

APPLICATION DU TEST DE MOUSSAGE PAR DEPRESSURISATION AUX SYSTEMES AQUEUX

Ce dernier chapitre est consacré à la présentation de quelques résultats expérimentaux obtenus sur des systèmes aqueux. En fait, après avoir validé l'utilisation du test de moussage par dépressurisation dans les systèmes pétroliers nous avons voulu vérifier si ce test pouvait également s'appliquer aux systèmes aqueux. Contrairement au pétrole, pour produire une mousse dans une solution aqueuse il faut ajouter un agent moussant tensioactif dans la phase liquide. Pour ces essais nous avons choisi le laurylsulfate de sodium ou SDS (sodium dodécyl sulfate) comme agent moussant.

1. Essais préliminaires

Les tests de formation de mousse aqueuse par dépressurisation ont été réalisés à 20°C dans les mêmes conditions qu'avec les systèmes pétroliers (voir la description du test chapitre 3). Dans un premier temps, on a utilisé le gaz N₂ comme gaz de saturation parce qu'il est plus soluble dans la phase aqueuse que dans le pétrole. Malheureusement, nous n'avons pas obtenu de mousse suffisamment stable pour pouvoir analyser le comportement des agents antimoussants ultérieurement.

Nous avons donc, comme dans le cas des pétroles, choisi d'utiliser le gaz CO₂ comme gaz de saturation. On a d'abord fait un essai avec une concentration en tensioactif SDS inférieure à la concentration micellaire critique (CMC), à savoir 5 mM ($C_{CMC}=8\text{mM}$ d'après Djuve *et al.* [2001]). Sur la Figure VI-1 qui représente l'évolution du volume de mousse normalisé en fonction du temps corrigé, on observe a priori une forte dispersion des résultats, avec cependant deux comportements clairement distincts. Une analyse des images enregistrées lors des tests de démoussage nous a permis de mettre en évidence que ces deux comportements sont essentiellement liés à la taille des bulles de gaz (tailles de bulle inférieures à 1mm pour les petites et supérieures à 1mm pour les plus grosses). Nous avons alors tenté d'analyser les causes de cette différence sur la taille des bulles et après différents essais, nous avons conclu que ce phénomène était essentiellement imputable au fait que les mousses aqueuses se forment non seulement lors de la dépressurisation mais également lors de la phase de saturation (pendant laquelle le système est agité) et aussi au fait que la formation de grosses

bulles semble favorisée par le contact brutal du fluide moussant avec le fond de l'éprouvette où on mesure l'évolution de la mousse.

Nous avons ensuite vérifié que l'on pouvait ajuster les données expérimentales avec le modèle Logistique, comme pour les mousses pétrolières. La Figure VI-1 montre les courbes modèles obtenues avec le système étudié (grosses et petites bulles).

Nous avons ensuite tenté de remédier à ces problèmes de taille de bulles pour améliorer la répétabilité des résultats. Pour limiter l'effet du contact brutal, nous avons pris la précaution de laisser couler le fluide moussant le long de la paroi de l'éprouvette.

