et la saturation d'eau irréductible existe. La section de passage s'écrit :

$$A_c = \phi_c (1 - S_{eic}) \pi r_c^2 \dots\dots\dots(2.1.71)$$

L'équation (2.1.70) s'écrit: $K_c = 12,6 \bullet 10^6 (1 - S_{eic}) \phi_c r_c^2 \dots\dots\dots(2.1.72)$

La perméabilité moyenne du système total (matrice_canal) s'écrit en utilisant l'équation suivante:

$$K_{mc} = \left(\frac{n_c \pi r_c^2}{A} \right) K_c + \left(1 - \frac{n_c \pi r_c^2}{A} \right) K_m \dots\dots\dots(2.1.73)$$

Les réservoirs de type carbonate sont dominés par la porosité de type mixte (matrice _canal) et par conséquent la perméabilité correspondante peut être considérée uniforme.

2.1.9 Conclusion :

Dans cette partie de l'étude, nous avons présenté l'ensemble des notions fondamentales sur les forces capillaires, visqueuses, les tensions interfaciales et leurs effets principaux sur l'amélioration de l'efficacité de déplacement E_D . Il est, donc, important d'insister sur le fait qu'une connaissance précise des valeurs des forces capillaires permet de bien maîtriser les taux de récupération du pétrole par l'application des méthodes tertiaires (par la diminution des tensions interfaciales et l'augmentation de la viscosité de la phase déplaçante).

Chapitre 2, Partie 2 :

**Notions fondamentales sur
l'optimisation des microémulsions
pour la récupération assistée du pétrole**

2.2.1 INTRODUCTION

La méthode d'injection de microémulsion est aussi appelée injection de solution micellaire ou injection de l'huile soluble ou injection de faible tension [10, 29, 30, 31]. Cette méthode consiste à injecter dans le gisement, un système chimique contenant essentiellement du tensioactif. Le système chimique généralement appelé microémulsion ou solution micellaire, contient les composants suivants : tensioactif, co-tensioactif (qui peut être l'alcool ou autre tensioactif), hydrocarbure (huile), l'eau et les électrolytes.

Dans cette méthode, l'injection de microémulsion est suivie par l'injection d'une solution aqueuse chargée de faible concentration de polymère, afin de maintenir un rapport de mobilité favorable entre la phase déplacée (huile et l'eau) et la phase déplaçante (microémulsion), d'où la nomination méthode "microémulsion/polymère". Bien que l'idée de cette méthode date de 1920, l'application n'a commencé qu'à partir des années 1970. Comme toute autre méthode de récupération du pétrole, la méthode d'injection de microémulsion/polymère peut être risquée et coûteuse, à cause de l'hétérogénéité du gisement. Pour cela, la méthode doit être étudiée en fonction des paramètres du réservoir (température, pression, viscosité de l'huile, l'eau de formation et sa salinité...)

2.2.2 Présentation générale de la méthode:

L'utilisation de la méthode (**Figure 2.2.1**), se fait après l'injection d'eau (récupération secondaire). Un volume de microémulsion est injecté en première étape. Le volume de la microémulsion varie généralement entre 3% volume poreux (VP) et 30% VP [32,33]. Le bouchon de microémulsion a une tension interfaciale très faible (d'ordre de 10^{-4} dyne/cm) en contact avec l'huile de formation. Cela permet de réduire les forces capillaires et par conséquent permet de dépiéger les gouttelettes d'huile résiduelle. La microémulsion devrait avoir un rapport de mobilité faible avec l'huile, afin d'assurer une meilleure mobilité de ce

dernier. Le bouchon de microémulsion est suivi d'une phase aqueuse chargée en polymère, cette phase peut aller jusqu'à 100% VP [10]. Le bouchon de polymère est suivi de l'eau d'injection.

La concentration du polymère généralement utilisée, est entre 250 et 2500ppm. La concentration de polymère est optimisée de tel sorte qu'elle produise un rapport de mobilité faible avec le bouchon de microémulsion. L'injection du bouchon polymère est donc efficace pour l'amélioration de la récupération de l'huile résiduelle.

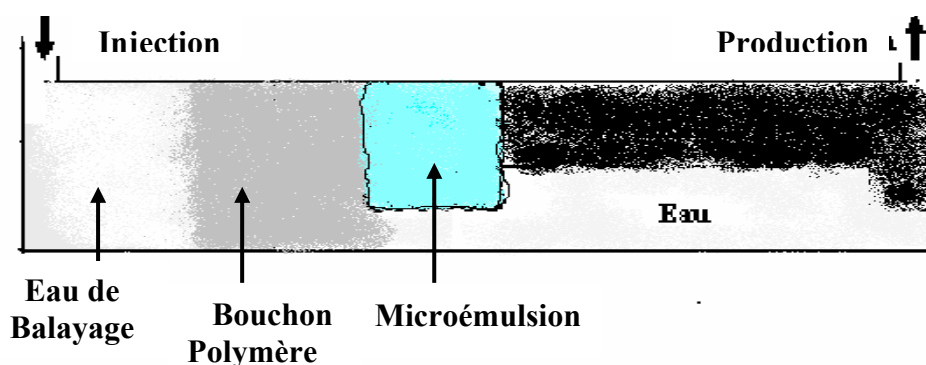


Figure 2.2.1 : méthode tertiaire d'injection microémulsion/polymère

2.2.3 Les tensioactifs:

Les agents de tensioactifs, encore appelés surfactifs ou agents de surface, sont des substances naturelles ou synthétiques de structure particulière (Figure 2.2.2). Ce sont des molécules formées de deux parties d'affinité opposée, une partie hydrophile ou polaire, l'autre partie est hydrophobe ou apolaire [34]. De par leurs doubles polarités, ces molécules sont appelées substances amphiphiles. En présence de deux fluides, les molécules de tensioactif, de faible concentration, se concentrent à l'interface fluide/fluide.

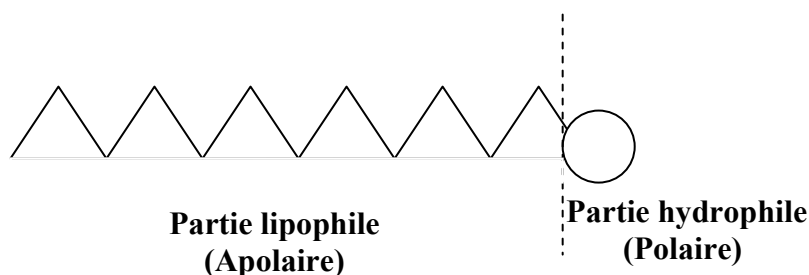
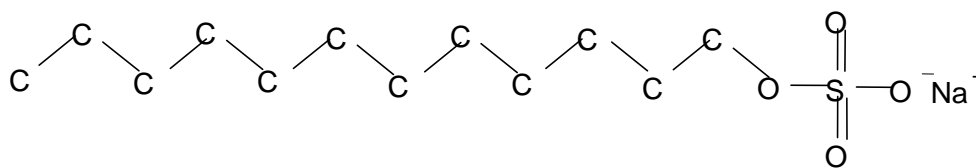
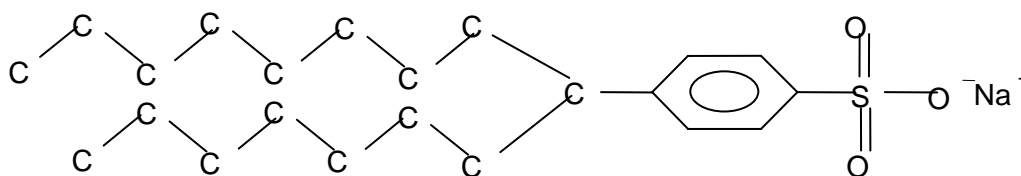


Figure 2.2.2 : Molécule de tensioactif

Sur la **Figure 2.2.3**, on montre quelques exemples de tensioactif, plus utilisées pour la récupération du pétrole [14]:



Dodécyl sulphate de sodium (Sodium dodecyl sulfate)



(b) sulphonate de pétrole Texas n°1



R=groupe apolaire

(c) Sulphonate de pétrole comercial .

Figure 2.2.3 : quelques exemples de Tensioactifs utilisés pour la récupération assistée du pétrole

La partie apolaire interagit faiblement avec la phase aqueuse, par contre la partie polaire interagit fortement avec les molécules de la phase aqueuse. Les molécules de tensioactif sont soumises à deux forces antagonistes, l'une ayant tendance à les faire pénétrer dans le milieu aqueux, l'autre à les en faire sortir. La stabilité des phases superficielles nécessite un équilibre entre les deux tendances, Par exemple, plus la longueur de la chaîne augmente, plus l'énergie de surface augmente [35].

2.2.4 Classification des tensioactifs :

Généralement la classification des tensioactifs est faite d'après la charge ionique existante ou non de la partie hydrophile. On distingue alors :

- ✚ Les anioniques (exemple : dodécyl sulfonate de sodium $C_{12}H_{25}SO_4^-Na^+$), en présence de la phase aqueuse, ces molécules s'ionisent, pour fournir des ions organiques chargés négativement, responsables de l'activité en surface [34].
- ✚ Les non ioniques (exemple : dodécylhexaoxyéthylène glycol monoéthère, $C_{12}H_{25}[OCH_2CH_2]_6OH$), ce sont des agents de surface qui ne donnent pas naissance à des ions en solution aqueuses.
- ✚ Les cationiques (exemple: dodécyltriméthyle ammonium bromure, $C_{12}H_{25}N^+Me_3Br^-$). En phase aqueuse, ces composés s'ionisent pour fournir des cations [10].
- ✚ Les Amphotères: (exemple: 3-diméthyl dodécylamine propane sulfonate, $C_{12}H_{25}N^+CH_2—Me_2 CH_2SO_3^-$).

La recherche de nouveaux produits a conduit les chimistes à associer les charges anioniques et cationiques (de charges opposées) dans une seule et même espèce chimique appelée Zwitterionique.

Les anioniques et les non ioniques sont les tensioactifs utilisés pour la récupération du pétrole. Cependant, les anioniques sont plus utilisées à cause de leurs propriétés favorables (bonne stabilité et adsorption faible à la roche de gisement)[10]. Les non ioniques sont généralement utilisés comme co_surfactifs pour renforcer les propriétés du système. Les non ioniques sont utilisées généralement lorsque la salinité de l'eau de formation est élevée, mais ils n'assurent pas des valeurs faibles de tensions interfaciales comparées aux anioniques [26]. Les cationiques ne sont pas utilisés pour la récupération du pétrole à cause de leur forte adsorption à la roche de formation. Parmi les anioniques : les sulfonates de pétrole sont les

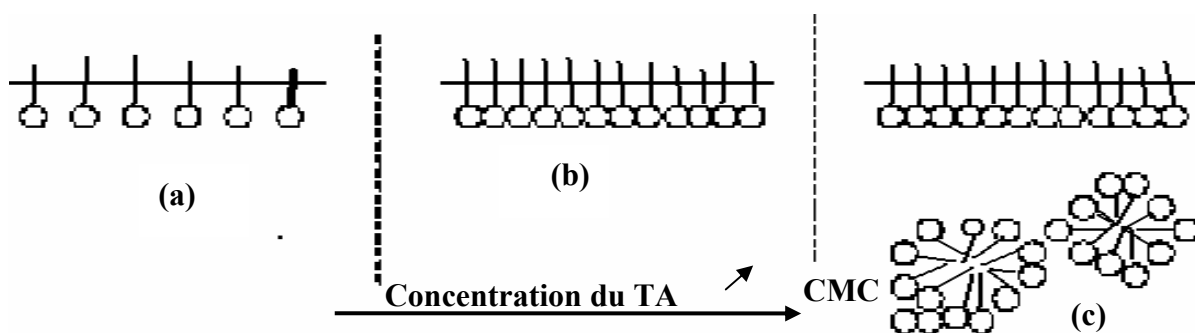
plus utilisés dans le cas de faibles salinités de l'eau de formation (<2 à 3% de NaCl), parce qu'ils permettent de réduire considérablement les tensions interfaciales et parce qu'ils ne sont pas chers [36].

2.2.5 Les micelles:

En solution aqueuse, les monomères de tensioactif préfèrent s'adsorber à l'interface eau/air. Plus le nombre de monomères augmente, plus la tension superficielle diminue, jusqu'à ce que la surface se sature en nombre des monomères. Mais comme la surface est finie, l'incompressibilité des molécules dans la couche condensée empêche l'adsorption de nouveaux monomères. Le phénomène d'agrégation ou de micellisation est un autre moyen qui permet au système d'abaisser son énergie libre, où les chaînes hydrocarbonées se rassemblent au cœur de l'agrégat (micelle). La concentration qui correspond à la formation de la première micelle s'appelle concentration critique micellaire (CMC) [37]. Le nombre des monomères dans une micelle peut aller de 50 à 100 (**Figure 2.2.4**).

Si le solvant est un hydrocarbure (huile), l'orientation des monomères dans les micelles est inversé, les parties polaires sont dirigées vers l'intérieur de la micelle. Le premier qui a décrit les propriétés et la structure des micelles est G.S. Hartly en 1936 [26]. L'une des propriétés des micelles est le pouvoir de solubiliser l'huile (dans le cas où le solvant est l'eau) et l'eau (dans le cas où le solvant est l'huile) [33].

Figure 2.2.4 : formation des micelles



La micellisation se produit à des faibles concentrations en tensioactif, de l'ordre de $1,0 \cdot 10^{-5}$ à $1,0 \cdot 10^{-4}$ mol/L. Les micelles qui ont solubilisé la phase non miscible avec le solvant, s'appellent généralement les microémulsions. Les microémulsions sont des systèmes stables, généralement transparents ou translucides [5] et de taille allant de 10 à 200 μm . La microémulsion peut être formée avec l'eau, comme solvant, et avec l'huile, comme solvant aussi (Figure 2.2.5).

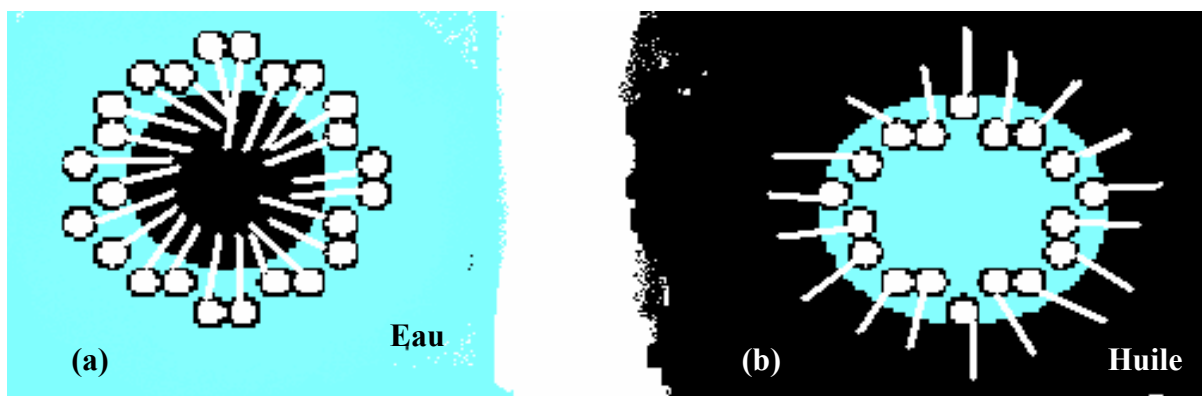


Figure 2.2.5 : (a) émulsion huile dans l'eau.
(b) émulsion eau dans l'huile

2.2.6 Comportement de phases des microémulsions :

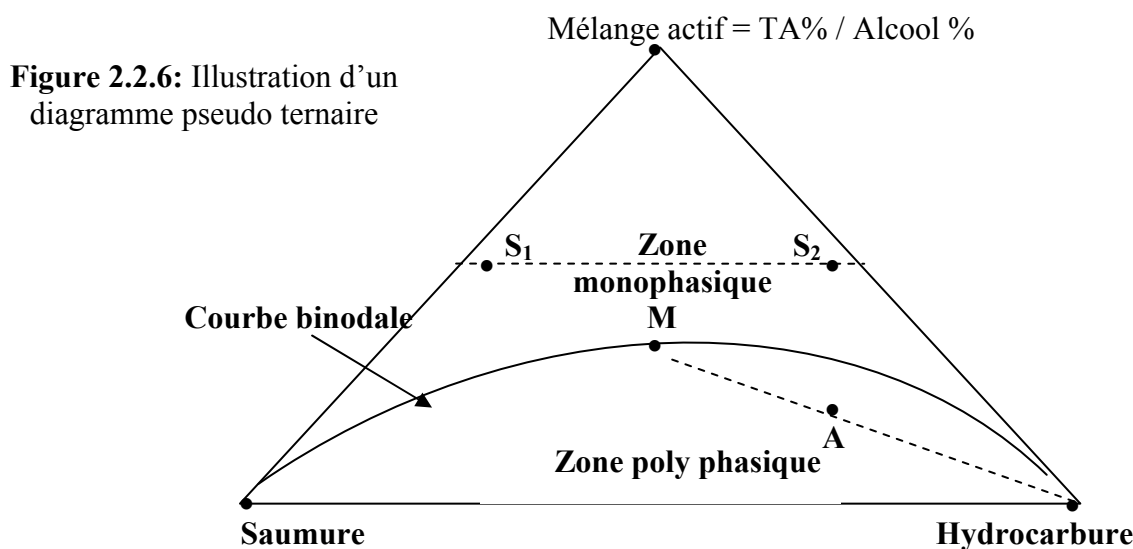
La microémulsion peut être formulée dans le but d'avoir une faible tension interfaciale à l'interface eau/huile. Elle peut atteindre jusqu'à 10^{-4} dyne/cm. Les valeurs faibles de tensions interfaciales correspondent à des valeurs de solubilisation élevée d'eau et d'huile dans les microémulsions [5]. Les formulations eau/huile/tensioactif de faible tension interfaciale d'écoulement de l'étude de comportement de phase de microémulsion.

Le comportement de phase des microémulsions dépend de plusieurs paramètres, tel que : type de tensioactif, la salinité du solvant, le type de co-tensioactif, l'huile....etc. Il n'existe pas d'équations d'état qui décrivent une simple microémulsion, cependant, l'étude expérimentale de comportement de phase est nécessaire.

2.2.6.1 diagrammes ternaires :

La microémulsion se compose au maximum de cinq éléments: le tensioactif, le co-tensioactif, l'huile, l'eau et le NaCl. Le co-tensioactif et le NaCl ne sont pas essentiels. Pour étudier le comportement de phase du système global, il faut que chaque élément prenne plusieurs concentrations, mais cela nécessite beaucoup de temps et des quantités de produits à utiliser. Par conséquent l'idée proposée pour l'étude du comportement de phases consiste à réduire le nombre de paramètres en combinant un ou deux éléments en pseudo constituant, Par exemple l'eau et NaCl, sont généralement représentés en un seul élément appelé saumure. Le tensioactif et le co-tensioactif sont représentés sous forme de pseudo constituant qui est le rapport tensioactif/co-tensioactif.

Finalement, le système en équilibre peut être représenté conventionnellement par le diagramme pseudo ternaire en utilisant un triangle équilatéral (**Figure 2.2.6**).



En fonction des trois constituants, le système présente à l'équilibre, une, deux ou trois phases :

✚ **Microémulsion seule** (zone monophasique) : pour les pourcentages élevés de phase aqueuse, comme celui du point S_1 (**Figure 2.2.6**). L'huile est complètement solubilisée dans les micelles contenues dans la phase continue (aqueuse). La microémulsion dans ce cas est de type eau extérieure (**Figure 2.2.2.a**). Par contre si l'huile est présente avec un pourcentage élevé par rapport à l'eau (point S_2), cette dernière est solubilisée complètement dans les micelles contenues dans la phase continue (huile). La microémulsion dans ce cas est de type huile extérieure (**Figure 2.2.2.b**).

✚ **La région polyphasique** en dessous de la courbe binodale, comme le montre le point A (**Figure 2.2.6**), la solution se sépare en deux ou trois phases. Winsor [53] définit ces systèmes en équilibre par : Win I ou (II-), Win II ou (II+) et Win III ou (III).

- i. **Type Win I ou (II-)** (**Figure 2.2.7.a**) : l'équilibre favorise la dispersion d'une partie de la phase huileuse dans la phase aqueuse, qui forme une microémulsion basse, en équilibre avec l'huile en excès.
- ii. **Type Win II ou II+** (**Figure 2.2.7.c**) : l'équilibre favorise la dispersion d'une partie de la phase aqueuse dans la phase huileuse, qui forme une microémulsion haute, en équilibre avec l'eau en excès [39,40,5].
- iii. **Type Win III ou III** (**Figure 2.2.7.b**): il représente une microémulsion en équilibre à la fois avec la phase aqueuse en excès ainsi que la phase huileuse en excès. La phase continue de la microémulsion est l'une des phases suivantes : eau ou huile.

Il est possible de réaliser la transition Win I — Win III — Win II par variation de certains paramètres tel que : la salinité, le poids moléculaire de l'huile, la température ...[41,42,43,44,45].

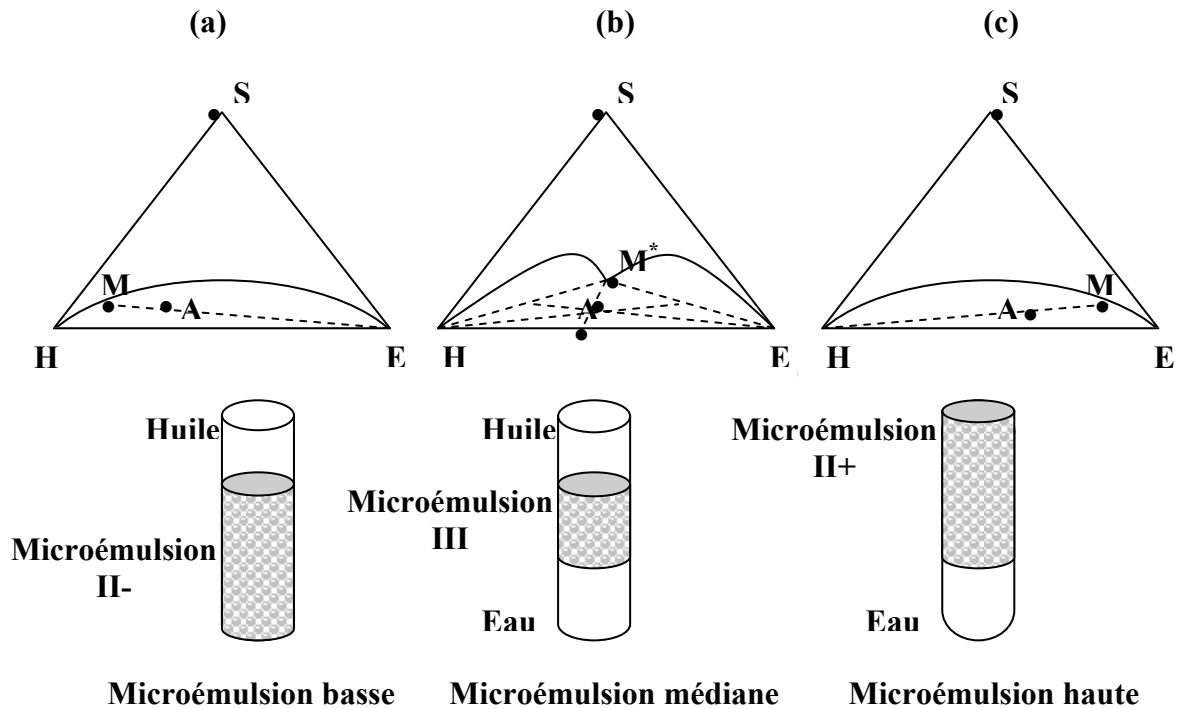


Figure 2.2.7 : comportement de phase idéal (par Winsor)

2.2.6.2 : l'effet de la salinité sur le comportement de phase:

Les microémulsions de type Win III ont des propriétés particulièrement intéressantes : elles exhibent une faible tension interfaciale avec les phases d'eau et d'huile en excès, ce qui correspond à une grande solubilisation. Ceci explique le grand intérêt qu'elle présente dans le domaine de la récupération du pétrole.

Healy et al.[4] montrent qu'en général, l'augmentation de la salinité de la phase aqueuse, diminue la solubilité du tensioactif anionique à l'huile, c'est-à-dire que les molécules du tensioactif s'éloignent du milieu de la phase aqueuse par l'augmentation de l'électrolyte. Healy montre aussi que la région polyphasique du diagramme pseudo ternaire peut se diviser en trois régions selon la concentration du sel (NaCl).

- ✚ La région biphasique, caractérise la formation des microémulsions de type Win II (II+) pour des concentrations relativement élevées de NaCl (Figure 2.2.7.c). Par

contre la microémulsion de type Win I (II-), elle se forme, pour de faibles concentrations en sel, (**Figure 2.2.7.a**).

🌈 La région triphasique : caractérise la formation des microémulsions de type Win III en équilibre avec l'eau et l'huile pour des concentrations moyennes entre les deux salinités précédentes (**Figure 2.2.7.b**).

Healy et al. ont étudié l'effet de la salinité sur le comportement des phases, par la mesure des paramètres de solubilisation P_E , P_H . P_E est le rapport de la quantité d'eau solubilisée dans la microémulsion sur le volume du tensioactif ajouté au système eau /huile, en admettant que le tensioactif se concentre complètement dans la microémulsion et le P_H est le rapport volume d'huile solubilisée sur le volume du tensioactif ajouté au système eau/huile [46]. P_E et P_H s'écrivent comme suit:

$$P_E = \frac{V_H}{V_{TA}} \dots\dots\dots(2.2.1)$$

$$P_H = \frac{V_H}{V_{TA}} \dots\dots\dots(2.2.2)$$

Healy et al. ont montré que le paramètre de solubilisation P_H diminue et P_E augmente lorsque la salinité augmente ; le point d'intersection entre les deux évolutions correspond à la salinité optimale, elle représente l'état de la solubilisation maximale de l'eau et de l'huile dans la microémulsion [4]. Ils ont montré aussi que la tension interfaciale évolue aussi en fonction de la salinité. Les études de Healy montrent aussi que les tensions interfaciales σ_{me} et σ_{mh} sont minimales et égales à une salinité donnée. De plus ils ont trouvé que cette dernière est proche de la salinité optimale tirée de l'évolution de P_E et P_H en fonction de la salinité.

Saleter [47] a indiqué que les systèmes eau/huile/tensioactif qui présentent des paramètres de solubilisation de l'ordre de 10 ou plus, permettent de fournir des tensions interfaciales très faibles, ce qui fait que ces systèmes sont efficaces pour la récupération du pétrole.

La valeur de la salinité pour laquelle $\sigma_{me} = \sigma_{mh}$ est appelée salinité optimale, il est démontré que cette valeur est proche de celle qui est donnée par l'étude de comportement de phase qui correspond à la condition suivante : $\frac{V_H}{V_S} = \frac{V_E}{V_S}$ (2.2.3)

Les mesures de tension interfaciales de faibles valeurs ne sont accessibles que par la méthode de goutte tournante ou par la méthode de goutte pendante.

2.2.6.3 Les corrélations entre paramètres de solubilisations et tensions interfaciales :

Healy et Al.[4] ont donné une corrélation empirique qui décrit l'évolution de la tension interfaciale σ_{me} et σ_{mh} en fonction des paramètres de solubilisation P_E et P_H . Les équations de Healy sont:

$$\log\left(\frac{\sigma_{mh}}{\sigma'_{me}}\right) = \frac{a}{m_H\left(\frac{V_H}{V_S}\right) + 1} \dots\dots\dots(2.2.4)$$

$$\log\left(\frac{\sigma_{me}}{\sigma'_{me}}\right) = \frac{b}{m_E\left(\frac{V_E}{V_S}\right) + 1} \dots\dots\dots(2.2.5)$$

avec a,b, m_H , m_E , σ'_{mh} et σ'_{me} sont des constantes.

V_s est le volume de tensioactif seul, sans alcool.

Une équation similaire à été proposée par Nelson [48] comme suit :

$$\log \sigma_{mh} = \frac{4,80}{1 + 0,210 \left(\frac{V_H}{V'_S}\right)} - 5,40 \dots\dots\dots(2.2.6)$$

$$\log \sigma_{me} = \frac{4,80}{1 + 0,210 \left(\frac{V_E}{V'_S}\right)} - 5,40 \dots\dots\dots(2.2.7)$$

Avec V'_s volume de tensioactif et d'alcool ajouté au système eau/huile.

Connaissant les valeurs de P_H et P_E , les équations précédentes permettent d'estimer les valeurs de tension interfaciales.

2.2.7 Mécanismes de déplacement par l'injection de microémulsion de type Win III (miscibilité et non miscibilité du déplacement) :

Lorsque un bouchon de microémulsion de type Win VI (zone monophasique) est injecté dans un milieu poreux, son comportement de phase initial change ; cela est dû à son interaction avec les fluides en place (eau de gisement, huile) et avec la roche réservoir.

Après l'injection de microémulsion dans le gisement, une banque d'huile se forme, le déplacement est miscible, la solubilisation de l'huile et de l'eau du gisement augmente, plus elle augmente, plus le comportement de phase initial évolue vers un comportement de la région polyphasique (multiphase). Par conséquent la microémulsion s'éclate en deux ou trois phases et le déplacement devient non miscible. Au cours de la première étape du déplacement, l'efficacité du déplacement est maximale, puis celle-ci commence à diminuer à la deuxième étape où elle dépendra de la tension interfaciale et du débit d'injection [49,50] (**Figure 2.2.8**).

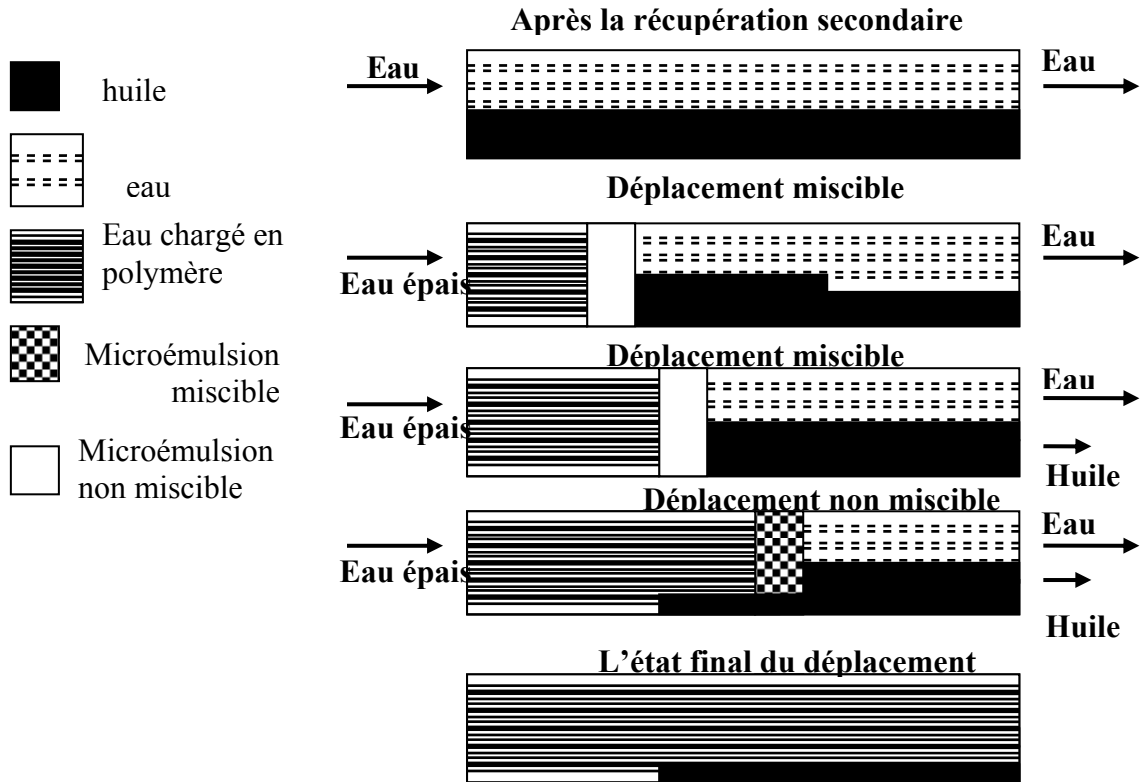


Figure 2.2.8 : miscibilité et non miscibilité de la microémulsion [10]

A des valeurs de tensions interfaciales faibles, l'efficacité de déplacement peut s'approcher de celle obtenue lors de la première étape, qui est miscible [49].

2.2.8 : La récupération de l'huile résiduelle et le débit d'injection de la microémulsion :

C'est Healy et al. qui, dans leurs études expérimentales de l'injection des microémulsions de type Win VI, ont montré que le débit d'injection influe nettement sur le taux de récupération de l'huile résiduelle. Pour trois échantillons de carottes, saturés à l'huile résiduelle (après le balayage d'eau), ils ont injecté un même type de microémulsion obtenu à partir de 20% de tensioactif MEAC OXS [10], pour trois débits d'injection : 0.1ft/D, 1ft/D et 5,0ft/D. Ils ont constaté que la pente d'évolution des taux de récupération en fonction du volume de pores injectés est proportionnelle au débit d'injection. La récupération est

importante pour le débit de 5ft/D. ils ont remarqué aussi que le débit fractionnaire (f_h) dépend faiblement du débit d'injection.

Healy et al. Ont refait les mêmes expériences avec les mêmes conditions précédentes sauf que les microémulsions injectées, appartenaient à la zone polyphasiques (Win II , Win I ou Win III). Ils ont constaté que pour des valeurs faibles de tensions interfaciales, l'efficacité de déplacement est meilleure (élevée) .

2.2.9 Récupération d'huile résiduelle et salinité optimal :

Healy et Reed [5], dans leurs études sur la récupération d'huile résiduelle par l'injection de microémulsion/polymère, ont démontré qu'il existe une relation entre la salinité de la microémulsion injectée et la récupération de l'huile résiduelle. Pour différents échantillons de grés de longueur 4,0 ft, saturés en huile résiduelle, ils ont injecté différents types de microémulsions de la zone multiphasique : II+, II- et III, suivi par des bouchons de polymères (biopolymères) de débit d'injection variant entre 0.5 et 2.2ft/D, afin de suivre l'évolution de l'huile résiduelle en fonction de la salinité de la microémulsion injectée. Ils ont trouvé que la saturation finale en huile résiduelle est faible pour des salinités de microémulsions proches de la salinité optimale. Ce qui montre que la récupération est maximale dans les conditions suivantes du comportement de phase de la microémulsion.

$$\frac{V_H}{V_S} = \frac{V_E}{V_S} \text{ et } \sigma_{me} = \sigma_{mh} .$$

D'autres chercheurs ont étudié la relation entre la récupération en huile résiduelle et les paramètres suivants : température, structure du tensioactif et sa masse moléculaire, rapport eau/huile (WOR). La plupart de ces études montre que la récupération est maximale, lorsque la tension interfaciale est plus basse entre la microémulsion et les phases en excès (eau, huile).

2.2.10 Conclusion :

Dans cette deuxième partie du chapitre II, nous avons présenté en général, la méthode d'injection de microémulsion/polymère, qui permet de réduire la saturation d'huile résiduelle (S_{hr}), par la réduction de la tension interfaciale entre la phase injectée et l'huile en place de 30 mN/m jusqu'à 10^{-4} mN/m.

Nous avons ensuite donné un aperçu sur les tensioactifs et le comportement de phase des microémulsions d'une façon générale.

Nous avons donné un aperçu sur l'effet de comportement de phase des microémulsions sur l'efficacité de déplacement de l'huile. La plupart des études faites sur le déplacement de l'huile résiduelle montrent que la récupération est maximale lorsque la tension interfaciale est plus basse entre la microémulsion et les phases en excès (eau, huile).

Chapitre 3 Partie 1: Etude expérimentale

**Formulation et optimisation des
microémulsions transparentes de type
Win III dans les conditions de
gisement TinFouyé, utilisant
L'huile synthétique
(Dodécane)**

3.1.1 INTRODUCTION

Si on récapitule les travaux entrepris à l'heure actuelle dans le domaine de la récupération du pétrole par la voie chimique, on peut les classer en trois grandes voies distinctes :

- ✚ Méthode de microémulsion /polymère.
- ✚ Méthode de microémulsion/polymère/solution alcaline : la base est souvent ajoutée au système précédent, afin de réduire l'adsorption du tensioactif à la roche du gisement et de réduire les tensions interfaciales. Elle est généralement ajoutée à des concentrations plus élevées que celui du tensioactif pour des raisons économiques.
- ✚ Méthode d'injection de solution d'alcane : l'injection de solution d'alcane de valeur élevée en pH, agit avec le brut du gisement et forme un tensioactif, qui permet par la suite de réduire les tensions interfaciales entre la phase déplaçante et la phase déplacée.

Nos travaux se situent dans la première voie et ils reprennent la même articulation que ceux de Healy- Reed [4], Nelson et al.[51] et F. Wassmuth, A. Cameron, L. Schramme et al.[52].

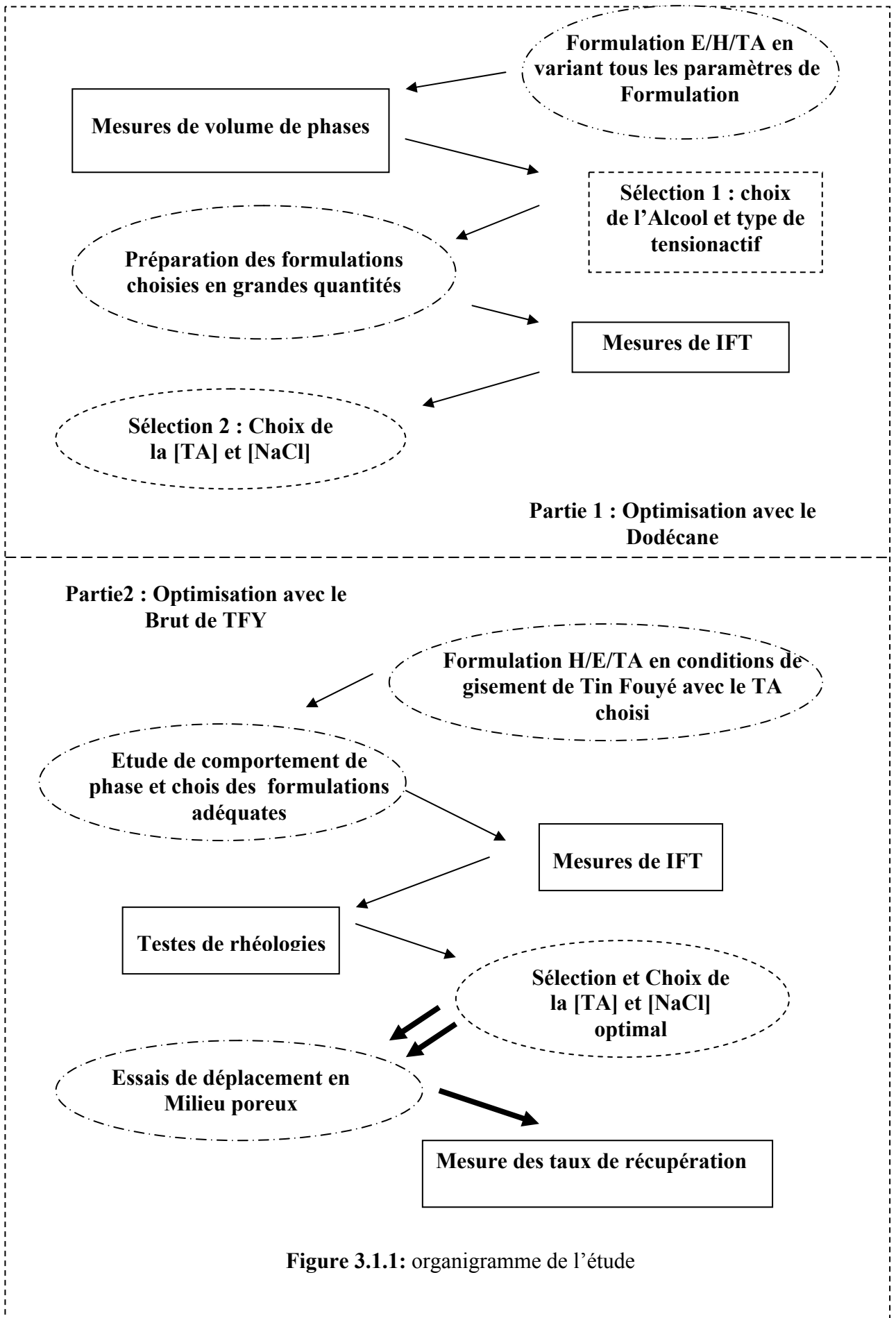
3.1.2 Organigramme de l'étude :

L'utilisation des produits chimiques passe presque toujours par la formulation et l'étude de comportement de phase.

Les formulations eau/huile/tensioactif les plus intéressantes pour la méthode d'injection de microémulsion/polymère sont celles qui présentent un comportement triphasique optimal, c'est-à-dire la présence de trois phases à l'équilibre : phase d'eau en excès, phase d'huile en excès et la phase microémulsion médiane, qui possède, à la fois, une tension interfaciale plus basse avec l'eau et l'huile en excès.

Nous avons étudié dans cette partie du chapitre III, l'effet des variables de formulation (type d'alcool, type de tensioactif, salinité et température) sur le comportement de phase des systèmes eau/huile/tensioactif formulés, utilisant une huile synthétique (dodécane). Cette partie nous a permis d'éliminer quelques paramètres de formulation qui ne donnent pas des microémulsions médianes (type de tensioactif, température, salinité). Le but de la deuxième partie du chapitre III est de caractériser le pouvoir de solubilisation et l'activité de surface du tensioactif choisi en conditions du réservoir de Tin Fouyé (température, salinité et hydrocarbure).

Le travail présenté au chapitre IV consiste à tester l'efficacité des microémulsions choisies au chapitre III, partie 2 pour la récupération de l'huile résiduelle en conditions du réservoir de Tinfouyé (voir **Figure 3.1.1**).



3.1.3 Mesure de concentration critique micellaire (CMC):

3.1.3.1 Principe:

La concentration critique micellaire (CMC) est la concentration en solution d'un agent de surface au-dessus de laquelle, une partie des molécules dispersées au sein de la solution se rassemblent sous forme de micelles.

Il existe plusieurs méthodes expérimentales de détermination de la CMC. La méthode que nous avons utilisée, est particulièrement simple à mettre en oeuvre et tout aussi bien adaptée à la mesure de tension superficielle (liquide/vapeur) qu'à celle de tension interfaciale (liquide/liquide). Elle consiste à préparer plusieurs solutions aqueuses pour deux tensioactifs locaux, anionique et non ionique de concentration allant de $4 \cdot 10^{-3}$ mol/l à $5 \cdot 10^{-2}$ mol/l. en mettant la solution dans un tube capillaire vertical, en ouvrant le robinet du tube et en comptant jusqu'à un nombre de goutte donné (80 gouttes pour notre cas) de chaque solution. Nous mesurons la masse totale des gouttes à l'aide d'une balance digitale afin de tirer la masse d'une seule goutte. La tension superficielle est donnée par la relation suivante :

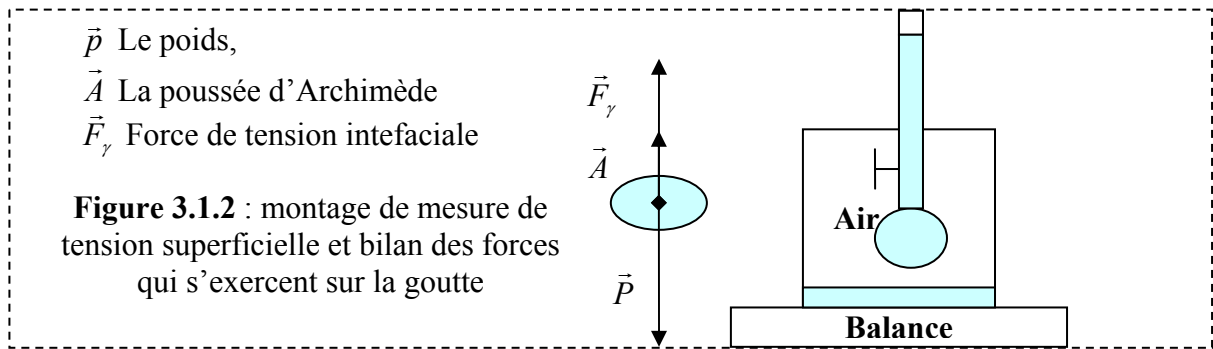
$$\gamma = \frac{m_g g \Delta\rho}{2 \pi r \rho} \dots\dots\dots(3.1.0)$$

avec : m_g masse d'une goutte.

r : rayon extérieur du tube.

$$\Delta\rho = \rho_l - \rho_{\text{air}}, \text{ par approximation, nous considérons } \frac{\Delta\rho}{\rho_l} \approx 1.$$

La **Figure 3.1.2** représente le montage expérimental et le bilan des forces qui s'exercent sur la goutte avant juste qu'elle se détache du tube.



Les tensioactifs utilisés sont de type anionique et non ionique de caractéristiques représentées dans le **Tableau 3.1.1**.

Tableau 3.1.1 les caractéristiques des tensioactifs utilisées.

	Anionique	Non ionique
Masse moléculaire (g/mol)	323	529
Densité (g/cm ³)	1,06	1,01
Pureté en %	95	100
Aspect	Marron gel	Blanc gel

3.1.3.2 Résultats et discussion:

Le tensioactif non ionique (de masse moléculaire 529 g/mol, à 100% de pureté) possède une tensioactivité faible par rapport à celui du tensioactif anionique (de masse moléculaire 323 g/mol, à 95% de pureté), comme le montre **Figure 3.1.3** qui représente la variation de tension superficielle γ en fonction de la concentration du tensioactif à la température du laboratoire (T=23°C).

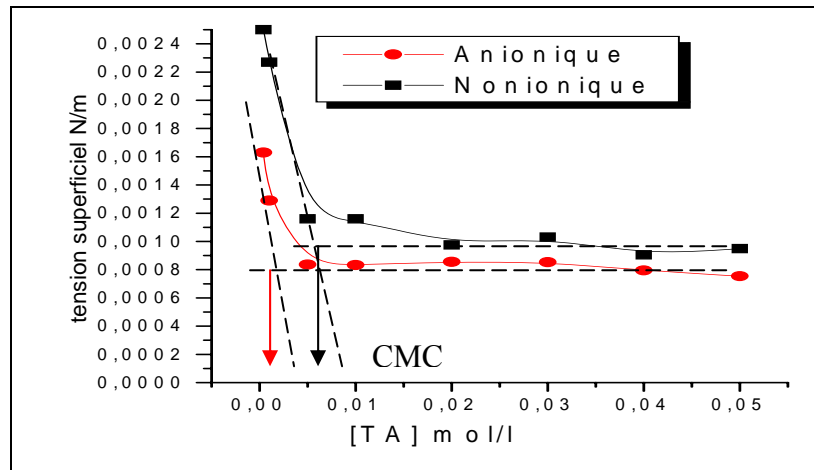


Figure 3.1.3 : mesure comparative de tension superficielle, entre les deux tensioactifs, T=23°C

Les concentrations critiques micellaires ont été déduites du tracé de $\gamma = f([TA])$, comme le montre la **Figure 3.1.3**.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Anionique} : T=23^{\circ}\text{C}, [TA]_{\text{CMC}} = 4,37 \cdot 10^{-3} \text{ mol/L à } \gamma = 8,29 \cdot 10^{-3} \text{ N/m} \\ \text{Non ionique} : T=23^{\circ}\text{C}, [TA]_{\text{CMC}} = 8,23 \cdot 10^{-3} \text{ mol/L à } \gamma = 9,70 \cdot 10^{-3} \text{ N/m} \end{array} \right.$$

D'après les valeurs de CMC, nous pouvons ajouter, que le tensioactif anionique est plus hydrophile que le non ionique, et que les molécules de l'anionique possèdent une aire moléculaire plus grande que celle du non ionique, pour cela, ces dernières peuvent couvrir la surface liquide/air d'une quantité inférieure que celle des molécules de non ionique qu'aurons pu saturer la même surface (**Figure 3.1.4**).

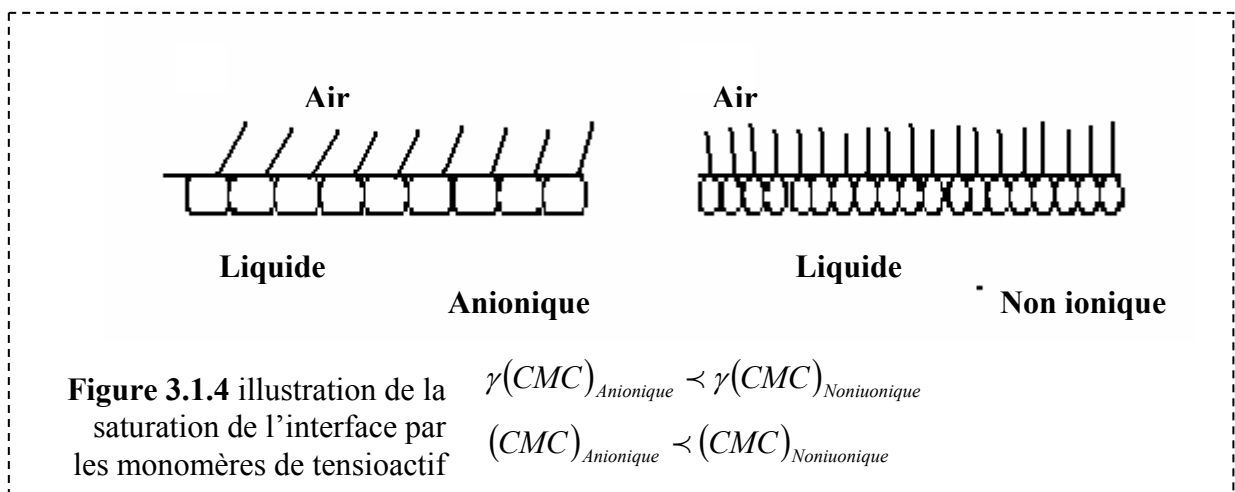


Figure 3.1.4 illustration de la saturation de l'interface par les monomères de tensioactif

$$\gamma(\text{CMC})_{\text{Anionique}} < \gamma(\text{CMC})_{\text{Nonionique}}$$

$$(\text{CMC})_{\text{Anionique}} < (\text{CMC})_{\text{Nonionique}}$$

3.1.3.3 Conclusion:

Cette mesure nous permet de choisir les concentrations du tensioactif anionique et non ionique pour la partie optimisation des microémulsions. Les concentrations massiques des tensioactifs correspondant respectivement aux concentrations critiques micellaires de l'anionique et du non ionique sont : 0,14% et 0,43%. On peut aussi constater d'après la **Figure 3.1.3** que l'anionique possède une activité de surface plus forte que celle du non ionique (tension superficielle plus faible).

3.1.4 Formulation TA/Eau/Huile et étude de comportement de phase :

3.1.4.1 Principe de l'expérience:

Les tensioactifs utilisées sont : l'anionique et le non ionique de caractéristiques représentées dans le **Tableau 3.1.1**. Le mélange des deux tensioactifs est aussi caractérisé. Pour l'étude du comportement de phase des systèmes TA/eau/huile, nous avons préparé plusieurs séries de tubes à essai contenant ces constituants à différentes concentrations du tensioactif supérieures aux concentrations critiques micellaires trouvées précédemment (en % massique). Le rapport eau/huile est gardé égal à l'unité pour toutes les formulations (WOR=1). Nous avons étudié pour chaque tensioactif et mélange de ces deux tensioactifs, le comportement de phase du système eau/huile/tensioactif en variant :

- ✚ la concentration du tensioactif de 1% ,2%,3%, 4% et 5% (en masse).
- ✚ la concentration du sel (NaCl) entre 5g/l, 10g/l, 15g/l, 20g/l et 25g/l.
- ✚ le type de l'alcool.
- ✚ le rapport TA/ Alcool.
- ✚ la température (60°C et 80°C).

Les salinités et les températures choisies représentent les conditions du fond du gisement de Tin Fouye.

On montre à partir de cette série d'analyses l'efficacité des tensioactifs utilisés pour former des systèmes triphasiques (eau et huile en excès et la microémulsion médiane). Cette partie de formulation nous permettra de choisir le co-tensioactif et la température, les plus appropriés pour la formation des systèmes triphasiques.

Les formulations sont placées dans des tubes à essai, agitées soigneusement, pendant 1 mn avec un agitateur magnétique puis mises à l'étuve à $T=60^{\circ}\text{C}$. Une deuxième série de formulation similaire à la précédente est mise à $T=80^{\circ}\text{C}$. Le volume total dans chaque tube à essai est de 10ml. Après les premières Vingt quatre heures, les tubes sont agités et remis de nouveau à l'étuve.

L'équilibre thermodynamique est atteint, lorsque les volumes de phases restent constants. En général, une période de trois jours est nécessaire pour atteindre l'équilibre. Les paramètres de solubilisations sont déterminés à l'équilibre, on mesure à l'équilibre pour chaque système eau /huile /TA, les hauteurs 'H' de chaque phase obtenue. La **Photo 3.1.1** montre un exemple d'une série de formulations obtenues avec le non ionique ([TA] varier de 1% à 5 % en masse), pour $[\text{NaCl}]=20\text{g/l}$, $[\text{NaCl}]=25\text{g/l}$, et $T=60^{\circ}\text{C}$.

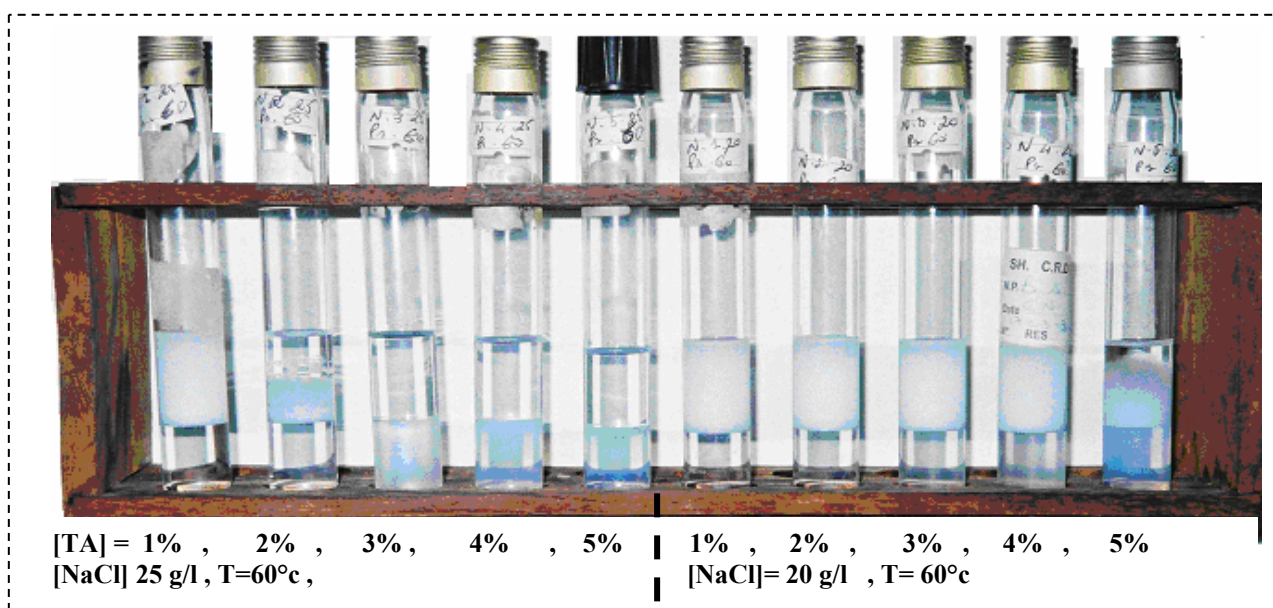


Photo 3.1.1 : volume de phases obtenues après 2 semaines de stabilisation dans l'étuve, utilisant le non ionique seul sans alcool

L'étude de mélange tertiaire, permet de mettre en évidence les effets de chaque paramètre (concentration de TA, concentration de NaCl, concentration de l'alcool et de la température) sur la formation de la microémulsion médiane (Win III).

3.1.4.2 : Résultats et discussion :

Il s'agit d'obtenir des systèmes triphasiques, où la phase intermédiaire est transparente, et où le volume d'eau en excès est égal au volume d'huile en excès. Les **Tableaux 3.1.2, 3.1.3, 3.1.4, ...3.1.20** (Annexe) montrent la variation de type de microémulsion (II+, II- et III), en fonction de la variation des paramètres de formulation (concentration tensioactif, salinité, type d'alcool, rapport TA/alcool, température). Pour cette variation des paramètres de formulation, deux types d'alcool ont été utilisés, à savoir : le pentanol (R=1 et R=0,5), l'isopropanol (R=2) et un autre cas sans alcool.

Les paramètres de solubilisations P_E et P_H sont respectivement : le rapport en % du volume d'eau solubilisée dans la microémulsion sur le volume total du tensioactif et de

l'alcool ajoutés au système ; le volume d'huile solubilisé dans la microémulsion sur le volume total du tensioactif et de l'alcool ajoutés au système [53]

3.1.4.3 Optimisations par rapport au co-tensioactif (alcool):

Cette première optimisation est basée sur la recherche d'un type d'alcool adéquat, parmi les types d'alcool et le rapport tensioactif /Alcool précédents, favorable pour la formation des microémulsions médianes. En récupération du pétrole par l'injection du microémulsion, les alcools considérés sont généralement des alcools de faible poids moléculaire (de C₂ à C₄). L'ajout de ces co-tensioactifs au système eau/huile/TA favorise l'augmentation de la solubilité de l'eau et de l'huile et modifie aussi la viscosité du système [54].

Le choix du type et le rapport Ta/Alcool est fait sur la base des résultats des **Tableaux 3.1.21 et 3.1.22** qui montrent le pourcentage (%) obtenu à T=60°C et T=80°C de chaque type de Microémulsion (Blanc bleuté III, transparente bleuté III, laiteuse III, laiteuse II+, transparente II-), pour chaque rapport TA/alcool, avec la concentration NaCl égale à 5g/l, 10g/l, 15g/l, 20g/l et 25g/l et la concentration de tensioactif varie de 1% à 5% en masse.

A partir de ces tableaux on trouve que le pourcentage de microémulsion transparent bleuté est plus important pour le cas de l'alcool pentanol que pour celui de l'isopropanol ou sans alcool.

Type de microémulsion	Anionique							
	Sans Alcool		Isopropanol R = 2		Pentanol R = 1		Pentanol R = 1/2	
	80°C	60°C	80°C	60°C	80°C	60°C	80°C	60°C
Bl. Bl. III	0	0	0	0	0	0	0	0
Tr, Bl, III	0	0	0	0	16	44	12	48
Lait III	68	24	96	44	24	16	48	16
Lait II+	32	76	0	56	32	44	20	28
Tr. II-	0	0	4	0	12	0	20	0
Les deux Tr.	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau 3.1.21 : Pourcentage (%) de chaque type de microémulsion obtenu avec l'anionique à T=60°C et T=80°C, pour les différents types d'alcools (avec [NaCl]=5g/l, 10g/l, 15g/l, 20g/l et 25g/l. [TA]=1%, 2%, 3%, 4% et 5%).