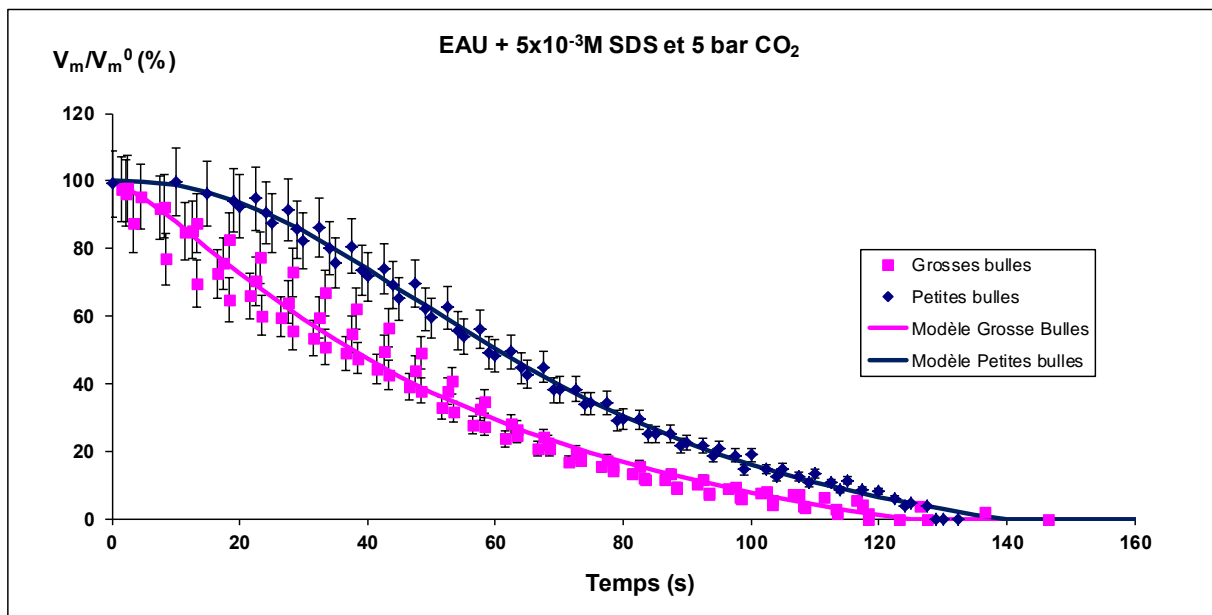


Figure VI-1 variation de la stabilité de la mousse en fonction de la taille des bulles

En ce qui concerne la phase de saturation avec le gaz, nous avons procédé à une étude de l'influence du système d'agitation. Contrairement aux mousses pétrolières, les mousses aqueuses peuvent se former facilement par simple agitation et un mélange très énergique peut entraîner la formation de la mousse dans la cellule de vieillissement et réduire la formation par dépressurisation. La Figure VI-2 montre les différences de cinétique de cassage (courbes modélisées) obtenues en utilisant l'étuve à rouleaux et la table d'agitation horizontale. Environ six essais ont été réalisés pour chaque type d'agitation. On voit que dans le cas de l'étuve à rouleaux, on obtient trois cinétiques différentes qui sont liées à la taille des bulles (petites <0,1mm, moyennes entre 0,1 et 1 mm, et grandes >1 mm). On voit aussi de façon logique que plus la taille est petite, plus la mousse est stable. Par contre, dans le cas de la table d'agitation horizontale, on trouve une seule tendance sur les six essais. Nous avons donc décidé de sélectionner ce système d'agitation pour réduire les incertitudes sur les mesures.

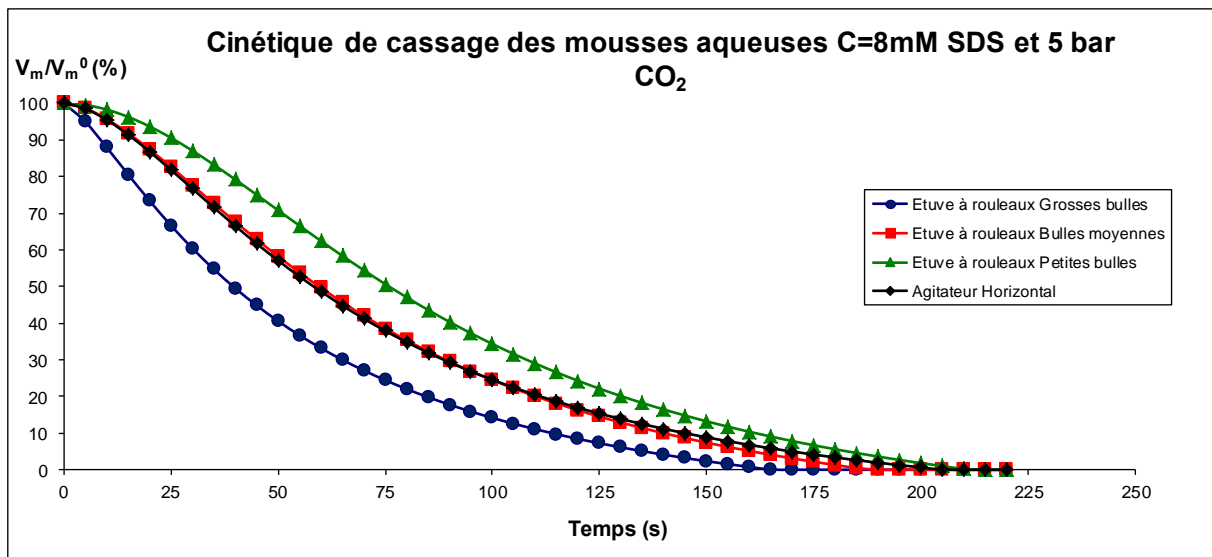


Figure VI-2 Cinétique de cassage des mousses aqueuses C=8mM SDS et 5 bar CO₂. Comparaison des méthodes d'agitation (courbes modélisées)