Type de microémulsion	Non ionique							
	Sans Alcool		Isopropanol R = 2		Pentanol R = 1		Pentanol R = 1/2	
	80°C	60°C	80°C	60°C	80°C	60°C	80°C	60°C
Bl. Bl. III	8	0	12	0	8	12,5	0	0
Tr. Bl. III	12	0	0	8	52	16	12	16
Lait. III	44	4	40	16	8	16	8	20
Lait. II+	0	96	12	80	0	48	68	60
Tr. II-	36	0	28	0	32	4	12	4
Les deux Tr.	8	0	12	0	8	12,5	0	0

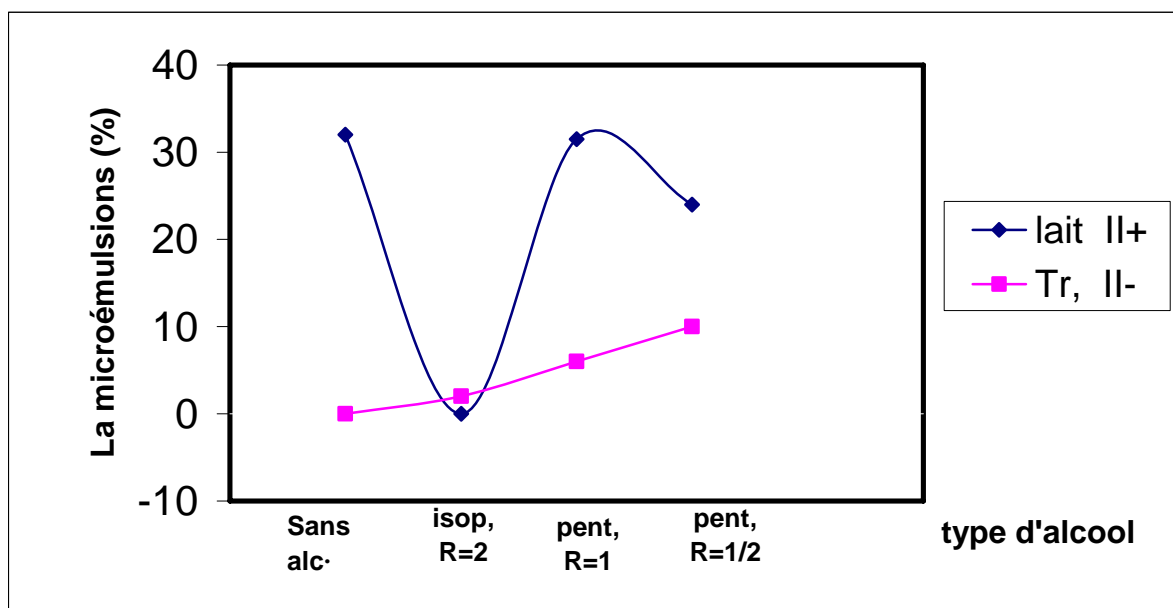
Tableau 3.1.22 : Pourcentage (%) de chaque type de microémulsion obtenu avec le non ionique à T=60°C et T=80°C, pour les différents types d'alcools (avec [NaCl]=5g/l, 10g/l, 15g/l, 20g/l et 25g/l. [TA]=1%, 2%, 3%, 4% et 5%).

3.1.4.3.1 L'effet de l'alcool :

Sur la **Figure 3.1.5** on remarque que le nombre des microémulsions de type Win I (II-) diminue et le nombre des microémulsions de type Win II (II+) augmente, lorsque la masse moléculaire de l'alcool augmente (passage de sans alcool à pentanol). Ceci nous permet de dire que l'utilisation des alcools de masses moléculaire élevée favorise la solubilisation de l'huile dans l'eau et par conséquent la formation de microémulsion Win I (II-).

Figure 3.1.5 : Pourcentage de microémulsions de type Win I (II-) et Win II (II+) obtenu avec l'anionique, pour les différents types d'alcools. (avec [NaCl]=5g/l, 10g/l, 15g/l, 20g/l et 25g/l.

[TA]=1%, 2%, 3%, 4% et 5%) à T=80°C.



Les alcools de faible masse moléculaire sont plus solubles dans l'eau [60], par conséquent, ils favorisent, en présence de tensioactif et d'huile, la formation de microémulsions de type Win II (II+), qui entraînent l'augmentation de P_E . Les alcools de masse moléculaire élevée (plus de C_5) sont plus solubles dans l'huile que dans l'eau. Cette solubilisation conduit à l'augmentation de la solubilité de l'huile dans l'eau (formation de Win I (II-)) et par conséquent l'augmentation de P_H .

Les résultats des **Tableaux 3.1.21** et **3.1.22** nous permettent de conclure que les deux tensioactifs (anionique et non ionique) donnent plus de microémulsions transparentes bleutées de type Win III avec l'alcool pentanol qu'avec les autres alcools. On remarque que l'utilisation du non ionique seul, en l'absence de l'alcool donne aussi des microémulsions médianes, ce qui nous permet de choisir ce groupe de formulation (sans alcool), pour l'étude de tension interfaciale.

3.1.4.3.2 L'effet de la température

Les **Figures 3.1.6 a**, **3.1.6 b**, **3.1.7 a**, et **Figure 3.1.7 b** montrent le pourcentage de microémulsions de type II+ et II- obtenus respectivement avec le non ionique et l'anionique, en fonction de la température et pour les différents alcools utilisés,

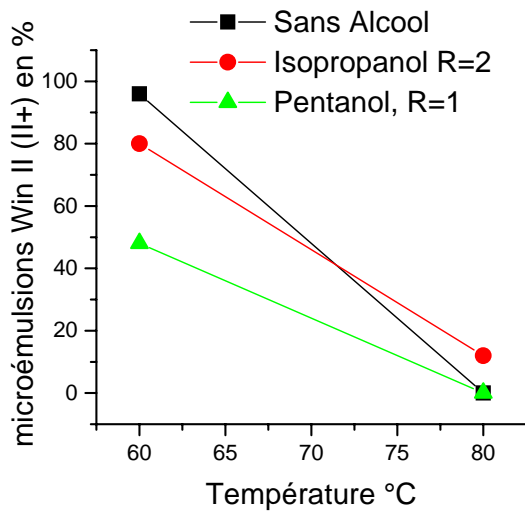


Figure 3.1.6 a : nombre de microémulsion Win II en fonction de T° (non ionique), pour $[\text{NaCl}]$ variant de 5g/l à 25g/l. et $[\text{TA}]$ variant de 1% à 5% en masse

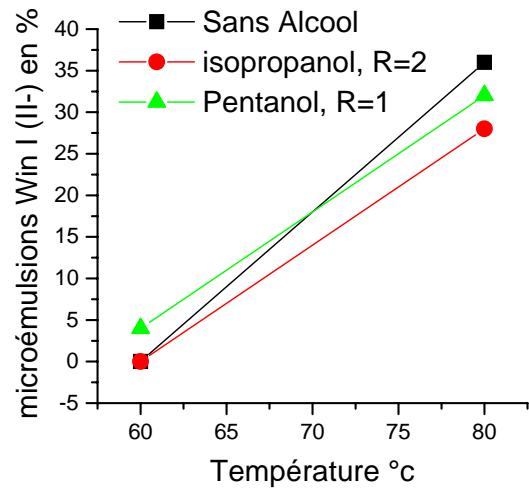


Figure 3.1.6 b : nombre de microémulsion Win I en fonction de T° (non ionique), pour $[\text{NaCl}]$ variant de 5g/l à 25g/l. et $[\text{TA}]$ variant de 1% à 5% en masse

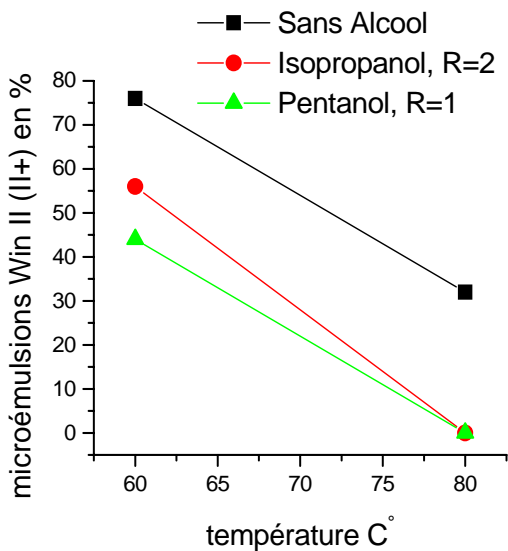


Figure 3.1.7 a : nombre de microémulsion Win II en fonction de T° (anionique), pour $[\text{NaCl}]$ variant de 5g/l à 25g/l. et $[\text{TA}]$ variant de 1% à 5% en masse

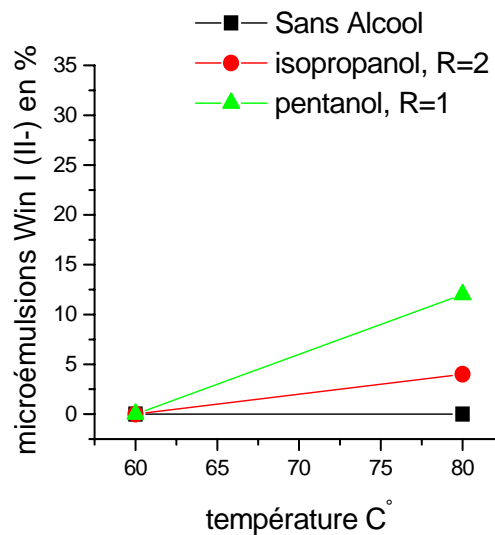


Figure 3.1.7 b : nombre de microémulsion Win I en fonction de T° (anionique), pour $[\text{NaCl}]$ variant de 5g/l à 25g/l. et $[\text{TA}]$ variant de 1% à 5% en masse

Au regard des courbes ci-dessus, nous constatons que le pourcentage de microémulsion de type Win I (II-) augmente et le pourcentage de microémulsion Win II (II+) diminue lorsque la température augmente. Ce qui signifie que lorsque la température augmente, le comportement de phase du système eau/huile/TA évolue de microémulsion Win II (II+) vers Win I (II-) passant par la microémulsion médiane (III).

Ce dernier résultat s'accorde avec les résultats trouvés par Novosad [70], qui a analysé l'effet de la température sur le comportement de phase avec un système Eau/Huile/TA (TEXAS à 2% et 1,5% NaCl), il a remarqué que la microémulsion de type Win II (II+) passe à la microémulsion Win I (II-) lorsque la température augmente de 77° F à 149°F.

3.1.4.3.3 L'effet de la salinité :

Le comportement de phase représenté précédemment, donné par Healy et al [5], est appelé comportement de phase idéal où une seule formulation de microémulsion médiane optimale existe, symbolisée par M^* . La plupart des systèmes TA/eau/huile présentent un comportement de phase dit réel, où plusieurs régions triphasiques existent dans un même diagramme pseudo ternaire du système TA/ eau/huile.

Les **Tableaux 3.1.23** et **3.1.24** montrent le pourcentage de chaque type de microémulsion (Win II, Win I, Laiteuse Win III, Transparente bleuté Win III) obtenu en fonction de la salinité, pour le tensioactif anionique en mélange avec l'alcool pentanol (R=1) et le tensioactif non ionique seul en absence de l'alcool. Nous remarquons sur les tableaux ci-dessous que le pourcentage de microémulsions de type III formé à partir de l'anionique est plus élevé, lorsque la salinité est égale à 15, 20, 25g/l et T=60°C. Par contre, le tensioactif non ionique donne plus de microémulsions à T = 80°C et aux salinités élevées (15 g/l, 20 g/l, 25 g/l).

Type de microémulsion	ANIONIQUE + ALCOOL PENTANOL									
	[NaCl] = 5 g/l		[NaCl] = 10 g/l		[NaCl] = 15 g/l		[NaCl] = 20 g/l		[NaCl] = 25 g/l	
	60°C	80°C	60°C	80°C	60°C	80°C	60°C	60°C	60°C	80°C
Bl. bl. III	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tr. Bl. III	20	20	20	20	60	0	60	20	60	20
lait III	0	0	20	20	20	20	20	60	20	20
lait II+	60	80	40	60	20	20	20	20	20	40
Tr. II-	0	0	0	0	0	40	0	0	0	20
Les deux tr.	20	0	20	0	0	20	0	0	0	0

Tableau 3.1.23 : Le pourcentage de chaque type de microémulsion obtenue, en fonction de la salinité, (pour la concentration de l'anionique varie de 1% à 5 % en masse).

Type de microémulsion	NON IONIQUE + Sans Alcool									
	[NaCl] = 5 g/l		[NaCl] = 10 g/l		[NaCl] = 15 g/l		[NaCl] = 20 g/l		[NaCl] = 25 g/l	
	60°C	80°C	60°C	80°C	60°C	80°C	60°C	80°C	60°C	80°C
Bl. Bl. III	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tr, Bl, III	0	0	0	0	0	0	60	0	40	0
lait III	20	60	0	60	60	0	20	0	20	0
lait II+	80	0	100	0	0	100	0	100	0	100
Trans II-	0	40	0	40	40	0	20	0	40	0
Les deux Tr.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tableau 3.1.24 : Le pourcentage de chaque type de microémulsion obtenue en fonction de la salinité, (pour la concentration du non ionique varie de 1% à 5 % en masse).

La salinité optimale peut être tirée à partir de l'étude de comportement de phase où $P_E \cong P_H$. Healy [5] a prouvé que cette salinité optimale est proche de celle qui correspond à l'égalité de la tension interfaciale de part et d'autre de la microémulsion médiane ($\sigma_{me} = \sigma_{mh}$).

Les **Tableaux 3.1.25** et **3.1.26** montrent les valeurs des paramètres de solubilisation P_E et P_H pour les microémulsions transparentes bleutées de type Win III.

	Anionique + Pentanol, R=1			
	T = 60°C		T = 80°C	
	P _E	P _H	P _E	P _H
[NaCl]=05 g/l	12,4	3,12	/	/
[NaCl]=10 g/l	7,48	2,49	17,15	4,68
[NaCl]=15 g/l	29,10	8,31	/	/
[NaCl]=20 g/l	17,04	20,78	24,94	1,25
[NaCl]=25 g/l	12,47	4,16	26,19	2,49

Tableau 3.1.25 : Paramètres de solubilisations P_H, P_E pour les systèmes de type Win III transparente bleuté, obtenus avec l'anionique

	Non ionique, Sans Alcool			
	T = 60°C		T = 80°C	
	P _E	P _H	P _E	P _H
[NaCl]=05 g/l	/	/	2,24	0,74
[NaCl]=10 g/l	/	/	3,97	3,36
[NaCl]=15 g/l	/	/	3,61	7,11
[NaCl]=20 g/l	/	/	2,76	6,59
[NaCl]=25 g/l	/	/	2,63	3,19

Tableau 3.1.26 Paramètres de solubilisations P_H, P_E pour les systèmes de type Win III transparente bleuté, obtenus avec le non ionique.

Les microémulsions médianes qui présentent des paramètres de solubilisation proches de 10 sont optimales et favorables pour leur application à la récupération du pétrole [36]. A partir des tableaux précédents, on constate que le système eau/huile/TA formulé à partir de l'anionique et à la salinité de 20g/l et à T=60°C, peut être dit optimal. Par contre le tensioactif non ionique ne donne pas des paramètres de solubilisation proches de 10. La meilleure valeur est enregistrée pour la [NaCl] =15 g/l à T=80°C.

3.1.4.4 Conclusion :

Ces résultats nous permettent de conclure que l'efficacité des deux tensioactifs est plus marquée aux salinités élevées. Le tensioactif anionique donne plus de systèmes triphasiques à la T=60°C et avec le pentanol que les autres alcools. Par contre le non ionique peut donner des systèmes triphasiques sans qu'il soit mélangé avec un alcool et à T=80°C.

A partir de ces résultats, les mesures de tensions interfaciales vont être appliquées sur les formulations eau /huile/ TA suivante :

- ✚ anionique + Co-tensioactif (Pentanol, R=1) à T=60°C. et la salinité varie entre 15, 20 et 25g/l.
- ✚ non ionique seul sans alcool à T=80°C. et la salinité varie entre 15, 20 et 25g/l.

Les mesures de tension interfaciales nous permettront de déterminer la salinité optimale et la quantité minimale en tensioactif qui correspond à la plus faible valeur en tension interfaciale.

3.1.5 Optimisation de la concentration du sel NaCl et la quantité minimale de tensioactif par la mesure de tension interfaciale :

Le but de cette partie d'étude est de mesurer et d'analyser les tensions interfaciales des microémulsions obtenues dans les deux cas précédentes

- ✚ [NaCl] = 15, 20 et 25g/l/Huile/ anionique + Alcool (Pentanol, R=1) à T=60°C.
- ✚ [NaCl] = 15, 20 et 25g/l/Huile/ non ionique, Sans Alcool à T=80°C.

L'évolution de tension interfaciale est étudiée en fonction des paramètres de solubilisation dans les conditions de fond de gisement Tin Fouyé de salinité et de température.

3.1.5.1 Mesure de tension interfaciale des formulations choisies :

3.1.5.1.1 Introduction :

Il est généralement admis que les microémulsions, les plus efficaces pour la récupération du pétrole, sont celles qui conduisent à des tensions interfaciales basses, au contact des fluides (eau et brut) dans le gisement. Avant d'aborder le problème de l'évolution de l'efficacité des deux tensioactifs (anionique et non ionique) en fonction des conditions thermodynamiques dans lesquelles, ils opèrent, nous allons d'abord rappeler quelques méthodes de mesure de tension interfaciale. Nous avons retenu trois méthodes, parce qu'elles permettent par leur complémentarité de couvrir toute la gamme des tensions interfaciales :

- ✚ **la méthode de la goutte pendante** : utilisée pour des tensions interfaciales les plus fortes, supérieures à 1mN/m.
- ✚ **la méthode de la goutte tombante** (méthode du volume de goutte) : pour des valeurs intermédiaires ($0,05 \text{ mN/m} < \gamma < 1\text{mN/m}$).
- ✚ **la méthode de la goutte tournante** : elle permet de mesurer la tension interfaciale à partir de la forme et de la taille de la goutte placée dans le champ de forces, Celui-ci est engendrée par la rotation du tube (auteur de son axe), qui contient les deux phases à mesurer (**Figure 3.1.8**).

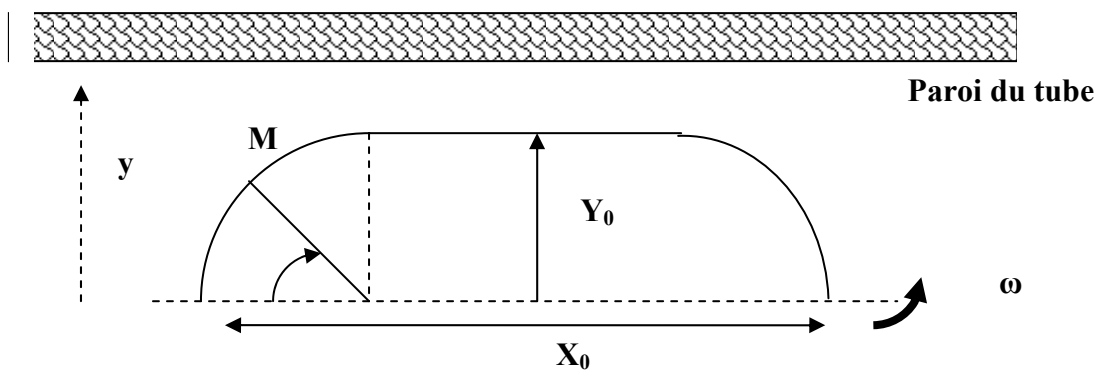


Figure 3.1.8 : méthode de goutte tournante

3.1.5.1.2 Méthode de la goutte tournante :

Cette méthode est basée sur l'équation de Laplace et sur le principe de l'hydrostatique. La loi de Laplace donne la différence de pression de part et d'autre d'une interface à partir de ses rayons de courbures principaux R_1 et R_2 .

$$\Delta P = \gamma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \dots\dots\dots(3.1.1)$$

À l'état de l'équilibre de la goutte en rotation, les rayons de courbures R_1 et R_2 sont égaux :

$$R_1 = R_2 = b \dots\dots\dots(3.1.2)$$

$$\Delta P_0 = \frac{2\gamma}{b} \dots\dots\dots(3.1.3)$$

À l'état d'équilibre de la goutte tournante, la force capillaire ΔP_0 est équilibré par les forces de rotations (centripètes) donné par la formule suivante :

$$\Delta P_r = \Delta \rho \cdot \frac{v^2}{2} = \Delta \rho \cdot \frac{\omega^2 y^2}{2} \dots\dots\dots(3.1.4)$$

à l'équilibre $\Delta P_r = \Delta P_0$, on écrit :

$$\Delta \rho \frac{\omega^2 y^2}{2} = \frac{2\gamma}{b} \dots\dots\dots(3.1.5)$$

$$\Rightarrow \gamma = \frac{\Delta \rho \omega^2 y^2 b}{4} \dots\dots\dots(3.1.6)$$

mais, comme $y = b$, donc γ s'écrit :

$$\gamma = \frac{\Delta \rho \omega^2 y^3}{4} \dots\dots\dots (3.1.7)$$

Avec ω : vitesse de rotation.

y : rayon de la goutte en rotation.

L'équation (3.1.7) est nommée équation de Vonnegnet [17]. Cette équation n'est valable qu'à partir du moment où le rapport X_0/Y_0 est supérieur à 4.

3.1.5.1.3 Principe de la mesure (Figure 3.1.9):

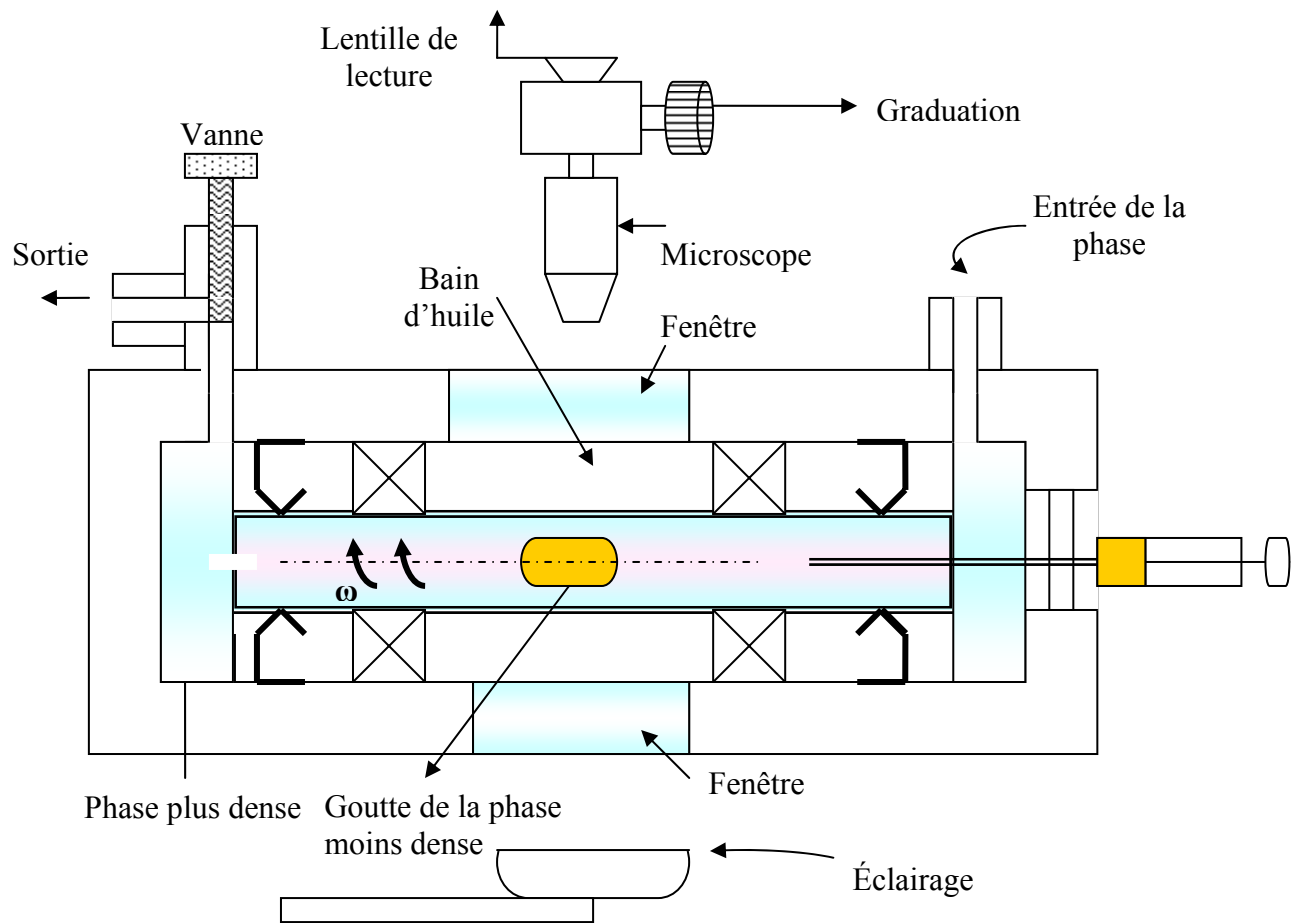


Figure 3.1.9: diagramme du tensiomètre à goutte tournante [56].

Dans un tube capillaire calibré ($\varnothing=2$ mm, $L=5$ cm) mis en rotation suivant son grand axe, se trouve la phase aqueuse (plus dense) et une goutte d'huile (phase moins dense). Le champ de gravitation produit par la rotation du capillaire positionne la goutte d'huile au milieu de ce dernier et la déforme en un cylindre. La méthode consiste en la mesure précise du diamètre de ce cylindre d'huile, l'extrême finesse de la goutte cylindrique d'huile nécessite pour l'observation un système optique grossissant, celui-ci étant constitué de deux lentilles séparées. Une lentille de l'objective est de 2,5, l'autre de 3,5. Une graduation lue par la première, correspond à 0,40 mm linéaire, par contre la deuxième correspond à 0,17 mm.

L'éclairage du tube capillaire est assuré par une lampe stroboscopique. En condition de fonctionnement de l'appareil, l'équation (3.1.7) s'écrit:

$$\gamma = K \cdot r^3 \cdot \omega^2 \cdot (\rho_1 - \rho_2) \dots\dots\dots (3.1.8)$$

Avec : $K = 0,22 \cdot 10^{-7}$ SI , pour la lentille de l'objective égale à 2,5.

$K = 0,19 \cdot 10^{-8}$ SI, pour la lentille de l'objective égal à 3,5.

γ est exprimé en mN/m ou dyne/cm.

3.1.5.2 Mesures de densités :

La mesure des densités est très importante pour le calcul des tensions interfaciales déjà montré dans la partie précédente (§ 3.1.5.1.2). La détermination de la densité de chaque phase obtenue après le temps de stabilisation a été faite à l'aide d'un densimètre digital de marque DMA.

3.1.5.2.1 Principe de la mesure:

Dans la cellule de mesure qui est constituée d'un tube en "U" de masse M_0 , et de volume V_0 , est introduit le fluide de masse volumique ρ inconnue, caractérisé par un coefficient d'élasticité C . Si nous faisons oscillé ce système de façon non amortie par une excitation électronique, la fréquence d'oscillation du fluide s'écrit :

$$f_{ech.} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{C}{M}} = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{C}{M_0 + \rho V_0}} \dots\dots\dots(3.1.9)$$

De l'équation (3.1.9), on voit que la connaissance de f_{ech} ou la période T_{ech} , permet de calculer ρ . De l'équation précédente, on écrit :

$$T_{ech}^2 = 4\pi \cdot \frac{M_0 + V_0 \rho_{ech}}{C} \dots\dots\dots(3.1.10)$$

avec : T_{ech} : période d'oscillation de l'échantillon, l'équation (3.1.10) s'écrit :

$$T_{ech}^2 = A \rho_{ech} + B \dots\dots\dots(3.1.11)$$

Avec: $A = \frac{4\pi^2 V_0}{C}$ et $B = \frac{4\pi^2 M_0}{C}$

A et B sont des constantes de l'appareil à température constante. Leurs valeurs peuvent être obtenues, en mesurant au préalable, la période des oscillations pour deux corps de densité connue (exemple : l'eau et l'air). Si $\Delta\rho > 0.5 \text{ g/cm}^2$, l'erreur sera accrue mais n'excédera pas $\pm 5.10^{-4} \text{ g}\cdot\text{cm}^{-3}$ sur une gamme de $[0,3] \text{ g/cm}^3$ [56].

3.1.5.2.2 Description de l'appareil:

L'appareil comprend trois parties essentielles :

- i. La cellule de mesure.
- ii. Le système d'excitation de la cellule.
- iii. Le calculateur.

i. La cellule de mesure : elle est constituée d'un tube en U en verre, placé dans un cylindre à double paroi de verre, scellé aux deux extrémités et rempli de gaz à haute conductivité thermique. Ce cylindre est maintenu rigide dans un autre cylindre métallique qui joue le rôle d'amortisseur d'oscillation. Le volume de cellule entrant en vibration (excitation électronique) est maintenu à T° constante. Une fenêtre est découpée dans ce cylindre métallique de façon à ce que l'utilisateur puisse suivre le remplissage de la cellule.

ii La thermo-régulation :

Une thermomètre à résistance de platine mesure la température de l'enceinte, selon que cette température est supérieure ou inférieure à la température souhaitée, il y a inversion de la polarité du courant dans l'élément à l'effet Peltier, qui chauffe ou refroidit alternativement la cellule. La précision du système de thermostatisation est voisin de $5/100^\circ\text{C}$.

iii Le système électronique : il comprend :

- ✚ Le système d'excitation de la cellule.
- ✚ L'enregistreur des constantes A et B (permettant d'afficher clairement la densité mesurée).

3.1.5.2.3 : Etalonnage :

On place le sélecteur d'affichage sur la position T (période d'oscillation), ensuite on remplit la cellule avec de l'eau distillée, on doit éviter toute formation de bulle, puis, on lit sur l'afficheur la valeur de T_{H_2O} . Après le séchage de la cellule, on refait la procédure avec l'air, et on lit la valeur T_{air} . Avec ces périodes, on détermine les constantes A et B, avec :

$$A = \frac{T_{H_2O}^2 - T_{air}^2}{\rho_{H_2O} - \rho_{air}} \dots\dots\dots(3.1.12)$$

$$B = T_{air}^2 - A\rho_{air} \dots\dots\dots(3.1.13)$$

On enregistre les constantes A et B sur l'enregistreur numérique de l'appareil, après cette étape, l'appareil est prêt pour les mesures.

3.1.5.3 Résultats et discussion :

Nous avons mesuré la densité de toutes les phases obtenues après la stabilisation dans l'étuve, des formulations choisies:

🚦 [NaCl] = 15, 20 et 25g/l/Huile/ anionique + Alcool (Pentanol, R=1) à T=60°C .

🚦 [NaCl] = 15, 20 et 25g/l/Huile/ non ionique seul, sans alcool à T=80°C.

Ces formulations sont préparées dans des ampoules de 500ml, afin d'obtenir des phases (microémulsion médiane) suffisantes en volume, pour effectuer les mesures de densité et de tension interfaciale. Le **Tableau 3.1.27**, montre les densités de chaque phase obtenues pour les différentes concentrations de tensioactif anionique et non ionique. On remarque que la densité de la microémulsion de type III est comprise respectivement entre 0,944 et 1,034, 0,7889 et 0,979, et 0,7186 et 0,774, lorsque la salinité est de 25g/l, 20g/l et 15g/l. Cela montre que la densité de la microémulsion médiane est proportionnelle à la concentration du NaCl dans la saumure. L'augmentation de la densité de la microémulsion est affectée par l'augmentation de la quantité d'eau dispersée dans cette microémulsion. Plus le paramètre de

solubilisation d'eau augmente plus la densité de la microémulsion augmente, cet effet est inversé pour le cas de l'huile. Lorsque P_H augmente, la densité de la microémulsion diminue et le type de microémulsion tend vers la microémulsion haute Win II (II+). Cela implique que les paramètres de solubilisation peuvent être corrélés avec la densité de la microémulsion.

		Anionique + pentanol (r=1)				Non ionique, sans alcool			
		60°C				80°C			
		ρ_e	ρ_h	ρ_m	Aspect	ρ_e	ρ_h	ρ_m	Aspect
15 g/l	[TA]=1%	0,9862	--	0,7543	lait II+	--	0,7228	0,9815	lait II-
	[TA]=2%	0,9843	0,7422	0,7541	lait II	--	0,7011	0,9848	lait II-
	[TA]=3%	0,9809	0,7603	0,7762	Tr. Bl. III	1,031	0,7091	0,9801	lait III
	[TA]=4%	0,9788	0,7517	0,7568	Tr. Bl. III	0,9898	0,7044	0,9531	lait III
	[TA]=5%	0,9746	0,7086	0,7186	Tr. Bl. III	0,9861	0,7058	0,9529	lait III
20 g/l	[TA]=1%	0,958	--	0,788	lait II+	--	0,702	0,983	lait II-
	[TA]=2%	1,05	0,7595	0,7889	lait III	0,9881	0,7032	0,9031	lait III
	[TA]=3%	1,03	0,79	0,792	Tr. Bl. III	0,9831	0,7033	0,9189	Tr. Bl. III
	[TA]=4%	1,01	0,784	0,9895	Tr. Bl. III	0,9852	0,7092	0,9817	lait III
	[TA]=5%	1,008	0,762	0,979	Tr. Bl. III	0,9834	0,7035	0,9585	lait III
25 g/l	[TA]=1%	0,964	--	0,751	lait II+	--	0,7012	0,9311	lait II-
	[TA]=2%	1,06	0,766	0,97	lait III	--	0,7014	0,9789	lait II-
	[TA]=3%	1,09	0,772	1,034	Tr. III	0,9861	0,7027	0,8976	lait III
	[TA]=4%	1,07	0,78	1,028	Tr. III	0,9868	0,7044	0,9244	Tr. Bl. III
	[TA]=5%	1,06	0,784	0,944	Tr. Bl. III	0,9852	0,7144	0,9141	Bl. Bl. III

Tableau 3.1.27 : Densité des phases obtenues avec les tensioactifs anionique et non ionique.

3.1.5.3.1 Tensioactif anionique + pentanol (R=1) , T=60°C :

Le **Tableau 3.1.28** montre les valeurs de tension interfaciale des microémulsions mesurées avec les phases en excès de l'eau et de l'huile. On remarque que les tensions interfaciales obtenues dans ce cas, sont entre $8,8 \cdot 10^{-2}$ et $5,38 \cdot 10^{-5}$ mN/m.

Sur le **Tableau 3.1.28** et les **Figures 3.1.10 (a), 3.1.10 (b) et 3.1.10 (c)**, nous pouvons remarquer que les tensions interfaciales σ_{me} et σ_{mh} les plus basses et les plus proches entre elles sont obtenues pour la concentration de tensioactif à 3%, et la salinité de

20g/l. Donc cette formulation (anionique 3% + pentanol/ huile/ saumure à 20g/l) peut être considérée la formulation la plus optimale pour la série des formulations faites avec l'anionique.

Anionique à T = 60°C, Pentanol R=1						
	[NaCl] = 15 g/l		[NaCl] = 20 g/l		[NaCl] = 25 g/l	
[TA]%	σ_{me}	σ_{mh}	σ_{me}	σ_{mh}	σ_{me}	σ_{mh}
1	6,79E-02	/	9,07E-03	/	8,82E-02	
2	3,80E-02	5,38 E-05	1.33E-02	1,40 E-04	1,43E-02	8.47E-04
3	1,07E-02	3,84 E-04	3,58E-03	8,44E-04	1,47E-03	9,62E-02
4	2,25E-02	7,97 E-03	2,24E-03	1,69E-02	1,06E-03	2,70E-02
5	3,33E-02	0,78 E-03	1,2E-02	7,07E-03	5,13E-02	3,31E-02

Tableau 3.1.28 : valeurs de tension interfaciale en fonction de la salinité et la concentration de l'anionique

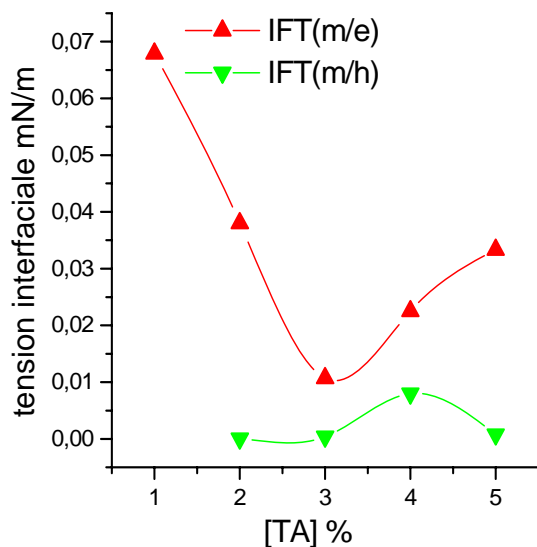


Figure 3.1.10 (a) Tension interfaciale en fonction de la concentration de l'Anionique pour [NaCl]=15g/l

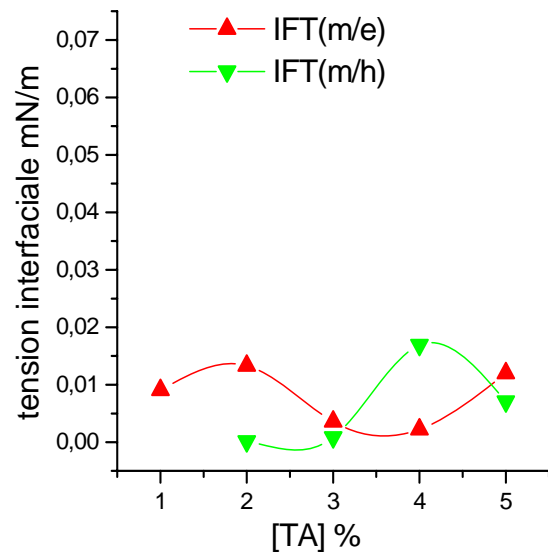


Figure 3.1.10 (c) Tension interfaciale en fonction de la concentration de l'Anionique pour [NaCl]=20g/l

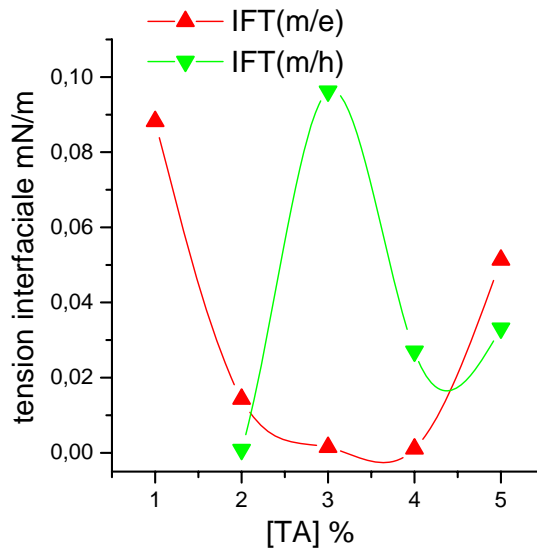


Figure 3.1.10 (b) Tension interfaciale en fonction de la concentration de l'anionique pour [NaCl]=25g/l

Healy et al.[5] ont déjà énoncé que la concentration optimale peut être tirée de l'étude de comportement de phase (P_E et P_H élevés et proches entre eux). Si on utilise la règle précédente de Healy dans notre cas, on trouve qu'elle s'applique aussi pour nos systèmes. Le **Tableau 3.1.29** et les **Figure 3.1.11 (a), (b) et (c)** montrent la variation du paramètre de solubilisation P_E et P_H pour différentes concentrations de l'anionique, et pour les trois salinités (15g/l, 20g/l et 25g/l).

Les valeurs de P_E et P_H élevées et proches entre elles sont enregistrées pour une formulation de concentration en TA de 3% et une salinité de 20g/l, qui correspond à la même formulation déterminée à partir de la mesure de IFT (**Tableau 3.1.28** et les **Figures 3.1.10 (a), 3.1.10 (b) et 3.1.10 (c)**).

Anionique à T = 60°C, Pentanol R=1						
	[NaCl] = 15 g/l		[NaCl] = 20 g/l		[NaCl] = 25 g/l	
[TA]	P _E	P _H	P _E	P _H	P _E	P _H
1	4	/	4	/	2,7	/
2	5,5493	83,2408	2,7746	22,7524	2,7746	83,2408
3	25,8971	7,3991	15,1683	18,4979	11,0987	3,6995
4	11,0987	5,5493	16,6481	2,7746	16,6481	6,9367
5	7,1032	11,0987	2,9966	7,1032	2,2197	6,6592

Tableau 3.1.29 : valeurs de paramètre de solubilisation en fonction de la salinité et de la concentration de l'anionique

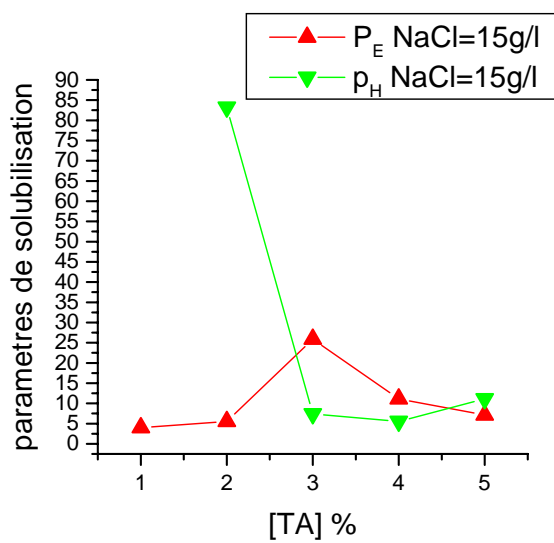


Figure 3.1.11 (a) paramètre de solubilisation en fonction de la concentration de l'anionique pour [NaCl]=15g/l

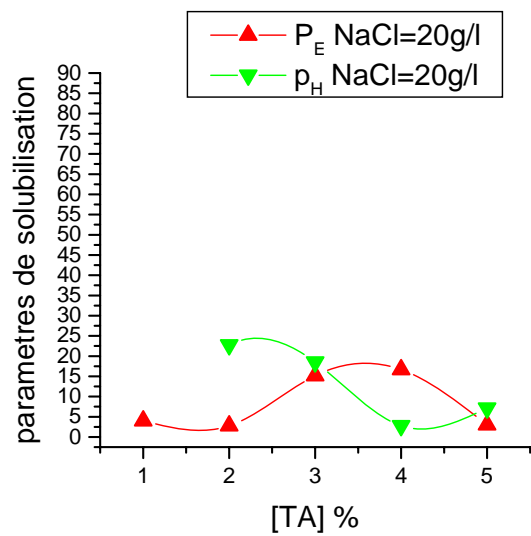


Figure 3.1.11 (b) paramètre de solubilisation en fonction de la concentration de l'anionique pour [NaCl]=20g/l

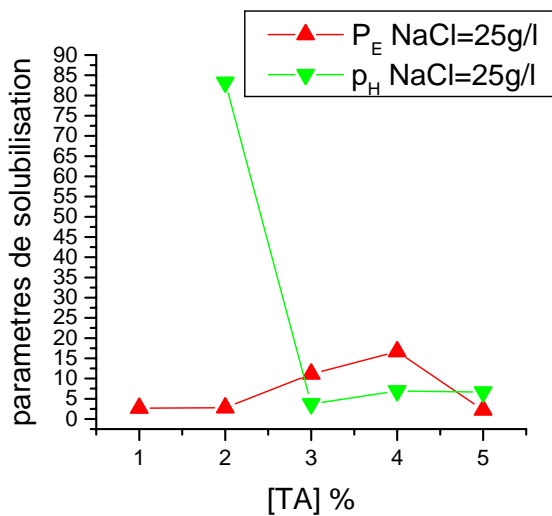


Figure 3.1.11 (c) paramètre de solubilisation en fonction de la concentration de l'anionique pour [NaCl]=25g/l

Sur les **Figures 3.1.12 (a), 3.1.12 (b) et 3.1.12 (c)** représentées ci-dessus, nous constatons bien que σ_{me} et σ_{mh} varient inversement aux paramètres de solubilisation P_E et P_H . Lorsque le paramètre P_E augmente, la tension interfaciale microémulsion/eau (σ_{me}) diminue. De même pour P_H et σ_{mh} , lorsque P_H augmente, la tension interfaciale microémulsion/huile (σ_{mh}) diminue.

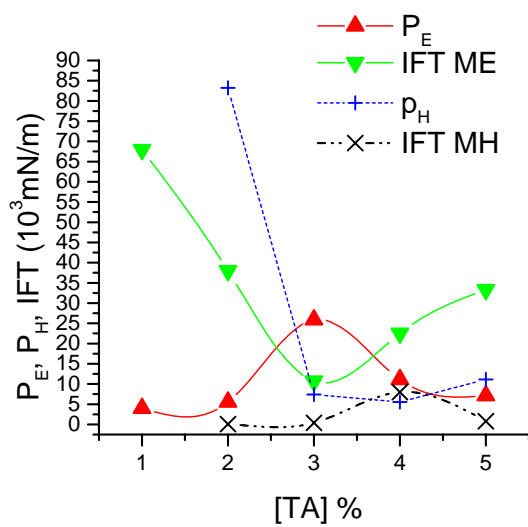


Figure 3.1.12 (a) : paramètre de solubilisation et tension interfaciale en fonction de la concentration de l'Anionique ($R=1$), $[NaCl]=15g/l$, $T=60^\circ C$

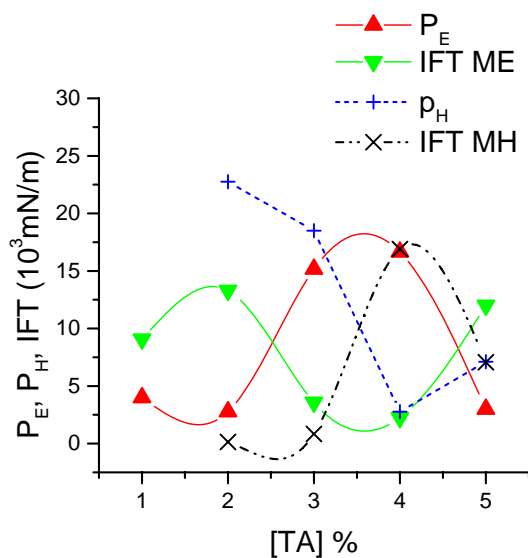


Figure 3.1.12 (b) : paramètre de solubilisation et tension interfaciale en fonction de la concentration de l'Anionique ($R=1$), $[NaCl] = 20g/l$, $T=60^\circ C$.

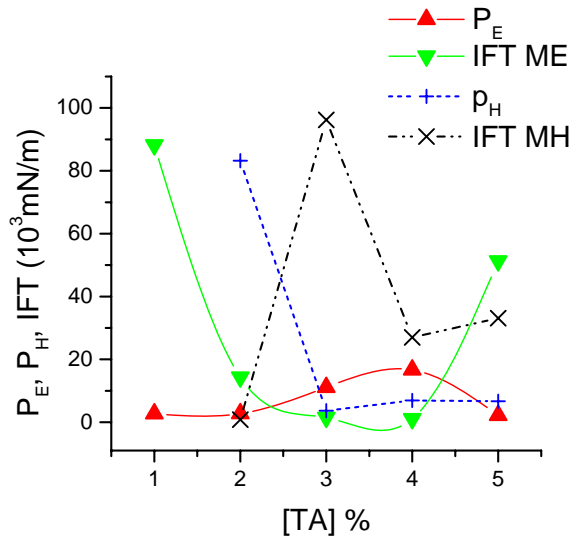


Figure 3.1.12 (c) : paramètre de solubilisation et tension interfaciale en fonction de la concentration de l'Anionique (R=1), T=60°C, [NaCl] = 25g/l

3.1.5.3.2 Tensioactif non ionique, Sans alcool, T=80°C :

Le **Tableau 3.1.30** montre les valeurs de tensions interfaciales mesurées entre la microémulsion et les phases en excès obtenues avec le non ionique et en absence de l'alcool à T=80°C. On remarque que les plus faibles valeurs sont obtenues à 4 % en masse du tensioactif (non ionique), la valeur minimal est $5,55 \cdot 10^{-4}$ mN/m et la valeur la plus élevée est 0,19 mN/m.

Non ionique à T = 80°C, Sans alcool						
	[NaCl] = 15 g/l		[NaCl] = 20 g/l		[NaCl] = 25 g/l	
[TA]%	σ_{me}	σ_{mh}	σ_{me}	σ_{mh}	σ_{me}	σ_{mh}
1	/	1,01E-02	/	2,62E-02	/	0,0143
2	/	2,93E-02	1,97E-02	6,29E-04	/	0,0213
3	1,90E-01	3,11E-02	3,07E-03	1,99E-02	8,44e-2	0,03
4	9,17E-04	8,54E-02	5,55E-04	1,20E-02	0,00394	0,0719
5	2,10E-02	9,60E-02	2,72E-03	1,38E-02	0,0073	0,07968

Tableau 3.1.30 : valeur de tension interfaciale en fonction de la salinité et la concentration de non ionique.

Sur ce Tableau, nous pouvons remarquer que le système triphasique est absent pour les faibles concentrations du non ionique (1% et 2%), et que les valeurs faibles en tension interfaciale sont enregistrées pour la concentration de 4%, à la salinité de 20g/l.

3.1.6 Conclusion :

Nous avons étudié le comportement de phase des systèmes eau/huile/TA dans les conditions de fond de gisement de Tin Fouye, en présence de tensioactif anionique ou non ionique ou le mélange des deux, en fonction des paramètres de formulation :

- ✚ type et concentration de tensioactif.
- ✚ type et concentration d'alcool.

Nous avons obtenu des systèmes triphasiques (où la microémulsion occupe la position médiane entre la phase d'eau en excès et la phase d'huile en excès), en pourcentage élevé de ces systèmes triphasiques avec l'anionique qu'avec le non ionique ou le mélange des deux, tout en variant la concentration du tensioactif, la salinité (NaCl) et la température. Les microémulsions désirées sont transparentes et bleuté, le rayon des micelles dans ce cas a été montré par certains auteurs à environ 50 μm . Le tensioactif anionique apparais fiable aussi bien à $T=60^\circ\text{C}$ qu'à $T=80^\circ\text{C}$. Par contre, le non ionique est plus actif à $T=80^\circ\text{C}$ qu'à $T=60^\circ\text{C}$. Cela confirme la fiabilité des tensioactifs de faible masse moléculaire ($350 < M < 400$) pour formé les microémulsions médianes à faible température [59]. Nous avons fixé le type de Tensioactif en se basant sur les résultats du **Tableau 3.1.22**, qui montre que l'utilisation de tensioactif seul, donne de bons résultats par rapport aux mélanges que l'on a considérés ($[\text{anionique}] = [\text{non ionique}]$ et $[\text{anionique}] = 2.[\text{non ionique}]$).

Le mélange n'a pas donné de bons résultats, l'effet du tensioactif non ionique de masse moléculaire élevé a dominé sur celui de l'anionique. Mais si on utilise des quantités faibles en non ionique par rapport à l'anionique, des résultats meilleurs, devraient être probablement obtenues.

L'étude de comportement de phase nous a permis d'estimer la formulation optimale par la mesure des paramètres de solubilisation (données par Nelson [53]). La formulation optimale selon l'étude du comportement de phase est la même que celle déduite à partir de l'étude de tension interfaciale (anionique 3% + pentanol R=1, salinité 20g/l), la formulation la plus optimale enregistrée avec le non ionique correspond à 4% , sans alcool et salinité de 20g/l.

Nos mesures de tension interfaciale sur les microémulsions transparentes bleutées de Type III montrent que le tensioactif anionique est plus fiable, pour l'abaissement de la tension interfaciale, que le non ionique ou le mélange. Les valeurs mesurées sont entre 10^{-2} et 10^{-4} mN/m.

Chapitre 3 Partie 2:

**Optimisation des microémulsions de
type Win III dans les conditions de
gisement TinFouyé, utilisant
le brut du gisement**

3.2.1 INTRODUCTION:

Le but de ce travail est d'obtenir un système triphasique (Win III), préparé à partir d'une quantité minimale de tensioactif anionique, ce dernier a été prouvé, d'après la partie 1 de ce chapitre, qu'elle est fiable pour la formation des systèmes triphasiques, et de réduire la tension interfaciale de part et d'autre de la microémulsion de type Win III jusqu'à des valeurs très faibles qui peut atteindre l'ordre de 10^{-4} mN/m.

La méthode utilisée pour la formulation et l'optimisation de telles microémulsions du type Win III transparentes dans les conditions du gisement de Tin Fouyé (condition de température et de composition des fluides en place) comporte deux étapes :

- ✚ Sélection d'un co-tensioactif (alcool) à partir de pourcentage en microémulsion de type III transparentes, tout en variant la concentration de tensioactif. Les co-tensioactif que l'on a utilisé sont : pentanol, isopropanol. les rapports tensioactif/ alcool sont : 0.5- 1- 1.6 et 4 pour les deux alcools. Des formulations sans alcool ont été aussi préparées.
- ✚ Sélection de la concentration optimale en tensioactif, en se basant sur les mesures de tension interfaciale. Cette sélection consiste à trouver la plus petite concentration possible de tensioactif susceptible de donner la microémulsion désirée (Win III), de faible tension interfaciale avec l'eau et l'huile en excès, les valeurs de tension interfaciale devant être proches entre elles ($\sigma_{me} \approx \sigma_{mh}$).

3.2.2 Comportement de phase :

Pour étudier le comportement de phases des systèmes anionique/ brut de Tin Fouyé/eau d'injection/ alcool, nous avons préparé plusieurs séries de tubes, en variant :

- ✚ la concentration de l'anionique entre 1% et 5% en masse.
- ✚ le type d'alcool (pentanol, isopropanol et le cas sans alcool).
- ✚ le rapport Tensioactif/Alcool : 1- 1,6- 4 et 0,5.

Le rapport eau/huile est maintenu égal à 1 pour toutes les formulations. Les tubes sont hermétiquement fermés, sans agiter, on met ces tubes à l'étuve à $T=69^{\circ}\text{C}$ (température du gisement). Après deux semaines on procède à la lecture des volumes des différentes phases obtenues et on calcule les paramètres de solubilisations de l'eau et de l'huile.

3.2.3 Optimisation par rapport au type d'alcool :

Cette première optimisation est basée sur la recherche du type d'alcool, lorsque celui-ci est ajouté au système eau d'injection / brut/ /tensioactif (anionique). La composition chimique de l'eau d'injection et le brut de Tin Fouyé sont respectivement représentés, sur les **Tableaux 3.2.1** et **3.2.2** (Annexe).

En récupération assistée du pétrole par l'injection de microémulsion/ polymère, les alcools utilisés sont généralement des alcools allant de C_2 à C_6 . Les alcools linéaires comme le pentanol et l'hexanol favorisent la solubilisation de l'huile, alors que l'isopropanol augmente la solubilisation de l'eau, ceci ayant déjà été relevé par des travaux antérieurs pour d'autres alcools légers [54]. Dans toutes nos formulations eau/ huile/tensioactif, le rapport eau /huile est égal à l'unité ($\text{WOR}=1$).

3.2.4 Résultats et discussion:

Sur les **Tableaux 3.2.3** et **3.2.4** (Annexe), nous avons présenté les résultats des paramètres de solubilisations et l'aspect morphologique (apparence) de toutes les phases obtenues après deux semaines de stabilisation dans l'étuve à $T=69^{\circ}\text{C}$. Les résultats donnés sur le **Tableau 3.2.5** montrent clairement l'efficacité du pentanol pour former des microémulsions transparentes de Type III, par contre avec l'isopropanol, on n'a pas obtenu de microémulsion transparente de type III (0 %).

Type de microémulsion	Anionique							
	Pentanol			isopropanol				Sans ALC
	R = 1,6	R = 4	R = 1	R = 0,5	R = 4	R = 2	R = 1	R = 0
Noir II+	0	0	0	0	40	40	40	0
Tr. Mr. III	60	0	40	0	0	0	0	0
marron III	40	60	60	0	40	60	20	60
Tr. II-	0	0	0	0	0	0	0	0
Abs. de Mic.	0	40	0	0	20	0	40	40

Tableau 3.2.5 Pourcentage obtenu avec les différents types et concentrations d'alcool, pour chaque type de microémulsion ([TA] varie de 1% à 5% en masse)

Il est évident que l'huile de gisement a une composition complexe (coupe paraffinique entre C₁₂ et C₂₄), par conséquent, sa solubilité en présence du tensioactif est difficile. L'ajout d'un alcool de faible masse moléculaire n'affecte pas la solubilisation de l'huile, car il est soluble dans l'eau, ce qui favorise la solubilisation de l'eau dans l'huile (donne de microémulsion Win II (II+)) (**Tableau 3.2.5**). Par contre l'utilisation des alcools de masse moléculaire relativement élevée comme le pentanol et l'hexanol peut augmenter la solubilisation de l'huile dans l'eau.

Le **Tableau 3.2.6** montre les valeurs du paramètre de solubilisation P_H et P_E pour les systèmes obtenus avec le pentanol à différents rapport et le cas sans alcool (R=0)

	Anionique, Pentanol							
	R = 1.6		R = 4		R = 1		R = 0	
[TA]%	P _E	P _H	P _E	P _H	P _E	P _H	P _E	P _H
1	3,83	1,91	0	0	3,83	3,83	0	0
2	3,83	1,91	0	0	1,91	1,91	0	0
3	3,70	1,27	1,27	1,27	2,23	1,27	2,49	1,27
4	0,96	4,64	4,63	0,96	0,96	4,64	2,77	0,96
5	0,76	5,17	0,76	0,76	0,76	5,89	2,22	0,76

Tableau 3.2.6 valeurs de paramètres de solubilisation en fonction de la concentration du pentanol.

On peut observer sur ce tableau que la valeur la plus élevée est respectivement 5,17 et 5,89 pour R=1 et R=1,6. Malheureusement, ces valeurs sont loin de celle attendue, qui est de 10 (la valeur de $P_H \approx P_E \approx 10$ est la valeur optimale pour la récupération de pétrole par l'injection de microémulsion [36]).

A partir des **Tableaux 3.2.2** et **3.2.3** (Annexe), on remarque que les formulations ci-dessous permettent de donner des microémulsions médianes transparentes, ces formulations sont :

- 🚦 5% (anionique) + pentanol (R=1, R=1.6, R= 4 et sans alcool)/ eau d'injection/ brut
- 🚦 4% (anionique) + pentanol (R=1, R=1.6, R= 4 et sans alcool)/ eau d'injection/ brut
- 🚦 3% (anionique) + pentanol (R=1.6 et sans alcool)/ eau d'injection/ brut.

C'est en mesurant la tension interfaciale de ces formulations qu'on peut choisir la formulation optimale, c'est-à-dire celle qui permet d'obtenir la plus faible tension interfaciale.

3.2.5 Optimisation par rapport au tensioactif:

Nous avons déterminé les formulations qui permettent de donner des systèmes triphasiques (où la phase médiane est transparente) à partir du Tableau représentant les

différents paramètres de solubilisation P_H et P_E (**Tableau 3.2.5** et **3.2.6**), la formulation optimale sera déterminée, à partir de l'étude interfaciale (mesures de tension interfaciale). Les formulations choisies ont été préparées en quantité relativement importante (volume total de 500 ml) afin d'obtenir des quantités suffisantes de la phase microémulsion médiane (**photo 3.2.2**). Nous avons cherché en présence de l'eau d'injection et du pétrole de TFY la quantité minimale du tensioactif anionique qui permet de donner une microémulsion transparente médiane de tension interfaciale la plus basse, et qui ait une viscosité élevée par rapport à celle de huile et de l'eau du gisement de Tin Fouyé.

Les mesures de tension interfaciale ont été déterminées par la méthode de la goutte tournante (voir § 3.1.5.1.3).



Photo 3.2.2 formulation en grande quantité de l'une des formulations choisies de la partie § 3.2.3

3.2.6 Résultats et discussion :

La microémulsion présentant les propriétés interfaciales et de viscosité citées précédemment sera testée pour la récupération de l'huile résiduelle dans les conditions du gisement de Tin Fouyé sur un dispositif expérimental de déplacement en milieu poreux.

Le **Tableau 3.2.7**, montre les résultats des mesures de tension interfaciale et de densité des phases obtenues avec les formulations choisies en § 3.2.3.