2. Etude des mousses aqueuses : Eau + SDS

2.1. Formation des mousses

Pour l'étude des propriétés moussantes dans les systèmes aqueux, nous avons utilisé trois concentrations différentes de SDS : 1, 5 et 8 mM. Comme souligné dans le chapitre 1 (revue bibliographique), l'ajout d'une molécule tensioactive dans l'eau entraîne une diminution de la tension superficielle de l'eau (72 mN/m) jusqu'à la CMC du tensioactif. Nous avons mesuré la tension superficielle des trois solutions aqueuses étudiées à l'aide du tensiomètre à goutte DSA 25. On observe comme attendu une diminution linéaire de la tension superficielle en fonction du logarithme de la concentration, puisqu'on se situe en deçà de la CMC (Figure VI-3).

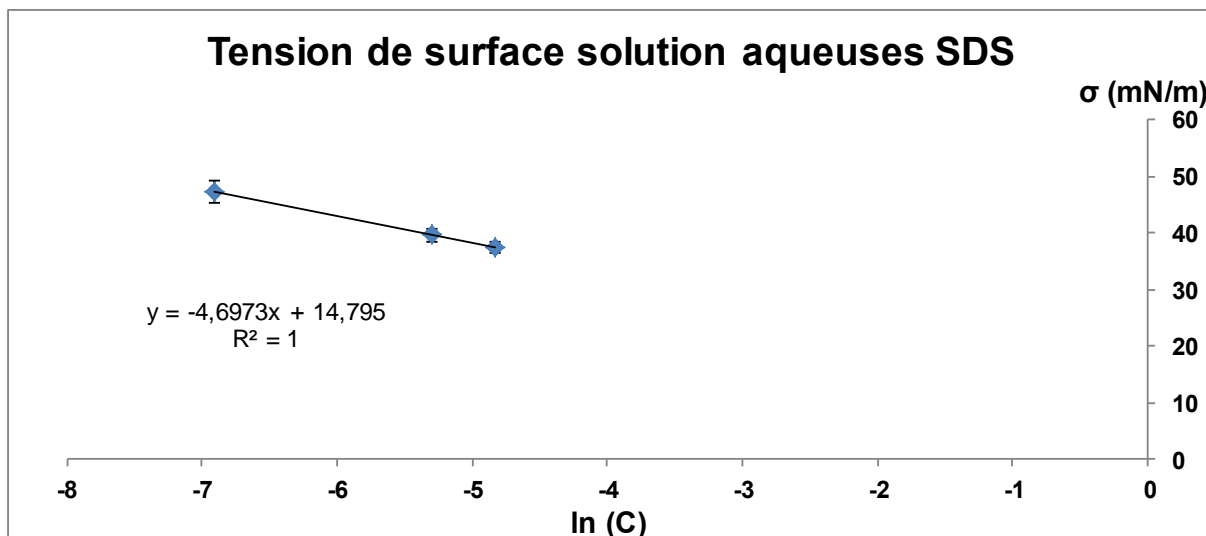


Figure VI-3 Variation de la tension superficielle en fonction de la concentration de SDS

Nous avons appliqué le test de moussage par dépressurisation aux trois solutions aqueuses, en utilisant la table d'agitation horizontale et en prenant soin de laisser couler le fluide moussant le long de la paroi de l'éprouvette. La Figure VI-4 représente la modélisation de la cinétique de démoussage selon le modèle logistique pour les différentes concentrations de SDS ($C=1, 5$ et 8mM). Les paramètres des modèles sont donnés en ANNEXE 9.