[TA]	R	P _E	P _H	σ_{me}	σ_{mh}	ρ_e	ρ_h	ρ_m
5%	Sans	2,22	0,38	9,39E-03	3,79E-02	1,0032	0,8213	0,9733
5%	4	0,76	0,76	1,10E-03	1,92E-03	0,9998	0,8148	0,9474
5%	1.6	0,76	5,17	5,13E-03	4,47E-04	0,9972	0,8120	0,9387
5%	1	0,76	5,89	3,23E-03	5,74E-04	0,9936	0,8067	0,8853
4%	Sans	2,77	0,96	9,68E-02	8,18E-03	1,003	0,8216	0,8699
4%	4	4,63	0,96	4,78E-04	8,68E-03	1,0003	0,8215	0,9328
4%	1.6	0,96	4,64	8,59E-03	7.07e-4	0,9987	0,8207	0,8302
4%	1	0,96	4,64	3,93E-03	1.03e-04	0,9955	0,8171	0,8450
3%	1.6	3,70	1,27	1,14E-03	3,94E-02	0,9987	0,8244	0,9283
3%	Sans	2,49	1,27	6,20E-03	7,32E-02	1,0021	0,8269	0,8419

Tableau 3.2.7 : Valeurs de tension interfaciale, densité et paramètres de solubilisation des formulations choisies.

Sur ce tableau, nous constatons clairement que le paramètre de solubilisation de l'huile est proportionnel à la concentration de l'alcool (pentanol). On remarque aussi que le paramètre de solubilisation P_H se stabilise à une concentration donnée de l'alcool (**Figure 3.2.1**)

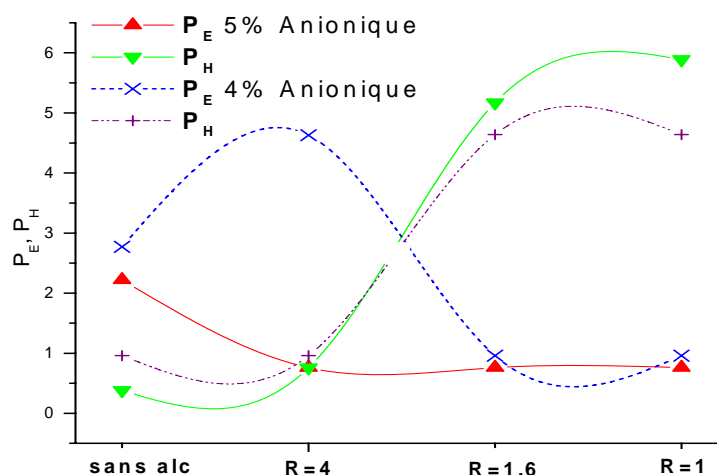


Figure 3.2.1 : Paramètres de solubilisations de l'eau et de l'huile en fonction de la concentration du pentanol pour la concentration de 4% et 5% de l'anionique

Donc, il est clair qu'une étude de l'optimisation de l'alcool pentanol basée sur le concept de saturation de la phase huileuse par cet alcool, est absolument nécessaire, afin d'obtenir la quantité minimale de l'alcool à utiliser et pour assurer en même temps, une solubilisation maximale de l'huile.

Les résultats des mesures de tension interfaciale montrent que les formulations suivantes donnent les meilleurs résultats, car elles assurent de faibles tensions interfaciales (**Figure 3.2.2**).

- ✚ anionique (4%) + pentanol (R=1,6)/ brut/ eau d'injection.
- ✚ anionique (4%) + pentanol (R=1)/ brut/ eau d'injection

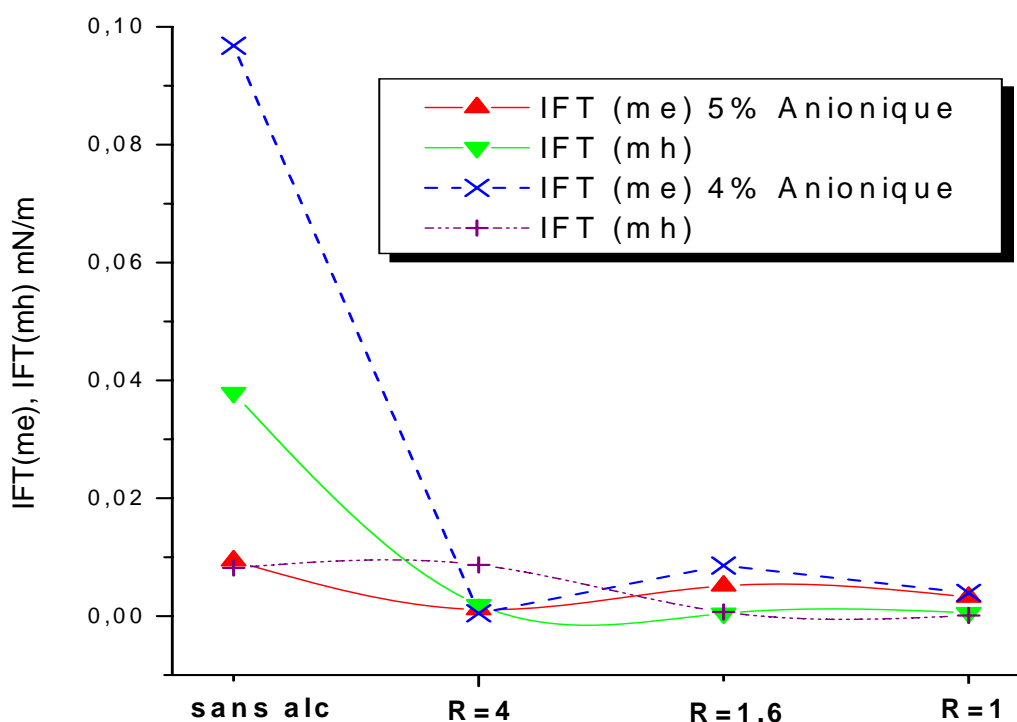


Figure 3.2.2 : Tensions interfaciales en fonction de la concentration de l'alcool pentanol, pour la concentration de 4% et 5% de l'Anionique.

3.2.7 Conclusion

Les systèmes de type Win III, pour lesquels la microémulsion constitue la phase médiane transparente, sont obtenus en plus grand pourcentage avec l'alcool pentanol dans un rapport égal à 1 et 1,6.

Le paramètre de solubilisation de l'huile est important pour la concentration de l'anionique à 4% (en masse) et de rapport anionique/ pentanol égal à 1 et 1,6.

L'ensemble des mesures de tension interfaciale montrent que l'anionique permet de diminuer la tension interfaciale microémulsion/brut, en condition du gisement TFY jusqu'à des valeurs de l'ordre de 10^{-4} mN/m,

La valeur la plus faible de tension interfaciale est obtenue avec 4% de l'anionique et avec le rapport de l'anionique/pentanol égal à 1.

3.2.8 Mesures rhéologiques des microémulsions médianes obtenues :

3.2.8.1 Introduction:

La densité et la viscosité de la phase déplaçante par rapport aux phases déplacées lors des processus de récupération du pétrole sont des paramètres très importants pour l'amélioration du taux de récupération du pétrole.

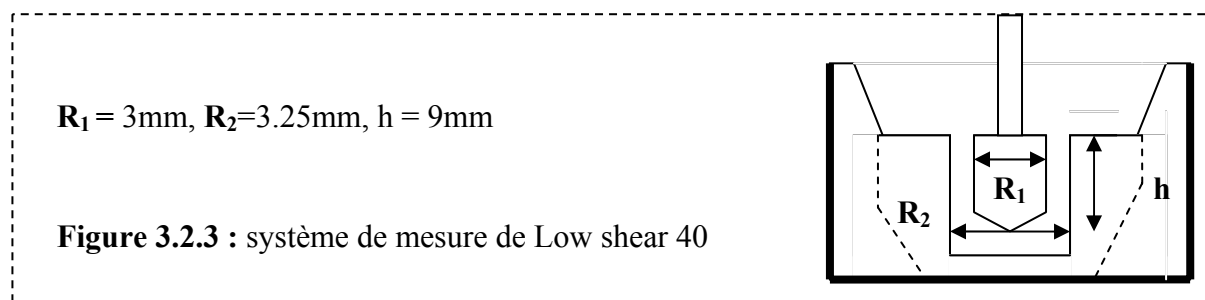
L'un des paramètres qui permet d'augmenter considérablement la viscosité de la microémulsion est l'augmentation du rapport eau/Huile (WOR). La viscosité de la microémulsion est maximale lorsque le rapport $WOR = 1$ [57], ce qui justifie notre choix. L'effet du co-tensioactif a aussi un effet sur la viscosité de la microémulsion est également important, l'évolution de la viscosité en fonction de la concentration de l'alcool présente des minima et des maxima [58].

En étudiant dans cette partie la viscosité de nos systèmes microémulsions Win III, nous essaierons de visualiser le comportement rhéologique des microémulsions et d'explicitier

l'effet de l'alcool sur la viscosité apparente des microémulsions obtenues. En se basant sur l'étude de l'étude rhéologique, l'optimisation de la microémulsion consiste à choisir la plus visqueuse.

3.2.8.2 Appareillage et principe de mesure :

Pour les mesures de viscosité des différentes microémulsions obtenues, on a utilisé un viscosimètre de type couette (Low shear 40). Le low shear 40 est un rhéomètre rotatif, dans lequel, la substance à étudier est emprisonnée et cisailée entre deux cylindres de révolution, de rayon $R_1=3$ mm, $R_2 = 3.25$ mm et de hauteur $h = 18$ mm (**Figure 3.2.3**).



Le mouvement laminaire de cisaillement est obtenu en communiquant au cylindre extérieur un mouvement de rotation de vitesse angulaire ω_0 , l'autre cylindre demeure immobile. Par suite du mouvement relatif des couches de l'échantillon, les unes par rapport aux autres, il apparaît en tout point de l'échantillon une vitesse de cisaillement $\dot{\epsilon}$ et une contrainte de cisaillement τ . La contrainte de cisaillement est définie comme le rapport de la force de cisaillement appliquée sur la surface de la couche fluide.

$$\tau = \frac{F}{S} \dots\dots\dots(3.2.1)$$

Où F est la force de cisaillement.

S, la surface de la couche fluide.

La vitesse de cisaillement est la dérivée par rapport au temps de la déformation de cisaillement ($\dot{\varepsilon} = \frac{\Delta u}{\Delta x}$), où u est le déplacement, et x est la distance entre les deux couches

fluides de déplacement $u(x+dx, t)$ et $u(x,t)$ (**Figure 3.2.4**).

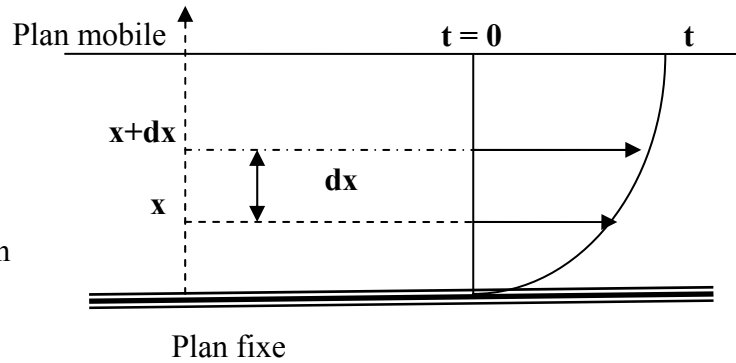


Figure 3.2.4 : illustration d'un mouvement laminaire de cisaillement d'un fluide

Pour une symétrie plane, on écrit :

$$\dot{\varepsilon} = \frac{d\varepsilon}{dt} = \frac{d}{dt} \left(\frac{du}{dx} \right) = \frac{d}{dx} \left(\frac{du}{dt} \right) = \frac{dV(x,t)}{dx} \dots\dots\dots(3.2.2)$$

Où $V(x,t)$ représente la vitesse de la couche x à l'instant t .

La vitesse de cisaillement souvent notée D est appelée gradient de vitesse.

Les rhéomètres permettent d'accéder à la connaissance de la contrainte de cisaillement τ et à la vitesse de cisaillement (gradient de vitesse) $\dot{\varepsilon}$ au sein du fluide échantillon grâce à une autre grandeur directement mesurable qui est le moment de couple des forces M .

✚ Détermination de τ et $\dot{\varepsilon}$ dans le cas d'un rhéomètre rotatif cylindrique :

- i. détermination de $\tau(r)$:** considérons la portion de substance comprise respectivement entre deux couches de rayon r_i et r_{ii} de surface S_i et S_{ii} . Les moments des forces par rapport à S_i et S_{ii} s'écrivent respectivement comme suit :

$$M(r_i) = r_i \cdot \tau(r_i) \cdot S_i \dots\dots\dots(3.2.3)$$

$$-M(r_{ii}) = -r_{ii} \cdot \tau(r_{ii}) \cdot S_{ii} \dots\dots\dots(3.2.4)$$

En régime permanent, la substance n'étant soumise à aucune accélération angulaire:

$$M(r_i) = M(r_{ii}) = M_1 = M_2 = cst$$

M_1 et M_2 sont les moments de couple des forces appliquées au cylindre extérieur de rayon R_2 et l'intérieur du cylindre de rayon R_1 .

$$M = r \cdot \tau(r) \cdot S(r) = 2\pi r^2 \cdot h \cdot \tau(r) \dots\dots\dots(3.2.5)$$

$$\text{d'où } \tau(r) = \frac{M}{2\pi r^2 h} \dots\dots\dots(3.2.6)$$

ii. Détermination de $\dot{\epsilon}(r)$: la vitesse de cisaillement est calculé à partir de la vitesse de

$$\text{rotation du mobile. } \dot{\gamma} = \dot{\epsilon} = D = \frac{d\omega}{dr} \cdot r \dots\dots\dots(3.2.7)$$

Si l'entrefer utilisé est petit, c'est-à-dire que si la distance entre les cylindres est petite devant leurs rayons.

$$\frac{R_2 - R_1}{R_1} \ll 1 \quad (R_1 \approx R_2)$$

La vitesse de cisaillement se réduit à :

$$\dot{\epsilon} = r \cdot \frac{d\omega}{dr} \approx R_1 \frac{\Delta\omega}{\Delta r} \approx R_1 \cdot \frac{\omega_0}{R_2 - R_1} \dots\dots\dots(3.2.8)$$

Finalement, on obtient τ qui est proportionnelle à M (M est connue) et $\dot{\epsilon}$ proportionnelle à la vitesse de rotation ω_0 .

Le tracé de la courbe de $\tau = f(\dot{\gamma})$ est appelé rhéogramme, la pente de cette courbe donne la valeur de la viscosité apparente qui n'est rien d'autre que le coefficient de proportionnalité entre la contrainte de cisaillement τ et le gradient de vitesse pour un fluide Newtonien.

$$\mu = \frac{\tau}{\dot{\epsilon}}, \quad \eta \text{ est exprimé en Pa.s}$$

3.2.8.3 Résultats et discussion :

Dans le port échantillons, on introduit 2 ml de l'échantillon pour mesurer sa viscosité, la température de mesure est maintenue fixe à $T=69^{\circ}\text{C}$. La vitesse de cisaillement ($\dot{\epsilon}$) qui varie entre 0 à 260 s^{-1} est imposée, par contre la contrainte de cisaillement, elle se détermine par l'appareil et pour chaque vitesse de cisaillement.

Les résultats de mesures de viscosité sont représentés par les rhéogrammes de viscosité apparente (μ) en fonction de la vitesse de cisaillement ($\dot{\epsilon}$) à pression et à température extérieures constantes. Les microémulsions exigent une manipulation spéciale et délicate, afin de maintenir leur composition constante, surtout lorsque la température de mesure est élevée ; elle peut provoquer l'évaporation de certaines de ces composantes, comme l'alcool. La présence de l'alcool dans les microémulsions affecte fortement la viscosité de ces dernières. Une faible évaporation de l'alcool peut provoquer des modifications importantes de la viscosité des microémulsions.

Le contrôle de la température est exigé, non seulement durant la mesure, mais aussi durant le transfert de l'échantillon de l'étuve à la cellule de mesure. La tension interfaciale et le comportement de phase sont bien corrélés et connus, mais le comportement rhéologique et sa corrélation avec le comportement de phase, eux restent inconnus [13].

Sur la **Figure 3.2.5**, on représente les courbes de viscosité apparente en fonction de la vitesse de cisaillement pour les deux microémulsions choisies pour l'étude de tension interfaciale ($[\text{TA}]=4\%$, $R=1$) et ($[\text{TA}]=4\%$, $R=1,6$).

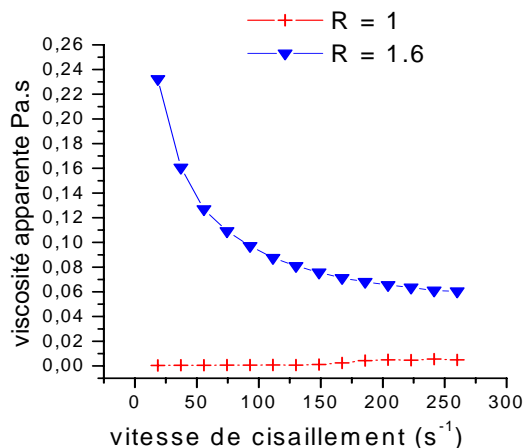


Figure 3.2.5 : viscosité apparente de la microémulsion médiane obtenue en fonction de la vitesse de cisaillement, pour la concentration de 4% de l'Anionique à T=69°C

Au regard des courbes représentées ci-dessus, on constate que :

- ✚ La microémulsion de R=1,6 présente un comportement rhéofluidifiant, par contre la microémulsion de R=1 montre un comportement newtonien.
- ✚ La viscosité apparente de la microémulsion de R=1,6 décroît sensiblement pour les faibles vitesses de cisaillement, puis elle se stabilise pour des vitesses supérieures à 150 1/s.
- ✚ On constate clairement que la viscosité de la microémulsion de R=1,6 est supérieure à celle de R=1.

3.2.9 Conclusion :

Dans cette partie de l'étude, nous avons mesuré la viscosité des microémulsions obtenues. La viscosité peut changer considérablement dans un intervalle faible de concentration de l'alcool. L'existence des minima et des maxima dans l'évolution de la viscosité en fonction de la concentration de l'alcool est généralement très fréquente. Le

changement de la viscosité est dû au changement structurel de la microémulsion, ces changements des structures ne sont pas bien expliqués et ne sont pas déterminés.

Le comportement rhéofluidifiant peut être expliqué par une forte résistance des macromolécules au cisaillement et lorsque le gradient de cisaillement augmente, la structure se détruit progressivement, d'où une faible résistance à l'écoulement et par conséquent une viscosité minimale au gradient de cisaillement infini.

La prochaine partie de l'étude consistera à tester l'efficacité des formulations choisies de la partie § 3.2.6 (4% en Anionique, R=1 et R=1,6), pour la récupération assistée de l'huile résiduelle (après le balayage à l'eau) dans les conditions du gisement de Tin Fouyé.

Chapitre 4:

**Essais de déplacement en milieu
poreux**

4.1 INTRODUCTION:

Au cours des essais de déplacement en milieu poreux, on a tenté de mettre en évidence l'influence des microémulsions sélectionnées précédemment sur la saturation de l'huile résiduelle résultante du balayage par l'eau d'injection.

4.2 Choix des essais et des formulations :

La partie d'optimisation de la microémulsion transparente de type Win III nous a permis de choisir les deux formulations suivantes :

✚ eau d'injection/ brut/ anionique (4%) + pentanol (R=1).

✚ eau d'injection/ brut/ anionique (4%) + pentanol (R=1,6)

L'eau utilisée est l'eau reconstituée de l'eau d'injection de Tin Fouyé (couche LIAS) de salinité totale de 0,497 g/l. Le **Tableau 3.2.1** (Annexe) montre les caractéristiques et la composition chimique de cette eau.

Les deux formulations sont préparées en grande quantité (500 ml de volume total) et stabilisées dans l'étuve à T=69°C pendant deux semaines, afin de comparer l'efficacité des microémulsions choisies pour la récupération de l'huile résiduelle, on a aussi préparé deux solutions de même concentration en anionique et en pentanol que celle des microémulsions précédentes (4% de l'anionique et R=1 et R=1,6)

4.3 Préparation des échantillons:

Les échantillons de roches proviennent du gisement de Tin Fouyé, ils sont taillés avec précision sous forme cylindrique afin qu'ils puissent s'adapter avec les dimensions du porte carotte. L'extraction et le lavage des échantillons a été faite à l'aide d'un laveur de type Soxhlet, le solvant utilisé est le toluène, Après le lavage, les carottes ont été séchées dans

l'étuve à $T=120^{\circ}\text{C}$ pendant 48 heures. Cette étape est très importante car elle permet d'éliminer la déshydratation de certains minéraux.

4.4 Mesure de propriétés pétrophysiques :

4.4.1 Porosité:

L'échantillon roche, caractérisé par son volume apparent ou volume total V_T , est constitué d'un volume solide V_S et d'un volume pore V_P . La porosité est le rapport V_P sur V_T .

$$\phi = \frac{V_{PORES}}{V_{TOTAL}} = \frac{V_P}{V_P + V_S} \dots\dots\dots (4.1)$$

Les pores qui communiquent entre eux constituent la porosité utile; les pores isolés constituent la porosité résiduelle. On dit que la porosité est :

- ✚ faible si $\phi < 5\%$,
- ✚ moyenne si $10\% < \phi < 20\%$
- ✚ bonne si $20\% < \phi < 30\%$.

4.4.1.1 Mesure de porosité :

Les mesures de porosité ont été faites dans le laboratoire Roche de CRD (centre de recherche et développement de Sonatrach). La méthode utilisée pour la mesure est basée sur la mesure de volume solide V_S par l'emploi d'une chambre de compression. Cette technique est basée sur le principe de Mariotte-Boyle. Le fluide utilisé est un gaz pouvant pénétrer dans les moindres pores, assurant une justesse maximale, pour cette raison, on a utilisé l'hélium. L'appareil de mesure comporte une chambre, dans laquelle on place l'échantillon à une pression que l'on modifie par suite d'une variation de volume. On en déduit le degré de remplissage de la chambre en matière solide (**Figure 4.1**). En l'absence de l'échantillon, le

volume du porte carotte est V ; en présence de la carotte, le volume de la chambre ne contient que $V - V_s$ du gaz. Si on fait passer ce gaz d'une manière isotherme de P_1 à P_2 , on a :

$$(V - V_s).P_1 = (V - V_s + \Delta V)P_2 \dots\dots\dots(4.2)$$

$$\Leftrightarrow (V - V_s)(P_1 - P_2) = P_2 \Delta V \dots\dots\dots(4.3)$$

D'où:
$$V_s = V - \frac{P_2}{P_1 - P_2} \cdot \Delta V \dots\dots\dots(4.4)$$

La détermination du volume apparent (volume total) est mesurée à l'aide d'un pied coulisse digital. Les résultats de mesures sont donnés par le **Tableau 4.1** représenté ci-dessous :

	Plug n°1	Plug n°2	Plug n°3	Plug n°4
ϕ (%)	16,23	19,76	19,10	16,94
L (cm)	7,16	7,35	7,6	7,54
S (cm ²)	13,80	16,87	16,46	14,48
Profondeur (m)	1255-1256	1266-1267	1267-1268	1274-1275

Tableau 4.1 : dimensions des échantillons.

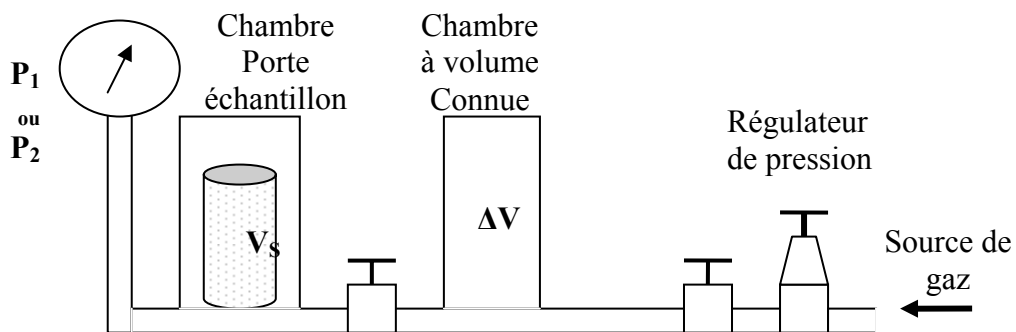


Figure 4.1 : Principe du porosimètre, d'après loi de Mariotte

4.4.2 Mesure de perméabilité absolue à l'air:

Les mesures de perméabilité de nos échantillons ont été effectuées au laboratoire roche de CRD. Le principe de mesure est basé sur l'équation de Darcy. L'appareil utilisé est de type Corelab. L'échantillon, lavé et séché est placé dans un enrobage en caoutchouc (**Figure 4.2**), l'enrobage est mis par la suite dans un corps métallique. Un système d'asserrissage contient un enrobage en caoutchouc qui permet l'étanchéité de l'échantillon (la carotte).

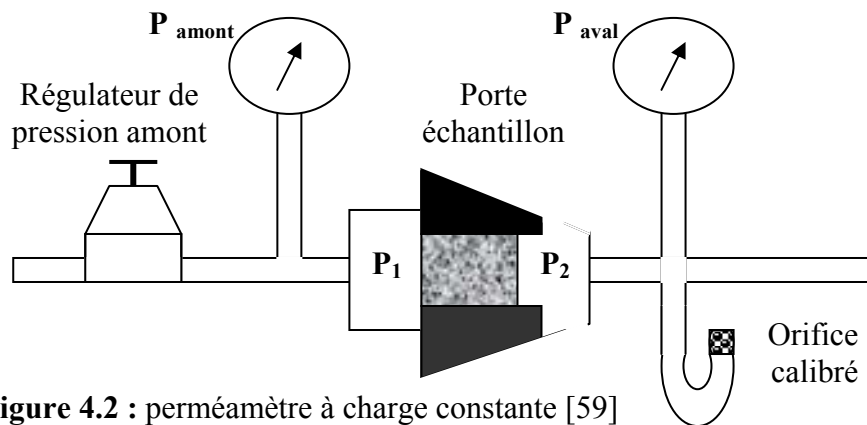


Figure 4.2 : perméamètre à charge constante [59]

Après l'obtention du régime permanent de l'écoulement de l'azote (gaz) dans l'échantillon, on mesure la pression en amont et en aval par les manomètres (à cardon ou à mercure) et le débit du gaz à

l'aide d'un orifice calibré. La perméabilité absolue à l'air K_{air} est donnée par :

$$K_{air} = \frac{2 \mu Q_{air} L}{S} \cdot \frac{P_a}{P_1^2 - P_2^2} \dots\dots\dots(4.5)$$

Où P_a : pression atmosphérique.

L'unité pratique de la perméabilité est exprimée en milli Darcy (mD).

4.5 Résultats et discussion:

Sur les **Tableau 4.2**, on constate clairement que la porosité est moyenne et que la perméabilité du réservoir Tin Fouyé est excellente, car sa perméabilité moyenne dépasse les 500 mD.

	Plug n°1	Plug n°2	Plug n°3	Plug n°4
ϕ (%)	16,23	19,76	19,10	16,94
K (mD)	1007	728	877	894,46
VP (air) (cm ³)	11,34	11,34	11,34	11,34

Tableau 4.2 mesures des caractéristiques pétro physiques des plugs (des échantillons)

4.6 Analyse minéralogique des échantillons de TFY

4.6.1 Introduction :

Il est connu que l'adsorption de tensioactif sur la surface solide des pores de la formation est un phénomène prépondérant; il devrait être pris en considération lors de l'optimisation de la microémulsion avant de passer aux tests de déplacement. Parmi les éléments les plus responsables de l'adsorption du tensioactif on cite les Argiles (comme la montmorillonite). L'adsorption est favorisée par l'échange des ions entre le fluide en place et la roche. La réaction générale d'échange d'ions entre une surface solide et le fluide adjacent est donnée par l'équation suivante :



où : M représente l'élément solide. Et A^+ et B^- sont des ions.

L'élément le plus capté par les argiles est l'ion Ca^{+2} , il a l'affinité vers la roche plus que les autres éléments comme le : Na^+ , Li^+ , K^+ , Mg^{+2} . La capacité d'échange des cations est donnée par la relation (4.7)[60].

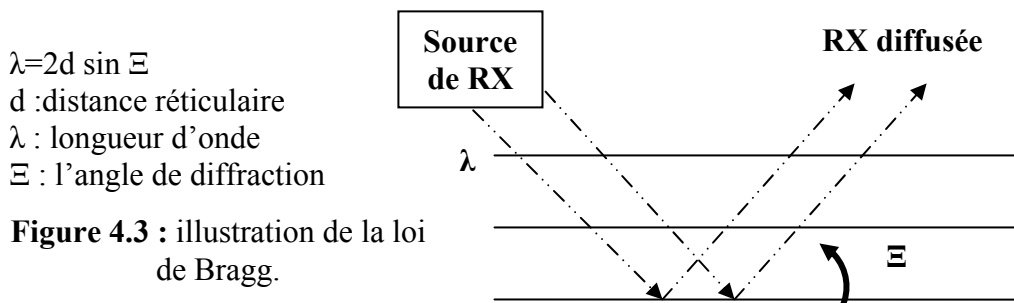
$$Q_V = Q_m \cdot \rho_s \cdot \frac{1-\phi}{\phi} \dots\dots\dots(4.7)$$

Avec : Q_V , Q_m : sont respectivement, la capacité d'échange des cations par unité de pore volume ; meq/m³ VP. Et la capacité d'échange des cations par unité de masse de la roche ; meq/kg. et ρ_s : Masse volumique de la roche.

Plus la capacité d'échange est élevée, plus la possibilité d'adsorption de tensioactif est élevée, Amphellett [61] a montré qu'elle est faible pour le Kaolinite et élevée pour le Montmorillonite et le Biolite. L'étude minéralogique permet de connaître le pourcentage de chaque élément argileux et non argileux dans les échantillons, et par la suite estimer le degré d'adsorption par échange d'ions, pour chaque plug (échantillon).

4.6.2 Technique et appareillage :

Les tests de mesure ont été faits au laboratoire de diffractométrie aux rayons X (CRD), la technique utilisée est la diffractométrie des rayons X pour la détermination de la roche totale, c'est-à-dire le pourcentage semi-quantitatif des minéraux non argileux et les minéraux argileux. La technique est basée sur la diffusion d'un faisceau de rayon X monochromatique par les plans réticulaires des cristaux contenus dans l'échantillon (**Figure 4.3**)



4.6.3 : Préparation des échantillons :

- ✚ les échantillons ont été broyés jusqu'à une granulométrie optimale de 20 à 40 μm environ. La poudre ainsi obtenue est divisée en deux parties : la première servira à l'étude des minéraux non argileux, la deuxième à l'étude des minéraux argileux après l'extraction de la partie fine.
- ✚ **Extraction de la partie fine, (fraction argileuse)** : elle se fait par suspension dans de l'eau distillée, les matières qui peuvent gêner la bonne tenue en suspension des

particules argileuses sont éliminées soit par : décantation, agitation ou centrifugation... Après l'agitation des suspensions dans des flacons de 25cc qu'on laisse reposer pendant 30min, on prélève à l'aide d'une pipette quelques centimètres cubes de la solution stable d'argile que l'on dépose sur les supports en lames de verre, pour le séchage à température ambiante, ce qui permet la sédimentation des feuillets argileux parallèlement au plan de la lame de verre (3 plaquettes de chaque échantillon).

✚ **Analyse** : les plaques de poudre et celles des minéraux argileux orientés sont soumises à un faisceau de rayon X monochromatique qui se diffracte selon la loi de Bragg :

$$\lambda = 2d \sin \Xi \dots\dots\dots(4.8)$$

Les analyses sont effectuées sur un diffractomètre de marque PHILIPS, type PW 1710, les conditions opératoires, sont affichées en Annexe (**Tableau 4.3**).

- i. Les poudres permettent la détermination qualitative et semi-qualitative des minéraux non argileux (Quartz, Calcite, Pyrite, Anhydrite, Feldspaths...) grâce à des étalons binaires préalables.
- ii. Les argiles orientées: les minéraux argileux rencontrés sont dosés d'une manière relative, le pourcentage de chacun des minéraux est donné par rapport au total de la fraction argileuse et non par rapport à l'ensemble de la roche.

Les trois plaquettes de chaque échantillon sont analysées aux rayons X de la manière suivante :

- a. La première est soumise au faisceau de RX comme pour les argiles normales (poudre).
- b. La seconde est traitée à l'éthylène-glycol (Argil Glycole AG) avant l'analyse aux rayons X.

- c. La troisième subit un traitement thermique à 550°C pendant une heure, (Argile chauffé AC) avant l'analyse aux rayons X.

Le comportement des minéraux argileux (illite, Kaolinite, Chlorite, Smectites, interstratifié..), vis-à-vis des effets de gonflement (AG) et des effets thermiques (AC) est différent selon leur nature. Cela se traduit après l'analyse aux RX, par des diffractogrammes spécifiques à chaque type d'argile et permettent leur identification.

4.6.4 Résultats et discussion:

Le pourcentage de chacun des minéraux non argileux est donné par rapport à l'ensemble de la roche. Le complément à 100% de la somme de ces pourcentages représente la fraction argileuse.

Le **Tableau 4.4** (Annexe) montre les résultats de l'analyse minéralogique. On voit clairement la présence de Kaolinite à 100% (par rapport aux autres argiles) pour l'échantillon n°1, 2 et 4. Par contre, l'échantillon n°3 ne contient que quelques traces en Kaolinite. Ce qui nous permet d'estimer une plus faible adsorption par l'échange d'ions dans l'échantillon n°3 que dans les trois premiers échantillons, car l'adsorption par échange d'ions est proportionnelle au pourcentage et au type de l'argile. Plus le pourcentage de l'argile est élevé, plus le taux d'adsorption des éléments chimiques (Ca^{+2} , Mg^{+2} , K^+ , Na^+ ...) à la roche est élevé. Ce qui modifie par la suite le comportement du bouchon chimique injecté (microémulsion et polymère) et par conséquent, l'efficacité de déplacement de l'huile résiduelle en place.

4.7 Tests de déplacement en milieu poreux :

4.7.1 Introduction :

Les expériences de déplacement montrent, qu'une fois la phase non mouillante est (huile) piégée, elle devient difficile à dépiégée, l'augmentation du nombre capillaire de la phase déplaçante (l'eau) par l'augmentation du débit d'injection demeure non efficace.

Moor et Slobe [62] montrent qu'il est possible d'augmenter le nombre capillaire par la diminution de la tension interfaciale entre la phase déplaçante et la phase déplacée, cela permet de diminuer considérablement le dépiégeage capillaire, et par la suite, l'augmentation de l'efficacité du déplacement.

Dans cette partie de l'étude, nous avons tenté de mettre en évidence l'influence des tensioactifs et les tensions interfaciales sélectionnées précédemment sur la saturation en huile résiduelle finale dans les conditions de gisement de TFY.

4.7.2 Equipement expérimental:

L'appareillage expérimental (**Figure 4.4**) a été conçu pour réaliser des expériences de déplacements isothermes, dans un milieu poreux consolidé. Cet appareil est destiné à l'étude du déplacement de l'huile contenue dans la carotte par trois phases liquides au maximum de type différente : eau, microémulsion et solution polymère.

Le montage de l'appareil comprend:

- i. Une étuve dans laquelle l'ensemble de trois cellules de stockage de différentes phases (huile, eau d'injection, solution polymère) et une cellule porte échantillons sont mises en place. L'étanchéité latérale de l'échantillon est assurée par un enrobage de bismuth (température de fusion 271°C) sur laquelle est appliquée une contrainte de confinement toujours supérieurs de 60 bars, par rapport à celle de la pression du milieu poreux, afin d'éliminer l'écoulement transversal ou horizontal, cette pression

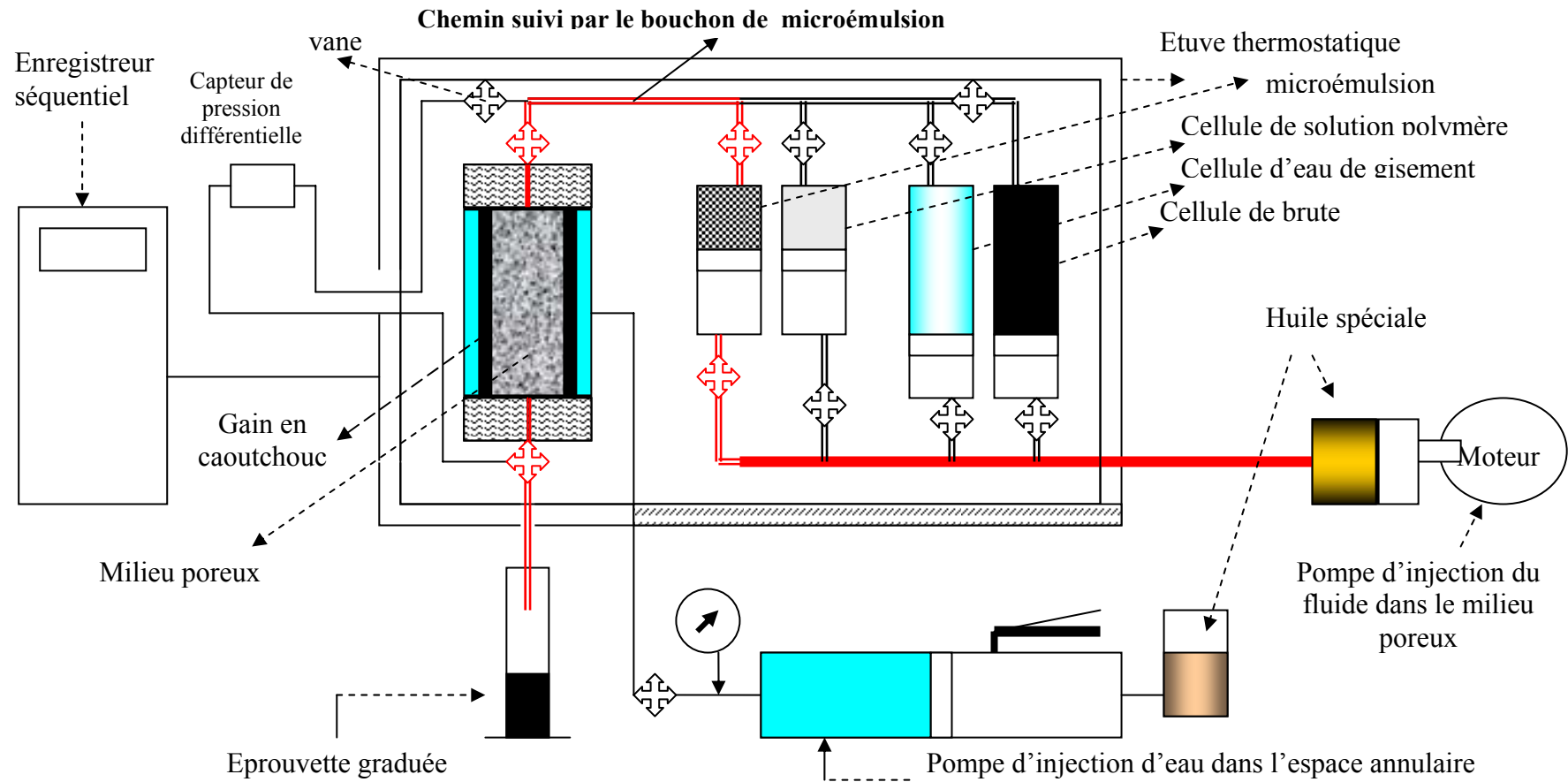
de confinement est équivalente à celle qui règne à une profondeur de 300m du gisement.

- ii. En amont des cellules, une pompe d'injection pouvant contenir jusqu'à 250 cc d'huile spécial permet d'obtenir des balayages (en eau, microémulsion, polymère..) avec des débits qui varient de 0,0025 cc/h jusqu'à 625 cc/h. La pression de service de la pompe peut atteindre jusqu'à 1200 bar.
- iii. En aval du milieu poreux, un capteur de pression différentielle mesure d'une manière continue la différence de pression entre l'aval et l'amont de l'échantillon.

Les fluides récupérés (eau+huile) ou produit de la sortie du porte échantillon sont mesurés en utilisant des éprouvettes graduées. Les grandeurs suivantes sont enregistrées par un enregistreur séquentiel :

- ✚ Pression moyenne dans l'échantillon.
- ✚ Différence de pression entre l'entrée et la sortie de l'échantillon.
- ✚ Pression de confinement et la Perméabilité au liquide déplacé.

Figure 4.4 : Schéma d'ensemble pour le déplacement en milieu poreux



4.7.3 Principe de l'expérience :

Les caractéristiques des échantillons, l'eau de gisement, l'eau d'injection et l'huile de gisement de TFY sont données par les **Tableaux 3.2.1** et **3.2.2** (Annexe). La première étape de l'essai consiste à la mise en place des fluides du réservoir et la restauration de l'échantillon aux conditions du réservoir, et cela en procédant comme suit :

4.7.4 Mise sous vide et saturation en eau de gisement :

Le porte échantillon est positionné verticalement, connecté avec une pompe qui permet de créer le vide dans la carotte. Quand le vide relatif est obtenu ($< 5 \cdot 10^{-2}$ mmHg pendant 3 heures), on relie l'entrée avec une éprouvette graduée contenant de l'eau de gisement et l'eau remplit le vide du carotte. À l'équilibre, la différence du volume donne la valeur de la saturation de la carotte en eau de gisement. Ensuite, on effectue une circulation d'eau de gisement pour mesurer la perméabilité absolue de l'échantillon à l'eau de gisement.

4.7.5 Mise en place de l'huile de gisement :

L'huile est déplacée à travers l'échantillon jusqu'à un volume de 20 fois le volume des pores (VP) de l'échantillon. Le volume d'eau récupéré correspond au volume de l'huile en place. On décompte les volumes morts de cette étape (volume du van supérieur et inférieur), puis on détermine la saturation en eau irréductible S_{ei} et la perméabilité de l'huile en présence de l'eau de gisement (la température de l'huile est fixée à 20°C jusqu'à cette étape).

4.7.6 Balayage à l'eau d'injection :

Après l'élévation de la température de l'étuve de $T=20^{\circ}\text{C}$ à $T=69^{\circ}\text{C}$, on effectue l'injection d'eau Albien (eau d'injection) jusqu'à ce que la récupération finale atteigne le

$$\text{WOR} = \frac{V_{\text{eau}}}{V_{\text{huile}}} = 500.$$

On mesure:

- ✚ La quantité d'huile récupérée qui représente le taux de récupération par le balayage à l'eau d'injection. Le volume restant en huile, représente la saturation en huile résiduelle initiale, obtenue par l'injection d'eau.
- ✚ La perméabilité de l'eau en présence de l'huile (perméabilité relative à l'eau).

Cette étape est la limite de la récupération secondaire, où la saturation en huile obtenue est appelée saturation d'huile résiduelle initiale.

4.7.6.1 Résultats et discussion :

Sur le **Tableau 4.5**, on remarque que la perméabilité du milieu diminue considérablement, lorsque la température augmente de 20°C à 69°C. Le débit d'injection est maintenu constant pour les deux températures. Cet effet de diminution a été observé pour les quatre échantillons. La diminution de la perméabilité est due à la diminution de la viscosité du fluide injecté. Cela est en accord avec l'équation de Darcy. Plus la viscosité du fluide en circulation diminue, plus sa perméabilité diminue, tout en gardant le débit d'injection et les propriétés du milieu (longueur et section) constants.

Nous avons tracé l'évolution de la perméabilité du milieu poreux obtenue pour chaque phase injectée, sur la **Figure 4.5**, on constate clairement, que la perméabilité relative à l'huile (perméabilité à l'huile en présence de l'eau) est supérieure, presque d'un facteur de trois à celle de la perméabilité relative à l'eau (perméabilité à l'eau en présence de l'huile). L'écoulement de l'huile en présence de l'eau est plus facile et easy que l'inverse, ceci peut être expliqué par l'existence des pressions capillaires et les tensions interfaciales. Ces dernières forces ont piégé certaines quantités de l'huile, le balayage de cette saturation piégée nécessite une force visqueuse importante pour surmonter les forces capillaires, ce qui se traduit par l'augmentation de perte de charge et par la suite, la diminution de la perméabilité de l'eau en présence de l'huile.

	Plug n°1	Plug n°2	Plug n°3	Plug n°4
K (mD)	1007	728	877	894,46
VP (eau de gisement) (cm ³)	11,8	16,55	14,8	13,3
K _{eg} (mD) T=20°C	345,73	219,24	375,31	377,87
K _{eg} (mD) T=69°C	59,16	59,11	59,66	63,19
S _{ei} %	25,42	22,66	25,68	23,19
S _{hri} %	63,6	53,12	56,36	62,26
R% OOIP (Eau d'injection)	27,12	36,25	32,43	30,07

Tableau 4.5 les mesures des perméabilités et saturation en eau irréductible et la saturation en huile résiduelle.

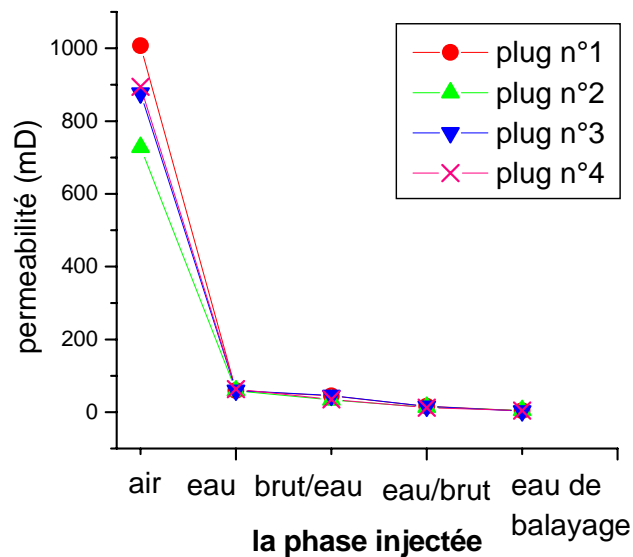


Figure 4.5 : Evolution de la perméabilité relative du milieu à chaque fluide injectée, dans les conditions du gisement.

4.7.7 Injection de bouchon de microémulsion suivi d'un bouchon de solution polymère:

En fermant la cellule contenant l'eau d'injection et en ouvrant la cellule contenant la microémulsion. Le volume injecté en microémulsion est fixé à 25% du volume des pores pour chaque échantillon. On mesure le volume cumulé en huile, ensuite on ferme la cellule contenant la microémulsion et on ouvre celle de la solution polymère. Le volume du bouchon polymère injecté pour chaque test est fixé à 60% du volume poreux, le volume cumulé en huile est mesuré à l'aide d'une éprouvette graduée (<3ml). Ensuite, l'injection de 60% de bouchon polymère est suivi par l'injection de 20 fois le volume poreux (VP) en eau d'injection, afin de mesurer d'un côté la récupération en huile et de l'autre côté le contrôle de la perméabilité à l'eau d'injection (l'état final de la carotte)[63].

Ce sont les mêmes étapes pour tous les échantillons. À la fin de chaque test, on redescend, d'abord, la température de l'enceinte thermostatique à son niveau initial, puis on procède à un lavage à l'eau distillée pour éliminer les dépôts de sel.

4.7.8 Résultats et discussion :

Les courbes de récupération sont représentées sous la forme suivante :

- ✚ volume d'huile récupéré par rapport à l'huile originale en place, en fonction du nombre du volume des pores injectés.
- ✚ Saturation finale en huile résiduelle après l'injection de microémulsion ou solution tensioactif, suivie de solution polymère en fonction de la tension interfaciale microémulsion/huile.
- ✚ Nombre d'Abram, de Tabber et celui du nombre capillaire en fonction du rapport de la saturation finale sur la saturation initiale en huile résiduelle.

Les **Figures 4.6 (a)** et **4.6 (b)** montrent respectivement l'évolution du taux de récupération (par rapport à l'huile originaire en place OOIP) en fonction des volumes des pores injectés, pour le rapport tensioactif /pentanol égal à 1 et 1,6 ($R=1$ et $R=1,6$).

Dans la première phase d'injection d'eau (**Figure 4.6.a et 4.6.b**), la récupération en huile augmente considérablement jusqu'à un point où celle-ci se stabilise ; ce point correspond à la percée d'eau (water breakthrough). On arrête l'injection d'eau lorsque le rapport volume d'eau/ volume d'huile à la sortie est égal à 500. L'injection du bouchon de microémulsion (25% VP) de $R=1$, suivie de bouchon polymère (60% VP), de balayage d'eau, a donné un taux de récupération plus important que celui obtenu par l'injection de bouchon de solution tensioactif (25% VP), suivie par le bouchon polymère (60%VP), et par le balayage d'eau (**Figure 4.6.a**). Cette différence de récupération est expliquée par le fait que le système de microémulsion a augmenté considérablement le nombre capillaire (rapport force visqueuse sur forces capillaire) par la diminution des forces de tension interfaciale microémulsion/ huile et microémulsion/ eau. Les mêmes remarques précédentes ont été observées pour l'injection de microémulsion et l'injection de solution tensioactif pour le rapport égal à 1,6. Le taux de récupération de l'huile résiduelle obtenue par l'injection de bouchon de microémulsion (25% VP) de $R=1,6$, suivie de l'injection de bouchon polymère (60% VP), et par le balayage d'eau est suffisamment élevée par rapport à celui obtenu par l'injection de bouchon de tensioactif (25% VP) de $R=1,6$, suivie de l'injection de bouchon polymère (60% VP), et par le balayage d'eau (**Figure 4.6.b**).

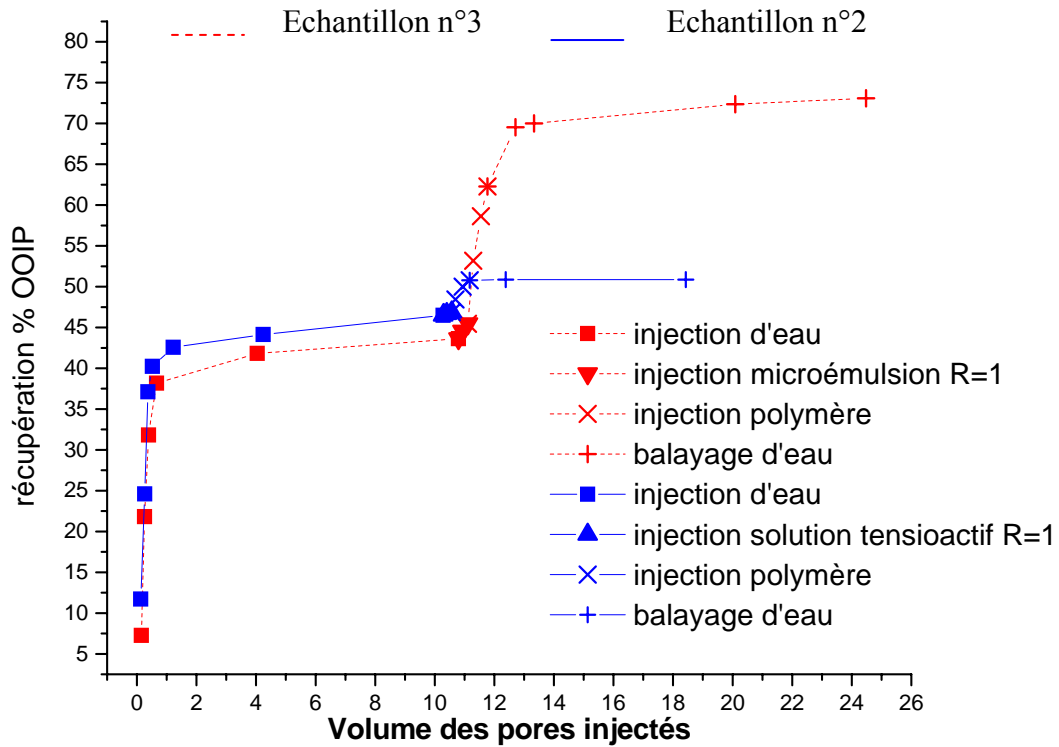


Figure 4.6 (a) Récupération de l'huile résiduelle en fonction des volumes des pores injectés, comparaison entre l'injection de microémulsion et de l'injection de solution tensioactif, pour R=1 [90]

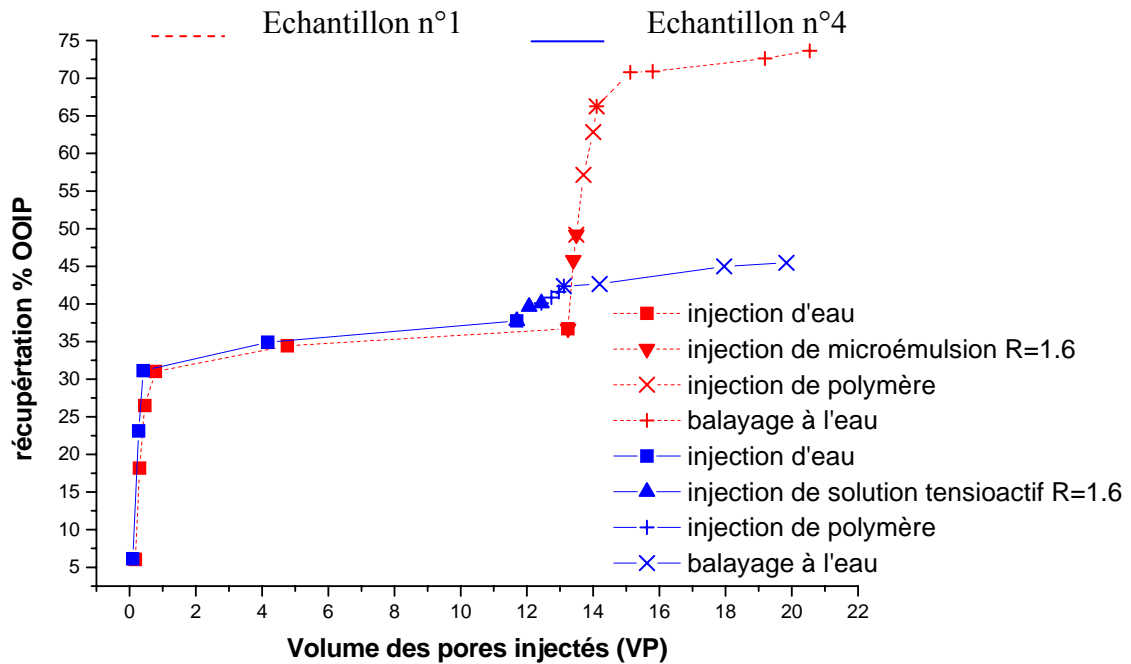


Figure 4.6 (b) : Récupération de l'huile résiduelle en fonction des volumes des pores injectés, comparaison entre l'injection de microémulsion et de l'injection de solution tensioactif, pour R=1,6 [91]

La **Figure 4.7 et Tableau 4.9** tendent à confirmer qu'il faut effectivement descendre à des valeurs de tension interfaciale très basse pour diminuer sensiblement le piégeage capillaire; la valeur minimale de tension interfaciale obtenue est de $9,03 \cdot 10^{-4}$ mN/m, où on a enregistré un taux maximal de récupération d'huile résiduelle de 62,9% OIP et une saturation minimale en huile résiduelle de 15,5% par rapport au volume d'huile originaire en place.

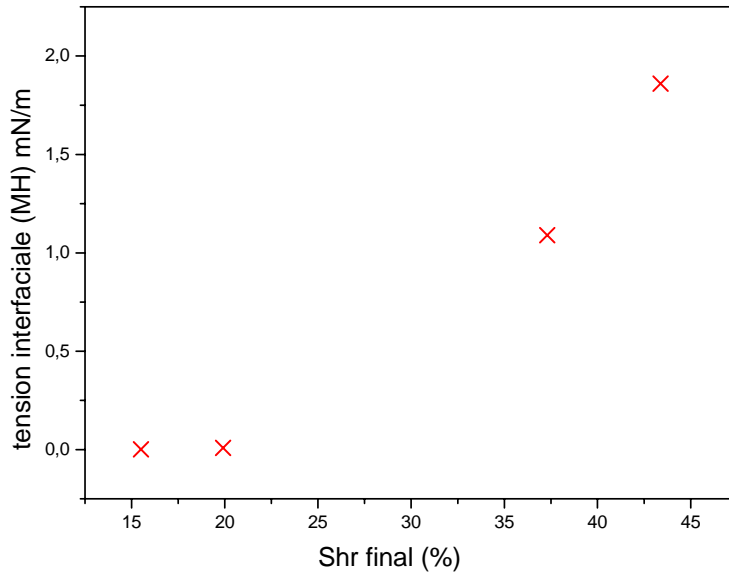


Figure 4.7 :
Tension interfaciale
huile /microémulsion en
fonction de la saturation
en huile résiduelle finale
(après le balayage à
l'eau)

La récupération par l'injection de microémulsion (qui correspond à $R=1$) est de 3,22 %OIP (par rapport au volume d'huile resté après l'injection d'eau). Cette valeur est relativement faible par rapport au taux de récupération enregistré pour la microémulsion de $R=1,6$, qui est de 19,6 % OIP. Si on compare leur taux de récupération total, on trouve qu'il est élevé pour la microémulsion de $R=1$. La récupération obtenue par l'injection de la microémulsion de $R=1$, sans qu'elle soit suivie par l'injection du polymère, est faible, cela est dû à sa viscosité faible, par rapport à celle de la microémulsion de $R=1,6$.

Le taux a augmenté considérablement après l'injection de polymère, pour le cas de $R=1$ plus que pour celui de $R=1,6$. Ceci est expliqué par le fait que la viscosité de la microémulsion de $R=1$, a été compensée par la viscosité fournie par le bouchon polymère (**Tableau 4.6**). Cela prouve l'importance de la viscosité de la microémulsion, pour un bon

balayage de l'huile résiduelle du milieu ; plus la viscosité de la microémulsion est élevée et la IFT (tension interfaciale) faible, plus le taux de récupération est élevé.

	N°1 R=1,6 Microémulsion	N°2,R=1 Solution TA	N°3 R=1 Microémulsion	N°4,R=1,6 Solution TA
σ (mh) mN/m	9,02E-03	1,09	9,03E-04	1,86
η (s,ch,) Pa.s	5,00E-02	5,28E-03	9,70E-03	2,15E-02
R %OIP par la microémulsion	19,6	0,7	3,22	3,79
R total % oip Micro+poly+eau	58,03	8,23	62,90	12,57
Sorw(f)	19,91	37,3	15,5	43,38
S_{nrf} / S_{hri}	0,31305	0,70218	0,27502	0,69676
Nca	5,43E-03	4,75E-06	1,05E-02	5,95E-06

Tableau 4.6 valeurs des tests de déplacement en milieu poreux dans les conditions de TFY.

La **Figure 4.8** montre les mesures comparatif de la récupération de l'huile dans les quatre échantillons (plug), obtenu par l'injection d'eau, suivie de l'injection de bouchon chimique (microémulsion ou solution tensioactif), de l'injection de bouchon polymère, et du balayage d'eau. Dans l'échantillon n°1, n°2, n°3 et n°4, le bouchon chimique injectée respectivement est : la microémulsion de R=1, solution tensioactif de R=1, la microémulsion de R=1,6 et la solution tensioactif de R=1,6.

Sur la **Figure 4.8**, on remarque que la récupération d'huile par l'injection d'eau se diffère d'un échantillon (plug) à l'autre. Cela est dû à la variation des propriétés pétro physique (porosité, perméabilité, mouillabilité...) d'un échantillon à l'autre. Le taux le plus élevé de récupération de l'huile résiduelle obtenu par l'injection de bouchon chimique (microémulsion ou solution tensioactif) suivie par l'injection du bouchon polymère est observé pour l'échantillon n°3, où la microémulsion injectée est caractérisée par la plus faible tension interfaciale (microémulsion/huile) que celles qui sont injectée dans les autres plugs (n°1, n°2 et n°4). La diminution de la tension interfaciale est la cause principale de dépiégeage des gouttelettes d'huile résiduelles retenues par les forces capillaires.