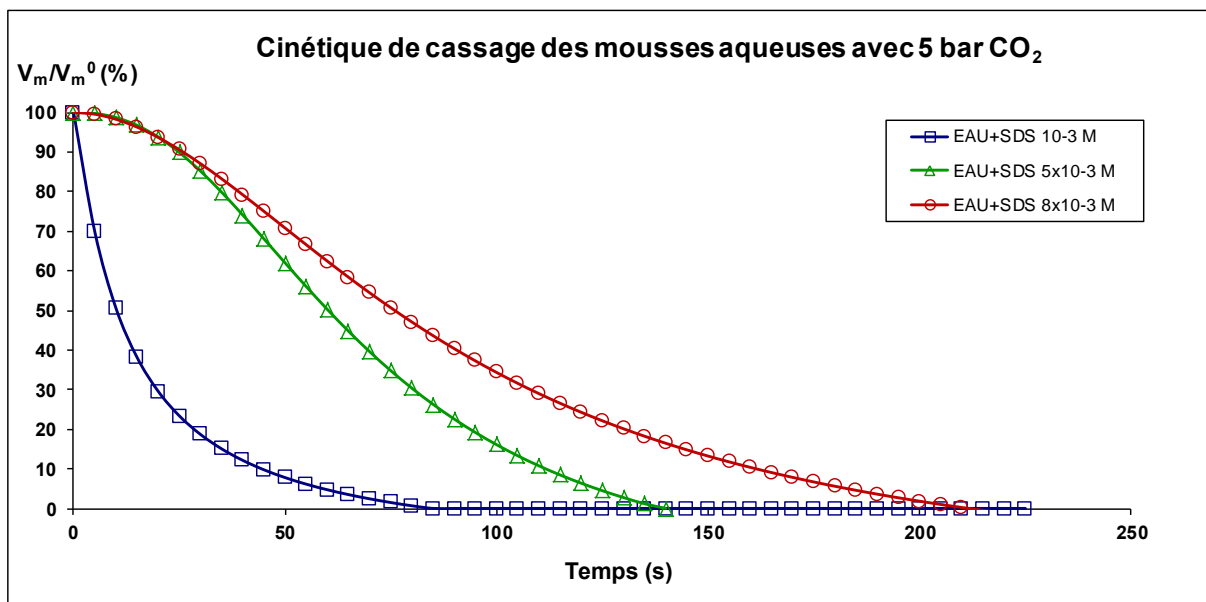


Figure VI-4 Cinétique de cassage des mousses aqueuses avec différentes concentrations de SDS et 5 bar CO_2

Sur cette figure, on voit que la stabilité de la mousse augmente logiquement avec la concentration de l'additif tensioactif. Si on compare l'indice de moussabilité pour chaque essai (voir Tableau VI-1), on constate que pour les concentrations les plus faibles, la quantité

de mousse créée est similaire, mais que pour la concentration la plus élevée, qui correspond à la concentration micellaire critique, cet indice diminue. Nous n'avons pas d'explication à ce comportement.

Tableau VI-1 Indice de moussabilité des mousses aqueuses avec différentes concentrations de SDS

	C=0,001M	C=0,005M	C=0,008M
V_m^0/V_1^{inf} (%)	362±12	377±9	330±15

2.2.Cassage des mousses : Eau + SDS et additifs

La méthodologie utilisée pour tester les additifs antimousses ou démoussants dans le cas des systèmes aqueux diffère sensiblement de celle pour les systèmes pétroliers, car comme nous l'avons déjà mentionné, les silicones utilisées pour casser les mousses aqueuses sont injectées sous forme d'émulsion huile silicone dans eau. Pour réaliser ces tests, la Société Bluestar Silicones nous a fourni les produits ainsi qu'une méthodologie appropriée (confidentielle) pour la formation de ces émulsions, sachant que quelques additifs ont été fournis directement sous forme émulsionnée. Les émulsions sont fabriquées avec 10% en masse de matière active. Comme dans le cas des mousses pétrolières, la quantité de matière active utilisée pour les tests des effets antimousse et démoussant est de 40 ppm en poids.

Les additifs testés sont les mêmes que ceux utilisés dans les essais sur les mousses pétrolières auxquels on a ajouté quelques produits plus spécifiques au traitement des mousses aqueuses (voir Tableau VI-2).

Tableau VI-2 Additifs utilisés dans les essais sur mousse aqueuse

Nom	Caractéristiques	Fournisseur
S1	PDMS	Bluestar Silicones
S2	PDMS	Bluestar Silicones
S3	PDMS	Bluestar Silicones
S4	PDMS	Bluestar Silicones
S5	PDMS modifié	Bluestar Silicones
S6	PDMS avec des particules solides	Bluestar Silicones
S7	PDMS avec des particules solides	Bluestar Silicones
S8	PDMS avec des particules solides	Bluestar Silicones
S9	PDMS modifié	Momentive
S10	Emulsion PDMS avec des particules solides	Bluestar Silicones
S11	Emulsion PDMS	Bluestar Silicones

S12	PDMS	Bluestar Silicones
SOH1	PDMS-OH	Bluestar Silicones
SOH2	PDMS-OH	Bluestar Silicones
SOH3	PDMS-OH	Bluestar Silicones
FS1	Fluorosilicone	Momentive

Les additifs ont été testés sur le système eau+SDS à 8 mM. La Figure VI-5 donne un exemple des courbes de cinétique de cassage pour les additifs qui ont montré des effets clairement démoussants (les silicones S6, S7 et S10).