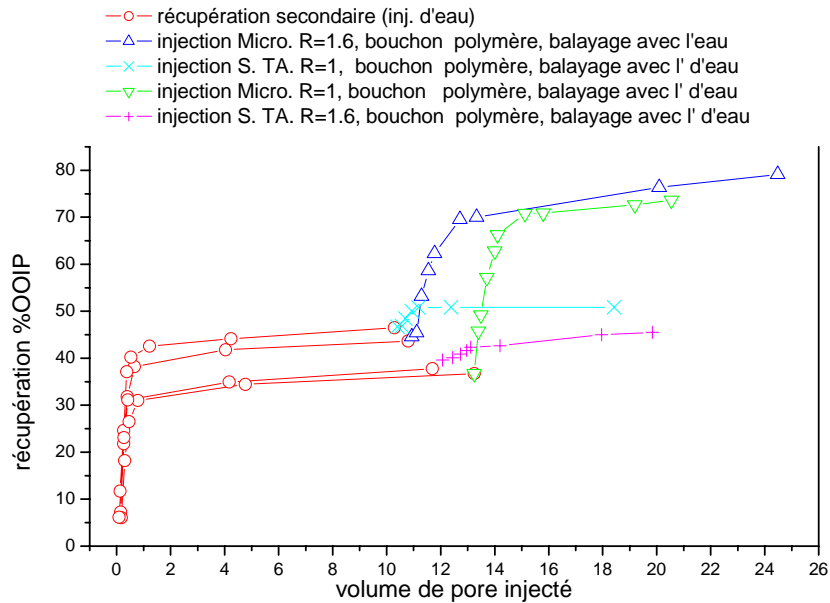


Figure 4.8 : récupération secondaire et tertiaire dans les conditions du gisement TFY

Les **Figures 4.9.(a), 4.9.(b) et 4.9.(c)** montrent respectivement les valeurs du rapport de saturation d'huile résiduelle finale sur la saturation d'huile résiduelle initiale (obtenues après l'injection d'eau) corrélées avec les valeurs des nombres capillaires ($Na = u.\eta/\sigma$), des nombres de Tabber ($N_{Ta} = \Delta p/L.\sigma$) et des nombres d'Abram ($N_{Ab} = N_a .(\eta_m/\eta_h)^{0.4}$). La valeur de tension interfaciale varie d'une solution chimique injectée à l'autre (microémulsion ou solution tensioactif). Elle est faible pour la microémulsion de R=1 (injectée dans l'échantillon n°3) et élevée pour la solution tensioactif de R=1 (injectée dans l'échantillon n°2).

Au regard des courbes ci-dessous, on remarque clairement que le rapport $\frac{S_{hrf}}{S_{hri}}$ est inversement proportionnel aux valeurs des nombres de Tabber, d'Abram ou de nombre capillaire. L'injection des deux solutions tensioactif de R=1 et R=1,6 ont donné respectivement un nombre de Tabber égal à $6,8 \cdot 10^3$ et $6,5 \cdot 10^3$ (**Figure 4.9.b**). Ces dernières valeurs sont inférieures par rapport au nombre critique de Tabber qui est de 6,0 (Psi/ft)/ (dyn/cm), équivalent à $1,35 \cdot 10^5$ Pa/mN [24], et par conséquent, les taux de récupération correspondants sont faibles. Par contre, les nombres de Tabber des deux microémulsions de

R=1 et R=1,6 sont respectivement, supérieurs au N_{Ta} critique ($N_{Ta}(R=1) = 5,44 \cdot 10^6$ Pa/mN et $N_{Ta}(R=1,6) = 1,54 \cdot 10^6$ Pa/mN), où on a enregistré des taux de récupération en huile résiduelle élevées.

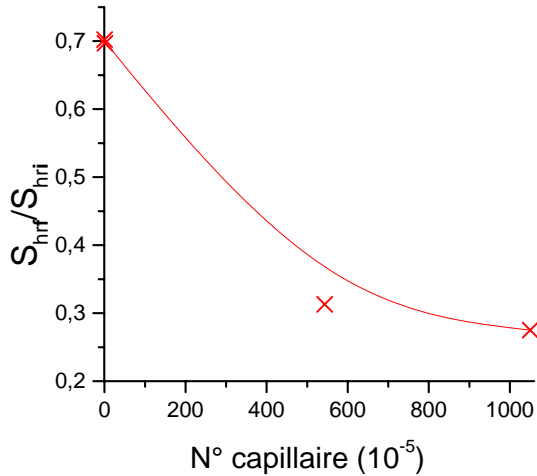


Figure 4.9 (a) rapport saturation final et initial de l'huile résiduel de chaque bouchon chimique injecté en fonction du nombre capillaire ($N_{ca} = u \cdot \eta / \sigma$)

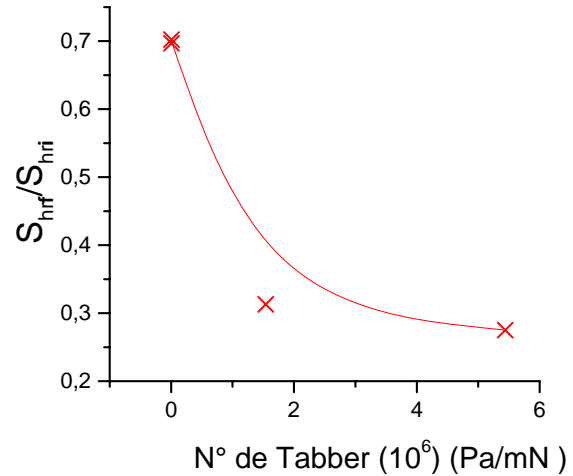


Figure 4.9 (b) rapport saturation final et initial de l'huile résiduel de chaque bouchon chimiques injecté en fonction du nombre de Tabber ($N_{Ta} = \Delta p / L \cdot \sigma$)

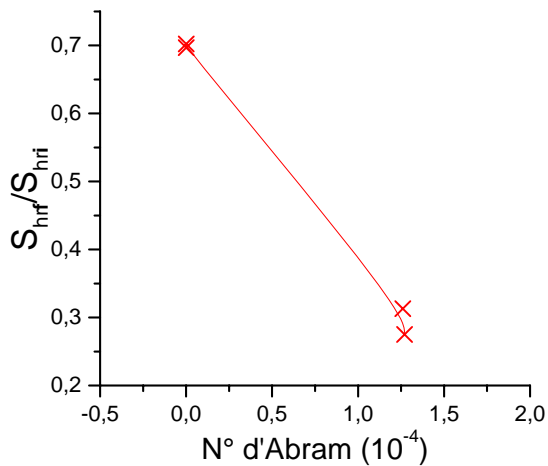


Figure 4.9 (c) rapport saturation final et initial de l'huile résiduel de chaque bouchon chimique injecté en fonction du nombre d'Abrams ($N_{Ab} = N_a \cdot (\eta_m / \eta_h)^{0.4}$)

4.7.9 Conclusion :

Le but de ce dernier chapitre est de tester l'efficacité de la microémulsion optimisée pour la récupération assistée du pétrole dans les conditions de gisement de Tin Fouyé.

Les conclusions que l'on peut tirer de cette étude sont les suivantes :

- ✚ le gisement de Tin Fouyé est caractérisé par une porosité moyenne et une perméabilité excellente (supérieure à 500mD).
- ✚ La formation contient en plus grande quantité de l'argile Kaolinite, ce qui permet de dire que le taux d'adsorption du tensioactif par l'échange d'ions est relativement faible.
- ✚ La corrélation entre la tension interfaciale faible, viscosité élevée et le pourcentage de récupération élevé est confirmé, plus la tension interfaciale de la microémulsion est faible et de viscosité élevée, plus la récupération finale en huile résiduelle est élevée.
- ✚ Plus le nombre capillaire ou nombre de Tabber ou nombre d'Abram est élevé plus le rapport entre la saturation finale et la saturation initiale en huile résiduelle (S_{hrf} / S_{hri}) est faible.
- ✚ Le taux de récupération donné par l'injection de microémulsion suivi par un bouchon de polymère est plus élevé que celui donné par l'injection de solution tensioactif suivi par le même volume de bouchon polymère.

Nos résultats de laboratoire dans les conditions de gisement de Tin Fouyé sont donc encourageants ; cependant cette étude demanderait à être étayée par une étude économique.

CONCLUSION GENERALE

Le problème d'approvisionnement économique de l'Algérie et de la plupart des pays du tiers monde et plus particulièrement celui du maintien de la production du pétrole en attendant son remplacement par des sources d'économie et des sources d'énergie renouvelables à susciter de la part de l'Algérie (Sonatrach) la mise en place d'importants programmes de recherche dans le domaine de la récupération assistée du pétrole. L'arrivée des puits pétroliers Algériens à la fin du stade de récupération secondaire (comme le cas de Tin Fouyé) a mis en évidence tout l'intérêt des méthodes de récupération assistée comme l'injection de microémulsion suivi par le polymère. Leur coût énergétique élevé constitue le problème majeur de leur utilisation. La diminution de ce coût énergétique est l'objet essentiel des recherches actuelles et notre travail s'inscrit dans ce cadre, le but, étant d'agir sur la tension interfaciale avec l'eau et l'huile de Tin fouyé. Parmi les tensioactifs étudiés, on a retenu le tensioactif anionique dont la capacité est remarquable de générer les microémulsions de type Win III dans les conditions de gisement Tin Fouye, par rapport au non ionique et au mélange ($A\%=N\%$, $2A\% = N\%$).

Le comportement de la tension interfaciale avec l'utilisation du tensioactif anionique atteint des valeurs plus faibles que celles obtenues avec le non ionique. Le mélange des deux tensioactifs n'a pas donné beaucoup de microémulsions de type III (pour plusieurs concentrations de tensioactif), ceci est dû, probablement à la dominance de l'effet de non ionique sur l'anionique qui a une masse moléculaire faible, par rapport au non ionique. Il serait donc intéressant d'utiliser pour le mélange une concentration de l'anionique plus grande que celui du non ionique.

L'utilisation de co-tensioactif de masse moléculaire faible comme l'isopropanol ou le butanol dans les systèmes eau/huile/ anionique dans les conditions de gisement de Tin Fouyé apparaît non efficace pour la formation des microémulsions de Type Win III. Par conséquent, il est intéressant d'utiliser des alcools de masse moléculaire élevée comme le pentanol et l'exanol et d'optimiser sa concentration qui correspond à la saturation de la phase huileuse.

Pour l'étude de comportement de tension interfaciale des tensioactifs étudiés, nous avons utilisé un appareillage de mesure de type goutte tournante dans les conditions de température du fond de Tin Fouyé. Des études expérimentales montrent que l'effet de la pression est faible sur le comportement de phase des microémulsions et sur le comportement interfacial [51]. Nos mesures de IFT montrent que la valeur la plus faible de tension interfaciale obtenue avec l'anionique est de l'ordre de $10^{-4} \text{ mN} / \text{m}$.

Au niveau des essais de récupération de déplacement en milieu poreux en condition isotherme de Tin Fouyé, les deux microémulsions testées anionique (4%) + Pentanol (R=1,6)/ huile/ eau d'injection et anionique (4%) + pentanol (R=1) /Huile/ eau d'injection font apparaître des gains très importants de récupération : 58 % OIP et 62 % OIP respectivement par rapport à la saturation de l'huile résiduelle (après l'injection d'eau). Par contre, les solutions tensioactif et alcool (4%, R=1,6) et (4%, R=1) donnent des taux de récupération relativement faibles par rapport au microémulsion. On a obtenu respectivement : 8,23 % OIP et 12,58 % OIP.

Recommandations :

- ✚ Diminuer le volume pore de microémulsion injecté jusqu'à des volumes faibles 5 à 3% VP.
- ✚ Etudier le comportement de phase dans le cas du mélange de l'anionique et non ionique, en utilisant des volumes faibles de non ionique par rapport à l'anionique.
- ✚ Utiliser des plugs de longueurs élevées (jusqu'à 60 cm).
- ✚ Effectuer le diagramme pseudo ternaire des deux tensioactifs anionique et non ionique.

Annexe

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	54.5	4,5	50	4,5	/
	10 g/l	Lait. II+	60	10	50	10	/
	15 g/l	Lait. II+	54	4	50	4	/
	20 g/l	Lait. II+	54	4	50	4	/
	25 g/l	Lait. II+	52.7	2,7	50	2,7	/
2%	5 g/l	Lait. II+	56.3	6,4	50	3,2	/
	10 g/l	Lait. III	43,7	1	42,7	0,5	21,35
	15 g/l	Lait. III	32	2	30	1	15
	20 g/l	Lait. III	9,2	1	8,2	0,5	4,1
	25 g/l	Lait. III	31	1	30	0,5	15
3%	5 g/l	Lait. II+	60	10	50	3,33	/
	10 g/l	Lait. II+	52	8	50	2,66	16,66
	15 g/l	Tr. Bl. III	18	14	4	4,66	1,33
	20 g/l	Tr. Bl. III	18,2	8,2	10	2,73	3,33
	25 g/l	Tr. III	8	6	2	2	0,66
4%	5 g/l	Tr. III	10	8	2	2	0,5
	10 g/l	les deux Tr.	0	2	2	0,5	0,5
	15 g/l	Tr. Bl. III	12	8	4	2	1
	20 g/l	Tr. Bl. III	14	12	2	3	0,5
	25 g/l	Tr. III	17	12	5	3	1,25
5%	5 g/l	les deux Tr.	0	0	0	0	0
	10 g/l	Tr. Bl. III	8	6	2	1,2	0,4
	15 g/l	Tr. Bl. III	16,4	6,4	10	1,28	2
	20 g/l	Tr. Bl. III	9,1	2,7	6,4	0,54	1,28
	25 g/l	Tr. Bl. III	8	48	44	0,4	1,2

Tableau 3.1.2 Paramètres de solubilisation pour : **anionique**, pentanol, **R=1**, **T=60°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M.(%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	58	7	50	7	/
	10 g/l	Lait.III	30	12	23	12	23
	15 g/l	Lait. III	40	5	34	5	34
	20 g/l	Lait. III	5	3	8	3	8
	25 g/l	Lait. II+	55	4	50	4	/
2%	5 g/l	lait .II+	60	10	50	5	/
	10 g/l	Lait. II+	57	6	50	3	/
	15 g/l	Lait. II+	58	6	50	3	/
	20 g/l	Lait. III	10	4	6	2	3
	25 g/l	Lait. II+	60	10	50	5	/
3%	5 g/l	Lait. II+	57	7	50	2,33	/
	10 g/l	Lait. II+	53	3	50	1	/
	15 g/l	Lait. II-	53	/	3	/	1
	20 g/l	Lait. II+	59	15	50	5	/
	25 g/l	Lait. III	26	6	20	2	6,66
4%	5 g/l	Tr. III	31	13	18	3,25	4,5
	10 g/l	Tr. III	14	11	3	2,75	0,75
	15 g/l	Lait. II-	53	/	3	/	0,75
	20 g/l	Lait. III	6	3	3	0,75	0,75
	25 g/l	Lait. II-	54	/	4	/	1
5%	5 g/l	Lait. II+	62	15	50	3	/
	10 g/l	Lait. II+	59	9	50	1,8	/
	15 g/l	les deux Tr.	0	1	1	0,2	0,2
	20 g/l	Tr. Bl. III	21	20	1	4	0,2
	25 g/l	Tr. Bl. III	23	21	2	4,2	0,4

Tableau 3.1.3 Paramètres de solubilisation pour : **Anionique**, pentanol, **R=1**, **T=80°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	52	2	50	2	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	6	/
	15 g/l	Lait. III	14	2	16	2	16
	20 g/l	Lait. II+	54	4	50	4	/
	25 g/l	Lait. II+	53	3	50	3	/
2%	5 g/l	Lait. II+	52	2	50	1	/
	10 g/l	Lait. II+	54	4	50	2	/
	15 g/l	Lait. III	17	4	13	2	6,5
	20 g/l	Lait. II+	54	4	50	2	/
	25 g/l	Lait. III	42	3	39	1,5	19,5
3%	5 g/l	Lait. II+	54	4	50	1,33	/
	10 g/l	Lait. II+	52	2	50	0,66	/
	15 g/l	Bl. III	5	3	2	1	0,66
	20 g/l	Lait. II+	52	2	50	0,66	/
	25 g/l	Lait. Bl. II-	53	50	3	/	1
4%	5 g/l	Bl. Bl. III	34	32	2	8	0,5
	10 g/l	Bl. Bl. III	26	24	2	6	0,5
	15 g/l	Bl. Bl. III	10	4	6	/	1,5
	20 g/l	Lait. II+	54	4	50	1	12,5
	25 g/l	Tr. III	9	50	2	/	0,5
5%	5 g/l	Lait. II+	56	6	50	1,2	/
	10 g/l	Tr. Bl. III	32	30	2	6	0,4
	15 g/l	Tr. Bl. III	13	10	3	2	0,6
	20 g/l	Tr. Bl. III	22	20	2	4	0,4
	25 g/l	Tr. Bl. III	15	12	3	2,4	0,6

Tableau 3.1.4 Paramètres de solubilisation pour : **non ionique**, pentanol, **R=1**, **T=60°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Tr. II-	52	50	2	/	2
	10 g/l	Tr. II-	53	50	3	/	3
	15 g/l	Tr. II-	59	50	9	/	9
	20 g/l	Tr. II-	54	50	4	/	4
	25 g/l	Tr. II-	53	50	3	/	3
2%	5 g/l	Lait. II-	53	50	3	/	1,5
	10 g/l	Tr. Bl. III	23	19	4	9,5	2
	15 g/l	Lait. II-	56	50	5	/	2,5
	20 g/l	Tr. Bl. III	12	5	7	2,5	3,5
	25 g/l	Tr. Bl. III	6	3	3	1,5	1,5
3%	5 g/l	Lait. III	17	2	15	0,66	5
	10 g/l	Lait. III	7	2	5	0,66	1,66
	15 g/l	Bl. Bl. III	12	6	6	2	2
	20 g/l	Bl. Bl. III	7	4	3	1,33	1
	25 g/l	Tr. III	4	2	2	0,66	0,66
4%	5 g/l	Tr. Bl. II-	55	50	5	/	1,25
	10 g/l	Tr. III	3	1	2	0,25	0,5
	15 g/l	Tr. Bl. III	12	2	10	0,5	2,5
	20 g/l	Tr. Bl. III	10	3	7	0,75	1,75
	25 g/l	Tr. Bl. III	4	3	1	0,75	0,25
5%	5 g/l	Tr. Bl. III	4	3	1	0,6	0,2
	10 g/l	Tr. Bl. III	3	2	1	0,4	0,2
	15 g/l	Tr. Bl. III	8	2	6	0,4	1,2
	20 g/l	Tr. Bl. III	5	1	4	0,2	0,8
	25 g/l	Tr. Bl. III	10	5	5	1	1

Tableau 3.1.5 Paramètres de solubilisation pour : **non ionique**, pentanol, **R=1**, **T=80°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. III	8	2	6	2	6
	10 g/l	Lait. II+	64	14	50	14	/
	15 g/l	Lait. III	31	5	26	5	26
	20 g/l	Lait. III	26	5	21	5	21
	25 g/l	Lait. III	39	1	38	1	38
2%	5 g/l	Lait. II+	61	22	50	11	/
	10 g/l	Lait. III	6	2	4	1	2
	15 g/l	Lait. III	6	2	4	1	2
	20 g/l	Tr. II-	53	50	3	/	1,5
	25 g/l	Lait. III	12	4	8	2	4
3%	5 g/l	Lait. III	38	11	34	3,66	11,33
	10 g/l	Lait. III	1.8	4	9	1,33	3
	15 g/l	Tr. II+	52	2	50	0,66	/
	20 g/l	Tr. II-	52	50	2	/	0,66
	25 g/l	Tr. II-	54	50	4	/	1,33
4%	5 g/l	Tr. II+	62	22	50	5,5	/
	10 g/l	Tr. II+	53	3	50	0,75	/
	15 g/l	Tr. Bl. III	22	19	3	4,75	0,75
	20 g/l	Tr. II-	53	50	3	/	0,75
	25 g/l	Lait. III	10	2	8	0,5	2
5%	5 g/l	Lait. III	2	1	1	0,2	0,2
	10 g/l	Lait. III	17	7	10	1,4	2
	15 g/l	Tr. Bl. III	19	17	2	3,4	0,4
	20 g/l	Tr. Bl. III	14	10	4	2	0,8
	25 g/l	Tr. II-	55	50	5	/	1

Tableau 3.1.6 Paramètres de solubilisation pour : **Anionique**, pentanol, **R=1/2**, **T=80°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	58	8	50	44,39	/
	10 g/l	Les deux Tr.	51	50	1	/	5,54
	15 g/l	Lait. II+	56	6	50	33,29	/
	20 g/l	Lait. III	36	4	32	22,19	177,58
	25 g/l	Lait. II+	56	6	50	33,29	/
2%	5 g/l	Lait. III	6	3	3	8,32	8,32
	10 g/l	Lait. III	67	20	47	55,49	130,41
	15 g/l	Tr. Bl. III	12	6	6	16,64	16,64
	20 g/l	Tr. Bl. III	38	20	18	55,49	49,94
	25 g/l	Les deux Tr.		/	/	/	/
3%	5 g/l	Lait. II+	68	50	18	/	33,29
	10 g/l	Lait. III	10	9	1	16,64	1,84
	15 g/l	Tr. Bl. III	24	20	4	36,99	7,39
	20 g/l	Tr. Bl. III	8	4	4	7,399	7,39
	25 g/l	Tr. Bl. III	10	8	2	14,79	3,69
4%	5 g/l	Tr. II+	60	10	50	13,87	/
	10 g/l	Tr. Bl. III	9	8	1	11,09	1,38
	15 g/l	Tr. Bl. III	16	6	10	8,32	13,87
	20 g/l	Tr. Bl. III	10	8	2	11,09	2,77
	25 g/l	Tr. Bl. III	4	2	2	2,77	2,77
5%	5 g/l	Tr. II+	62	12	50	13,31	/
	10 g/l	Tr. II+	62	12	50	13,31	/
	15 g/l	Tr. Bl. III	10	8	2	8,87	2,21
	20 g/l	Tr. Bl. III	10	8	2	8,87	2,21
	25 g/l	Tr. Bl. III	12	4	8	4,439	8,87

Tableau 3.1.7 paramètres de solubilisation pour : **Anionique**, pentanol, **R=1/2**, **T=60°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. III	35	3	38	11,22	142,24
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	22,45	/
	15 g/l	Lait. II+	52	2	50	7,48	/
	20 g/l	Lait. II+	56	6	50	22,45	/
	25 g/l	Lait. III	35	4	39	14,97	145,98
2%	5 g/l	Lait. II+	52	2	50	7,48	/
	10 g/l	Lait. II+	52	8	50	14,97	/
	15 g/l	Lait. II+	53	3	50	5,61	/
	20 g/l	Lait. II+	52	2	50	3,74	/
	25 g/l	Lait. II+	52	2	50	3,74	/
3%	5 g/l	Lait. II+	52	2	50	2,49	/
	10 g/l	Tr. II+	52	8	50	9,98	/
	15 g/l	Lait. III	15	1	14	1,24	17,46
	20 g/l	Lait. II+	52	2	50	2,49	/
	25 g/l	Lait. III	30	8	38	9,98	47,41
4%	5 g/l	Lait. II+	54	4	50	14,97	/
	10 g/l	Tr. Bl. III	4	2	2	1,87	1,87
	15 g/l	Lait. II+	53	3	50	2,80	/
	20 g/l	Tr. Bl. III	16	10	6	9,35	5,61
	25 g/l	Tr. II-	58	50	20	46,79	18,71
5%	5 g/l	Tr. II+	52	2	50	1,49	/
	10 g/l	Tr. Bl. III	16	2	14	1,49	10,48
	15 g/l	Tr. II+	54	4	50	2,99	/
	20 g/l	Tr. Bl. III	33	29	4	21,71	2,99
	25 g/l	Lait. III	4	4	2	2,99	1,49

Tableau 3.1.7 Paramètres de solubilisation pour : **Non ionique**, pentanol, **R=1/2**, **T=60°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	53	3	50	11,22	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	22,45	/
	15 g/l	Lait. II+	54	4	50	14,97	/
	20 g/l	Lait. II+	54	6	50	22,45	/
	25 g/l	Lait. II+	54	4	50	14,97	/
2%	5 g/l	Lait. II+	54	4	50	7,48	/
	10 g/l	Lait. II+	58	8	50	14,97	/
	15 g/l	Lait. II+	53	3	50	5,61	/
	20 g/l	Lait. III	50	2	48	3,74	89,83
	25 g/l	Lait II-	51	50	1	93,58	1,87
3%	5 g/l	Lait. II+	50	0	50	0	/
	10 g/l	Tr. II+	58	8	50	9,98	/
	15 g/l	Lait. II+	53	3	3	3,74	3,74
	20 g/l	Lait. III	50	2	48	2,49	59,89
	25 g/l	Tr. II-	58	50	8	/	9,98
4%	5 g/l	Lait. II+	50	0	50	0	/
	10 g/l	Tr. Bl. III	4	2	2	1	1,87
	15 g/l	Lait. II+	52	2	50	0,04	/
	20 g/l	Tr. Bl. III	17	10	7	9,35	6,55
	25 g/l	Tr. II-	58	50	8	/	7,48
5%	5 g/l	Lait. II+	0	0	50	0	37,43
	10 g/l	Tr. Bl. III	16	2	14	1,49	10,48
	15 g/l	Lait. II+	54	4	50	2,99	/
	20 g/l	Lait. II+	58	8	50	5,98	/
	25 g/l	laiteuse	4	4	0	2,99	0

Tableau 3.1.8 paramètres de solubilisation pour : **Non ionique** , pentanol, **R=1/2, T=80°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	58	7	50	38,84	/
	10 g/l	Lait. II+	55	5	50	27,74	/
	15 g/l	Lait. III	46	5	44	27,74	244,17
	20 g/l	Lait. II+	52	2	50	11,09	/
	25 g/l	Lait. II+	54	4	50	22,19	/
2%	5 g/l	Lait. III	62	16	46	44,39	127,63
	10 g/l	Lait. III	18	0	18	0	49,94
	15 g/l	Lait. II+	52	4	50	11,09	/
	20 g/l	Lait. II+	54	4	50	11,09	/
	25 g/l	Lait. III	48	2	46	5,54	127,63
3%	5 g/l	Lait. II+	58	7	50	12,94	/
	10 g/l	Lait. III	48	10	46	18,49	85,09
	15 g/l	Lait. II+	54	4	50	7,39	/
	20 g/l	Lait. II+	52	2	50	3,69	/
	25 g/l	Lait. III	50	4	46	7,39	85,09
4%	5 g/l	Lait. II+	56	6	50	8,32	/
	10 g/l	Lait. II+	55	5	50	6,93	/
	15 g/l	Lait. II+	54	4	50	5,54	/
	20 g/l	Lait. II+	54	4	50	5,54	/
	25 g/l	Lait. II+	54	4	50	5,54	/
5%	5 g/l	Lait. II+	56	6	50	6,65	/
	10 g/l	Lait. II+	56	5	50	5,54	/
	15 g/l	Lait. II+	56	3	50	3,32	/
	20 g/l	Lait. II+	56	2	50	2,21	/
	25 g/l	Lait. II+	56	6	50	6,65	/

Tableau 3.1.9 paramètres de solubilisation pour : Anionique, R=0, T=60°C

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. III	24	0	24	0	133,18
	10 g/l	Lait. III	16	0	16	0	88,79
	15 g/l	Lait. III	19	0	19	0	105,43
	20 g/l	Lait. III	20	0	20	0	110,98
	25 g/l	Lait. III	40	0	41	0	227,52
2%	5 g/l	Lait. III	24	0	24	0	66,592
	10 g/l	Lait. III	25	3	22	8,32	61,04
	15 g/l	Lait. III	40	0	41	0	113,76
	20 g/l	Lait. III	40	0	40	0	110,98
	25 g/l	Lait. III	37	0	38	0	105,43
3%	5 g/l	Lait. III	40	0	40	0	73,99
	10 g/l	Lait. II+	0	4	50	7,39	/
	15 g/l	Lait. III	20	0	22	0	40,69
	20 g/l	Lait. III	11	2	9	3,69	16,64
	25 g/l	Lait. III	40	0	40	0	73,99
4%	5 g/l	Lait. III	16	32	3	44,39	4,16
	10 g/l	Lait. II+	54	4	50	5,54	/
	15 g/l	Lait. II+	54	4	50	5,54	/
	20 g/l	Lait. II+	52	2	50	2,77	/
	25 g/l	Lait. III	40	0	42	0	58,26
5%	5 g/l	Lait. II+	54	4	50	4,43	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	6,65	/
	15 g/l	Lait. II+	52	3	50	3,32	/
	20 g/l	Lait. II+	55	5	50	5,54	/
	25 g/l	Lait. III	24	0	24	0	26,63

Tableau 3.1.10 paramètres de solubilisation pour : Anionique, R=0, T=80°C

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	56	6	50	22,45	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	22,45	/
	15 g/l	Lait. II+	56	6	50	22,45	/
	20 g/l	Lait. II+	56	4	50	14,97	/
	25 g/l	Lait. II+	56	5	50	18,71	/
2%	5 g/l	Lait. II+	56	6	50	11,22	/
	10 g/l	Lait. II+	56	5	50	9,35	/
	15 g/l	Lait. II+	56	5	50	9,35	/
	20 g/l	Lait. II+	54	4	50	7,48	/
	25 g/l	Lait. II+	56	6	50	11,22	/
3%	5 g/l	Lait. III	50	7	43	8,73	53,65
	10 g/l	Lait. II+	56	5	50	6,23	/
	15 g/l	Lait. II+	54	6	50	7,48	/
	20 g/l	Lait. II+	52	2	50	2,49	/
	25 g/l	Lait. II+	54	4	50	4,99	/
4%	5 g/l	Lait. II+	54	4	50	3,74	/
	10 g/l	Lait. II+	56	5	50	4,67	/
	15 g/l	Lait. II+	54	4	50	3,74	/
	20 g/l	Lait. II+	52	2	50	1,87	/
	25 g/l	Lait. II+	52	2	50	1,87	/
5%	5 g/l	Lait. II+	56	5	50	3,74	/
	10 g/l	Lait. II+	54	4	50	2,99	/
	15 g/l	Lait. II+	51	3	50	2,24	/
	20 g/l	Lait. II+	52	2	50	1,49	/
	25 g/l	Lait. II+	54	3	50	2,24	/

Tableau 3.1.11 paramètres de solubilisation pour : **Nonionique** , **R=0, T=60°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II-	53	50	3	/	11,22
	10 g/l	Lait. II-	55	50	5	/	18,71
	15 g/l	Lait. II-	54	50	4	/	14,97
	20 g/l	Lait. II-	50	50	15	/	56,14
	25 g/l	Lait. II-	54	50	4	/	14,97
2%	5 g/l	Lait. II-	52	50	2	/	3,74
	10 g/l	Lait. III	2	0	2	0	3,74
	15 g/l	Lait. II-	54	50	4	/	7,48
	20 g/l	Lait. III	5	1	4	1,87	7,48
	25 g/l	Lait. II-	54	50	4	/	7,48
3%	5 g/l	Lait. III	5	3	3	3,74	3,74
	10 g/l	Lait. III	4	0	4	0	4,99
	15 g/l	Lait. III	4	0	4	0	4,99
	20 g/l	Tr. Bl. III	9	6	3	7,48	3,74
	25 g/l	Lait. III	4	0	4	0	4,99
4%	5 g/l	Lait. III	7	6	1	5,61	0,93
	10 g/l	Lait. III	4	2	2	1,87	1,87
	15 g/l	Lait. III	24	19	5	17,78	4,67
	20 g/l	Tr. Bl. III	17	12	5	11,22	4,67
	25 g/l	Tr. Bl. III	14	10	4	9,35	3,74
5%	5 g/l	Lait. III	5	4	1	2,99	0,74
	10 g/l	Lait. II-	53	50	3	37,43	2,24
	15 g/l	Lait. III	14	10	4	7,48	2,99
	20 g/l	Bl. Bl. III	12	8	4	5,98	2,99
	25 g/l	Bl. Bl. III	8	6	2	4,49	1,49

Tableau 3.1.12 paramètres de solubilisation pour : **Non ionique, R=0, T=80°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II-	59	50	9	/	49,94
	10 g/l	Lait. III	18	9	9	49,94	49,94
	15 g/l	Lait. III	50	16	34	88,79	188,67
	20 g/l	Lait. III	25	8	17	44,39	94,33
	25 g/l	Lait. III	40	2	38	11,09	210,87
2%	5 g/l	Lait. III	62	18	44	49,94	122,08
	10 g/l	Lait. III	50	4	46	11,09	127,63
	15 g/l	Lait. III	56	28	28	77,69	77,69
	20 g/l	Lait. III	39	1	40	2,77	110,98
	25 g/l	Lait. III	22	2	20	5,54	55,49
3%	5 g/l	Lait. III	49	3	46	5,54	85,09
	10 g/l	Lait. III	53	18	35	33,29	64,74
	15 g/l	Lait. III	48	12	36	22,19	66,59
	20 g/l	Lait. III	41	10	31	18,49	57,34
	25 g/l	Lait. III	34	2	32	3,69	59,19
4%	5 g/l	Lait. III	47	1	46	1,38	63,81
	10 g/l	Lait. III	35	3	32	4,16	44,39
	15 g/l	Lait. III	42	16	26	22,19	36,07
	20 g/l	Lait. III	39	3	36	4,16	49,94
	25 g/l	Lait. III	50	4	46	5,54	63,81
5%	5 g/l	Lait. III	50	19	31	21,08	34,40
	10 g/l	Lait. III	48	16	32	17,75	35,51
	15 g/l	Lait. III	54	4	50	4,43	/
	20 g/l	Lait. III	39	14	25	15,53	27,74
	25 g/l	Lait. III	43	2	41	2,219	45,50

Tableau 3.1.13 paramètres de solubilisation pour : **anionique, R=2, isopropanol, T=80°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	51	1	50	5,54	/
	10 g/l	Lait. III	52	8	44	44,39	/
	15 g/l	Lait. III	52	6	46	33,29	255,27
	20 g/l	Lait. III	21	0	21	0	116,53
	25 g/l	Lait. II+	54	2	50	11,09	/
2%	5 g/l	Lait. II+	51	1	50	2,77	/
	10 g/l	Lait. III	56	15	41	41,62	113,76
	15 g/l	Lait. III	47	5	42	13,87	116,53
	20 g/l	Lait. III	11	0	11	0	30,52
	25 g/l	Lait. II+	54	5	50	13,87	/
3%	5 g/l	Lait. II+	53	3	50	5,54	/
	10 g/l	Lait. III	55	11	44	20,34	81,39
	15 g/l	Lait. II+	57	6	50	11,09	/
	20 g/l	Lait. III	27	1	26	1,84	48,09
	25 g/l	Lait. II+	54	4	50	7,39	/
4%	5 g/l	Lait. II+	57	7	50	9,71	/
	10 g/l	Lait. III	2	1	1	1,38	1,38
	15 g/l	Lait. II+	50	0	50	0	/
	20 g/l	Lait. III	5	0	5	0	6,93
	25 g/l	Lait. II+	56	7	50	9,71	/
5%	5 g/l	Lait. II+	53	3	50	3,32	/
	10 g/l	Lait. III	52	9	43	9,98	47,72
	15 g/l	Lait. II+	51	1	50	1,10	/
	20 g/l	Lait. II+	21	1	22	1,10	24,41
	25 g/l	Lait. II+	54	4	50	4,43	/

Tableau 3.1.14 paramètres de solubilisation pour : anionique, R=2, isopropanol, T=60°C

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	50.9	21	50	78,60	/
	10 g/l	Lait. II+	52.7	8	50	29,94	/
	15 g/l	Lait. II+	58	4	50	14,97	/
	20 g/l	Lait. II+	58	12	50	44,91	/
	25 g/l	Lait. II+	58	7	50	26,20	/
2%	5 g/l	Lait. II+	51	1	50	1,871	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	11,22	/
	15 g/l	Lait. II+	58	9	50	16,84	/
	20 g/l	Lait. III	44	15	50	28,07	/
	25 g/l	Lait. II+	52	2	50	3,74	/
3%	5 g/l	Tr. III	51	8	43	9,98	53,65
	10 g/l	Lait. III	2	1	1	1,24	1,24
	15 g/l	Lait. III	53	8	45	9,98	56,14
	20 g/l	Lait. II+	54	4	50	4,99	/
	25 g/l	Lait. II+	53	3	50	3,74	/
4%	5 g/l	Lait. II+	55	5	50	4,67	/
	10 g/l	Lait. II+	51	1	50	0,93	/
	15 g/l	Lait. III	50	8	44	7,48	41,17
	20 g/l	Lait. II+	56	6	50	5,61	/
	25 g/l	Lait. II+	52	2	50	1,87	/
5%	5 g/l	Lait. II+	53	3	50	2,24	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	4,49	/
	15 g/l	Lait. II+	52	2	50	1,49	/
	20 g/l	Lait. II+	54	5	50	3,74	/
	25 g/l	Lait. II+	56	6	50	4,49	/

Tableau 3.1.15 paramètres de solubilisation pour : **Nonionique , R=2, isopropanol, T=60°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Tr. II+	51	1	50	3,74	/
	10 g/l	Tr. II-	59	50	9	/	33,68
	15 g/l	Tr. II-	57	50	7	/	26,20
	20 g/l	Tr. II-	54	50	4	/	14,97
	25 g/l	Tr. II-	54	50	4	/	14,97
2%	5 g/l	Tr. II-	57	50	7	/	13,10
	10 g/l	Les deux Tr.	0			/	0
	15 g/l	Tr. II+	57	7	50	13,10	93,58
	20 g/l	Lait. III	6	1	5	1,87	9,35
	25 g/l	Lait. III	2	0	2	0	3,74
3%	5 g/l	Lait. III	13	3	10	3,74	12,47
	10 g/l	Bl. Bl. III	20	10	10	12,47	12,47
	15 g/l	Lait. III	4	1	3	1,24	3,74
	20 g/l	Lait. II+	54	4	50	4,99	/
	25 g/l	Lait. III	9	4	5	4,99	6,23
4%	5 g/l	Lait. III	5	0	5	0	4,67
	10 g/l	Lait. III	6	1	5	0,93	4,67
	15 g/l	Lait. III	9	0	9	0	8,42
	20 g/l	Tr. II-	57	50	7	/	6,55074959
	25 g/l	Lait. III	20	10	10	9,35	9,35
5%	5 g/l	Lait. II-	52	50	2	/	1,49
	10 g/l	les deux Tr.	28	14	14	10,48	10,48
	15 g/l	Bl. Bl. III	4	2	2	1,497	1,49
	20 g/l	Bl. Bl. III	9.6	7	8	/	/
	25 g/l	Lait. III	16	16	0	11,97	0

Tableau 3.1.16 paramètres de solubilisation pour : **Nonionique**, isopropanol , **R=2**, **T=80°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	58	8	50	29,42	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	22,07	/
	15 g/l	Lait. III	35	8	27	29,42	99,31
	20 g/l	Lait. III	20	4	16	14,71	58,85
	25 g/l	Lait. III	43	10	33	36,78	121,39
2%	5 g/l	Lait. II+	57	8	50	14,71	/
	10 g/l	Lait. II+	59	10	50	18,39	/
	15 g/l	Lait. II+	57	8	50	14,71	/
	20 g/l	Lait. III	20	12	8	22,07	14,71
	25 g/l	Lait. III	48	6	42	11,03	77,24
3%	5 g/l	Lait. II+	57	7	50	8,58	/
	10 g/l	Lait. II+	55	5	50	6,13	/
	15 g/l	Lait. II+	55	6	50	7,35	/
	20 g/l	Lait. II+	55	6	50	7,35	/
	25 g/l	Lait. II+	55	6	50	7,35	/
4%	5 g/l	Lait. II+	54	4	50	3,67	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	5,51	/
	15 g/l	Lait. III	4	4	0	3,67	0
	20 g/l	Lait. III	35	8	27	7,35	24,82
	25 g/l	Lait. III	53	6	47	5,51	43,22
5%	5 g/l	Lait. II+	58	8	50	5,88	/
	10 g/l	Lait. III	56	6	50	4,41	/
	15 g/l	Lait. II+	56	6	50	4,41	/
	20 g/l	Lait. II+	56	6	50	4,41	/
	25 g/l	Lait. II+	54	4	50	2,94	/

Tableau 3.1.17 paramètres de solubilisation pour : [anionique]=[Non ionique], T=80°C

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	56	6	50	22,07	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	22,07	/
	15 g/l	Lait. II+	56	6	50	22,07	/
	20 g/l	Lait. II+	60	10	50	36,78	/
	25 g/l	Lait. III	48	2	46	7,35	/
2%	5 g/l	Lait. II+	56	6	50	11,03	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	11,03	/
	15 g/l	Lait. II+	56	6	50	11,03	/
	20 g/l	Lait. II+	58	8	50	14,71	/
	25 g/l	Lait. II+	56	6	50	11,03	/
3%	5 g/l	Lait. II+	56	6	50	7,35	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	7,35	/
	15 g/l	Lait. II+	56	6	50	7,35	/
	20 g/l	Lait. II+	58	8	50	9,80	/
	25 g/l	Lait. II+	56	6	50	7,34	/
4%	5 g/l	Lait. II+	58	8	50	7,35	/
	10 g/l	Lait. II+	58	8	50	7,35	/
	15 g/l	Lait. III	4	2	2	1,83	1,08
	20 g/l	Lait. II+	60	10	50	9,19	/
	25 g/l	Lait. II+	54	4	50	3,67	/
5%	5 g/l	Lait. II+	56	6	50	4,41	/
	10 g/l	Lait. II+	55	6	50	4,41	/
	15 g/l	Lait. II+	55	6	50	4,41	/
	20 g/l	Lait. II+	55	6	50	4,41	/
	25 g/l	Lait. III	46	4	42	2,94	30,89

Tableau 3.1.18 paramètres de solubilisation pour : [anionique]=[Non ionique], T=60°C

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	59	9	50	16,98	/
	10 g/l	Lait. III	51	12	50	22,64	/
	15 g/l	Lait. III	45	4	41	7,54	77,37
	20 g/l	Lait. II+	52	2	50	3,77	/
	25 g/l	Lait. II+	52	6	50	11,32	/
2%	5 g/l	Lait. III	29	6	23	5,66	21,70
	10 g/l	Lait. III	29	4	25	3,77	23,58
	15 g/l	Lait. III	37	4	33	3,77	31,13
	20 g/l	Lait. III	46	6	40	5,66	37,74
	25 g/l	Lait. II+	56	6	50	5,66	/
3%	5 g/l	les deux Tr.		0	0	0	0
	10 g/l	Lait. II+	28	4	24	2,51	15,09
	15 g/l	les deux Tr.		0	0	0	0
	20 g/l	Lait. II+	56	6	50	3,77	/
	25 g/l	Lait. II+	54	4	50	2,51	/
4%	5 g/l	Lait. II+	17	4	13	1,88	6,13
	10 g/l	Lait. II+	14	6	8	2,83	3,77
	15 g/l	Lait. III	47	8	39	3,77	18,39
	20 g/l	Lait. III	58	8	50	3,77	/
	25 g/l	Lait. III	26	4	22	1,88	10,37
5%	5 g/l	Lait. II+	12	4	8	1,50	3,01
	10 g/l	Lait. III	10	4	6	1,50	2,26
	15 g/l	Lait. II+	54	4	50	1,50	/
	20 g/l	Lait. II+	57	8	50	3,01	/
	25 g/l	Lait. II+	20	8	12	3,01	4,52

Tableau 3.1.19 paramètres de solubilisation pour : **2[anionique]=[Non ionique]**, **T=80°C**

[TA]	[NaCl]	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
1%	5 g/l	Lait. II+	57	7	50	13,20	/
	10 g/l	Lait. II+	57	7	50	13,20	/
	15 g/l	Lait. II+	46	6	50	11,32	/
	20 g/l	Lait. II+	46	6	50	11,32	/
	25 g/l	Lait. II+	46	6	50	11,32	/
2%	5 g/l	Lait. II+	58	8	50	7,54	/
	10 g/l	Lait. II+	54	4	50	3,77	/
	15 g/l	Lait. II+	54	4	50	3,77	/
	20 g/l	Lait. II+	56	6	50	5,66	/
	25 g/l	Lait. II+	56	6	50	5,66	/
3%	5 g/l	Lait. II+	58	8	50	5,03	/
	10 g/l	Lait. II+	54	4	50	2,51	/
	15 g/l	Lait. II+	56	6	50	3,77	/
	20 g/l	Lait. II+	56	6	50	3,77	/
	25 g/l	Lait. II+	56	6	50	3,77	/
4%	5 g/l	Lait. II+	56	6	50	2,83	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	2,83	/
	15 g/l	Lait. II+	58	8	50	3,77	/
	20 g/l	Lait. II+	58	8	50	3,77	/
	25 g/l	Bl. Bl. III	10	6	44	2,83	20,75
5%	5 g/l	Lait. II+	53	4	50	1,50	/
	10 g/l	Lait. II+	56	6	50	2,26	/
	15 g/l	Lait. II+	56	6	50	2,26	/
	20 g/l	Lait. II+	58	8	50	3,01	18,87
	25 g/l	Bl. Bl. III	8	4	4	1,50	1,50

Tableau 3.1.20 paramètres de solubilisation pour : **2[anionique]=[Non ionique]**, **T=60°C**

Tableau 3.2.1 caractéristiques physico-chimique de l'eau d'injection (reconstitué) de gisement Tin Fouye (couche Lias).

	En (ppm)
Na ⁺	1560
K ⁺	77
L ⁺	0.3
Ca ⁺⁺	300
Sr ⁺⁺	0.8
Cl ⁻	208
Co ₃ ⁻	2.4
HCO ₃ ⁻	189
SO ₄ ⁻	1267
PH	8.37
Viscosité à	$\mu_w = 0.41 \text{ cp}$
Compressibilité	$C_w = 0.5 \cdot 10^{-4} \text{ v/v/kg/cm}^2$
FVF initial	$B_w = 1.02 \text{ m}^3/\text{m}^3$
Salinité moyenne	$[\text{NaCl}] = 8 \text{ g/l}$

Tableau 3.2.2 Caractéristiques de l'huile brute de Tin fouye

Pression initiale du gisement	$P_i = 126 \text{ kg/cm}^2$
Temperature du gisement	$T = 68 \text{ }^\circ\text{C}$
Pression de bulle	$P_b = 4 \text{ kg/cm}^2$
FVF initial	$B_{oi} = 0.025 \text{ m}^3_{\text{res}}/\text{m}^3_{\text{std}}$
GOR de dissolution initial	$R_{si} = 0.68 \text{ m}^3/\text{m}^3$
Densité de l'huile de stockage	$\rho_o = 0.832$
Viscosité de l'huile	$\mu_o = 1.915 \text{ cp}$

[TA]/[Alc.]	[TA]%	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
Pent. R=1.6	1	Opaque III	3	2	1	3,83	1,91
	2	Opaque III	6	4	2	3,83	1,91
	3	Tr. Mar. III	7,8	5,8	2	3,70	1,27
	4	Tr. Mar. III	11,7	2	9,7	0,96	4,64
	5	Tr. Mar. III	15,5	2	13,5	0,76	5,17
Pent. R=4	1	/	0	0	0	0	0
	2	/	0	0	0	0	0
	3	Mar. Opa. III	4	2	2	1,27	1,27
	4	Mar. Opa. III	11,7	9,7	2	4,63	0,96
	5	Mar. Opa. III	4	2	2	0,76	0,76
Pent. R=1	1	opaque III	4	2	2	3,83	3,83
	2	opaque III	4	2	2	1,91	1,91
	3	opaque III	5,5	3,5	2	2,23	1,27
	4	Tr. Mar. III	11,7	2	9,7	0,96	4,64
	5	Tr. Mar. III	17,4	2	15,4	0,76	5,89
Anionique. Sans Alcool	1	/	0	0	0	0	0
	2	/	0	0	0	0	0
	3	Mar. Opa. III	4,9	3,9	1	2,49	0,64
	4	Mar. Opa. III	6,8	5,8	1	2,77	0,48
	5	Mar. Opa. III	6,8	5,8	1	2,22	0,38
Nonio Sans Alco.	1	/	0	0	0	0	0
	2	/	0	0	0	0	0
	3	/	0	0	0	0	0
	4	/	0	0	0	0	0
	5	/	0	0	0	0	0

Tableau 3.2.3 paramètres de solubilisation obtenus avec le brute et l'eau d'injection

Tableau 3.2.4 paramètres de solubilisation obtenus avec le brute et l'eau d'injection

[TA]/[Alc.]	[TA]%	Type microémulsion	V.M (%)	V _e (%) solubilisé	V _h (%) solubilisé	P _E	P _H
Isop. R=0.5	1%	noir II+	52	2	50	3,83	/
	2%	noir II+	52	2	50	1,91	/
	3%	noir II+	52	2	50	1,27	/
	4%	noir II+	52	2	50	0,96	/
	5%	noir II+	52	2	50	0,76	/
Isopr. R=4	1%	/	0	0	0	3,83	/
	2%	opaque III	7,8	5,8	2	5,55	/
	3%	opaque III	5,9	3,9	2	2,49	1,27
	4%	opaque III	4	2	2	0,96	0,96
	5%	opaque III	4	2	2	0,76	0,76
Isopr. R=2	1%	noir II+	52	2	50	3,83	/
	2%	noir II+	54	4	50	3,83	/
	3%	opaque III	5,9	3,9	2	2,48	1,27
	4%	opaque III	4	2	2	0,96	0,96
	5%	opaque III	4	2	2	0,76	0,76
Isopr. R = 1	1%	noir II+	54	4	50	7,65	/
	2%	noir II+	56	6	50	5,74	/
	3%	/	0	0	0	0	0
	4%	/	0	0	0	0	0
	5%	Mar. Opa. III	7,8	5,8	2	2,23	0,76

Tableau 4.4 les conditions opératoires du diffractomètre

Radiation K _α du cuivre	1.5418 Å°
Monochromateur arrière courbe	en graphite
Haute tension pour les argiles	40KV et 30mA
Haute tension pour les poudres	30KV et 20mA
Fente de reception	0.2 mm
Fente de diffusion	1°
Detecteur a gaz proportionnel (Xénon + CO ₂)	
Vitesse goniométrique	2° /min
Angle d'exploration pour les argiles	1 à 31°
Angle d'exploration pour les poudres	24 à 34°

		Minéraux argileux %												Minéraux non argileux %										
		Kaolinite.	Illite	Chlorite	Clorite Gon.	Mont. 12A	Mont. 14A	Verniculite * r	Interstrat. I-	Interstrat. I-C	Somme			Cristallinité	Quartz	Calcite	Dolomite	Sidérite	Orthoclases	Plagioclases	Gypse	Anhydrite	Barytine	
1	1257-1258	100	/	/	/	/	/	/	/	/	100		95	/	/	/	/	/	/	*	/	/	/	95
2	1266-1267	100	/	/	/	/	/	/	/	/	100		96	/	/	/	/	/	/	Tr	/	/	/	96
3	1267-1268	Tr.	/	/	/	/	/	/	/	/	100		98	/	/	/	/	tr	/	/	/	/	tr	98
4	1274-1275	100	Tr	/	/	/	/	/	/	/	100		96	/	/	/	/	/	/	/	/	/	tr	96

Tableau 4.3 résultats d'analyse minéralogique par RX.

Références Bibliographiques

- 1- **KONSALP**, Société d'exploration géophysique (Allemand), S, A, 1987
- 2- **Green D.W. and Willhite G.P.** Enhanced Oil Recovery, SPE textbook series Vol.6, Richardson, Texas 1998.
- 3- **Howard B. Bradley et al.**, Petroleum handbook, Third printing, Society of petroleum Engineering Richardson, TX, USA, 1992
- 4- **Healy, R.N., Reed, R.L., and carpenter Jr. C., W.**, A laboratory Study of Microemulsion Flooding, SPE, Feb. 1975.
- 5- **Healy, R.L. and Reed, R.L.**, Immiscible Microemulsion flooding, SPE J. April 1977.
- 6- **Bavière M., Bazin B. and Noik C.**, Surfactant for EOR: Olefin Sulfonate Behavior at High Temperature and Hardness, SPE, May 1988.
- 7- **R. cossé**, Technique d'exploitation pétrolière, le gisement, Technip, 1988
- 8- **Crwford et al, H.R., G. H. Neil, B. J. Bucy and P. B. Crawford**, J. Pet. Tech., March 1963.
- 9- **Bavière M et al**, Improved EOR by Use of Chemicals in Combination, SPE (August 1995) 10, No. 3, 187-193.
- 10- **Shutang G., Huabin L. et al.**, Alkaline-Surfactant-Polymer Pilot Performance of the West Central Saertu, Daqing Oil Field, paper SPE prepared for presentation at the 1996 SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 21-24 April,
- 11- **Farouq Ali S.M. and Meldau R.F.**, Current Steam flood Technology, J.Pet.Tech, (Oct. 1979) 1332-1342.
- 12- **Lo et Mungan**, The effect Temperature on water wet systems, Annual fall meeting of Soe, Pet, Eng, SPE, Paper 4505, Oct 1973.
- 13- **M. Latile**, Cours de production, Récupération assistée, Tome 6, , 1975.
- 14- **Bouacida Djamil**, Screening criteria for enhanced oil recovery in Algerian oilfields, MS Thesis, Norman-Oklahoma University, 2005.
- 15- **Prats M.**, Thermal Recovery, Monograph Series, SPE, Dallas (1962) ,161, 14.
- 16- **Prats. M.**, Thermal Recovery, Monograph Series, SPE, Dallas (1962) ,161, 14
- 17- **J. Briant**, Phénomène d'interface, Agent de surface principes et modes d'action, 1989.
- 18- Les dispersions aqueuse, Editeur: Société des Publications, Le Cuir, Paris.1976.
- 19- **JoeL Billiote**, Ecoulement Polyphasique, non miscible en milieu poreux, Approche microscopique, Actes des séminaires Descartes, 1998-99.
- 20- **Craig F.F. Jr.**, The reservoir Engineering Aspects of Water flooding, Monograph Series, SPE, Riochardson, TX, 1971.
- 21- **Gardescu I.I.**, Behaviour of gas Bubbles in capillary Spaces, Trans, AIME (1930).

-
- 22- **Muskat M.**, Physical Principles of oil Production, McGraw-hill Book Co., New York, City 1949.
 - 23- **Bethel F. T. and Calhoun J. C.**, Capillary Desaturation in Unconsolidated Beads, J.P.T, August 1953.
 - 24- **Tabber J. J.**, Dynamic and Static Forces Required To remove a discontinuous oil phase from porous media containing both oil and water, SPE J., March 1969.
 - 25- **Stegemeir G. L.**, Mechanisms of Entrapment and mobilization of oil in porous media” Improved oil recovery by surfactant and polymer flooding, Academic Press, New york City, 1977.
 - 26- **Djebbar Taib et Erle C.**, Petrophysics, theory and Practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties, Donaldson, 1996
 - 27- **Royal Engene collines**, Flow of fluids through porous materials, reinhold puplishing corporation, New York, 1961
 - 28- **Pirson Sylvain j.**, Oil reservoir Engineering, 2cd Mc, Graw-Hill, New York, 1958.
 - 29- **J. C. Moulu**, Utilisation des courbes de Débits de débit fractionnaires pour l’analyse des phénomènes de récupération par tensioactif, Institut Français du Pétrole, Vol 38, N° 5, 1983
 - 30- **Robert N. and Healy**, Physicochemical Aspects of Microemulsion flooding, October 1974, SPE
 - 31- **Glen E. et Kellerhals**, Laboratory Core floods to Support the El Dorado Micellar-polymer project, SPE, N° 8197, 1979
 - 32- **Reppert T. R. et al.**, Second reply Surfactant flood pilot test, Paper SPE, 20219, 1990, April 22-25
 - 33- **Davis J.A. and Jones S. C.**, Displacement Mechanisms of Micellar Solution , JPT, 1968, 1415-28.
 - 34- **Ottewil R.H.**, Introduction surfactants, T.F Tadros (ed.), academic press, San Francisco (1984) 1-18.
 - 35- **Jean Poré**, Les dispersions aqueuse, suspensions, Emulsion, Mousse, Le Cuir, Paris
 - 36- **Salter S.J.**, Criteria for Surfactant Selection in Micellar flooding, SPE, N° 14106, March 17-20.
 - 37- **Jean Poré**, Emulsion, Microémulsion, Emulsion Multiples, Paris,
 - 38- **Ohewill R. H.**, Introduction Surfactant, T.F, Tadors, Academic Press, San Fransisco, 1984.
 - 39- **Nelson R. C. and Pope G. A.**, Phase relationships in chemical flooding, SPE, oct, 1978.
-

-
- 40- **Widsor P. A.**, Solvent Properties of Amphiphilic compounds, Butterworth Scientific, Publication.
 - 41- **M. Bonrrel, C. Chamn et F. VERZARO**, Mécanismes de la solubilisation en microémulsion effets des conditions de formulation, J. de IFP, 1979.
 - 42- **J. Van Nieuwkoop et G. Snoel**, Phase behaviour and Structure of a pure component Microemulsion system.
 - 43- **M. Bavière**, Stabilité de solutions micellaires en présence de sels, Institut Français du pétrole.
 - 44- **Kishor D. Shah**, Phase Boundaries of Microemulsion systems as a way of characterizing hydrocarbon mixtures, SPE, n° 8986.
 - 45- **L.W. Holm**, Use of Soluble oils for Oil Recovery, SPE, decembre 1971
 - 46- **Bourrel M. and Schechter R. S.**, Microemulsion and related system, Marcel Dekker, New york City, 1988
 - 47- **Salter S. J.**, Criteria for Surfactant Solution in micellar flooding, SPE, 14106, March, p 17-20.
 - 48- **Nelson R.C.**, The salinity requirement diagram_ a useful tool in chemical flooding research and development, SPE J., Avril 1982, 259-270
 - 49- **Healy J. C. W.**, A laboratory Study of microemulsion flooding, SPE J, 1975.
 - 50- **S. Thomas and S. M. Farouq Ali**, Micellar flooding and chemical methods for enhanced oil recovery, University of Alberta, The petroleum Society. 1999
 - 51- **Nelson R. C.**, Effect of live Crude on phase behaviour and oil recovery efficiency of surfactant flooding systems, SPE, J, 1983.
 - 52- **F. Wassmuth, A. Caemron, L. Schrum**, A waterflood and chemically improved oil recovery evaluation for the pembina Bear Lake Unit, JCPT, 1999, Volume 38, n°2.
 - 53- **Nelson R.C.**, The salinity requirement diagram_ a useful tool in chemical flooding research and development, SPE, April 1982, 259-270.
 - 54- **Jones S.C. et Dreker K.D.**, Cosurfactant in micellair systems, Used for Tertiary oil recovery, SPE, J, June 1976.
 - 55- **Novosad J.**, Surfactant Retention in Berea Sandstone-effects of phase behaviour and Temperature, SPE J, Dec 1982.
 - 56- Manuelle de l'appareille.
 - 57- **Gogary W. B. et tosch W. C.**, Miscible – type Water flooding : oil Recovery with micellar Solutions, JPT, Dec 1968.
 - 58- **Jones S. C. et Dreher K.D.**, Cosurfactants in micellar Systems used for tertiary oil recovery, SPE, J, June 1976,
-

- 59- **R. Monicard**, Cours de production, Tome I, caractéristiques des roches réservoirs, Analyse des carottes, novembre 1967.
- 60- **S. Caillère, S. Hénin, M. Rautureau**, Minéralogie des argiles, Edition masson.
- 61- **Amphlett C.B.**, Inorganic Ion Exchanges, Elsevier Publusing Co, 1964.
- 62- **Moor T. F. et Slobod R. C.**, The effect of viscosity and capillary on the displacement of oil by water, August 1956, 20-30.
- 63- **Bouabboun M., Haddoum N., Hammouch N., Benhaddid S.**, Nouveau concept pour l'amélioration de la récupération de l'huile résiduelle, Dans un milieu poreux, 29èmes journées Scientifiques, Laboratoire d'étude des Transferts en Hydrologie et Environnement, LTHE, Grenoble, France. Novembre 2004.
-