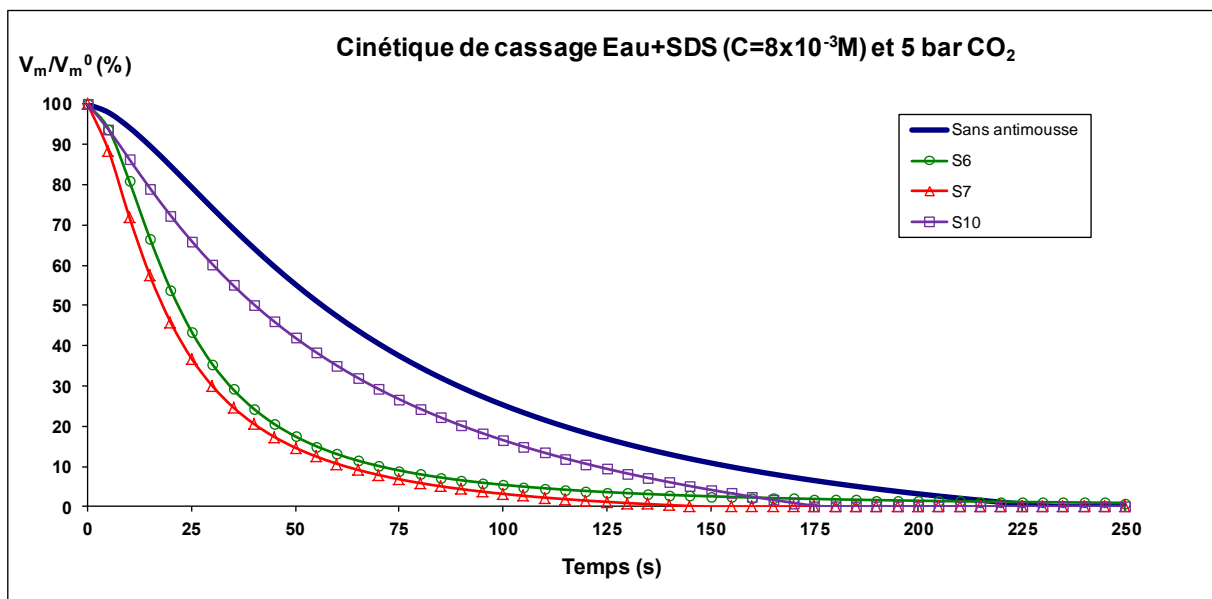


Figure VI-5 Cinétiques de cassage des mousses aqueuses ($C=0,008M$ de SDS) avec 40 ppm d'additif et 5 bar de CO_2 . Courbes de démoussage des additifs qui ont un effet démoussant

Il faut remarquer que les additifs S6 et S7 sont des démoussants très puissants car ils détruisent la mousse en très peu de temps. En revanche, tous les autres produits testés n'ont pas de comportement démoussant voire, dans quelques cas, ils favorisent la formation de mousse. Il faut noter qu'avec ce système, seuls les additifs contenant des particules solides présentent des propriétés cassantes de mousse (à l'exception de la silicone S8, voir Tableau VI-2). On a résumé dans le Tableau VI-3 les effets antimousse et démoussant obtenus après le traitement des données expérimentales à l'aide du modèle Logistique. On constate que les additifs n'ont pas d'effet antimousse aussi marqué que dans le cas des mousses pétrolières. On trouve aussi des additifs présentant des effets très moussants (comme le S1 ou le S11). Par contre, ceux qui agissent comme antimousses ont un effet très léger à l'exception de S8, S9, SOH3 et FS1.

Tableau VI-3 Tableau récapitulatif des effets des additifs sur les mousses aqueuses et 5 bar de CO₂. Le symbole ✓ montre l'existence d'un effet et le symbole X montre l'opposé

Additif	Effet Antimousse?	EA (%)	Effet Démoussant?	ED I	ED II
S1	X	16,3±1,1	✓X	0,7±0,1	1,4±0,1
S2	X	-0,3±0,1	XX	1,0±0,1	1,4±0,1
S3	✓	-1,0±0,1	XX	1,0±0,1	1,8±0,1
S4	✓	-3,0±0,1	✓X	0,9±0,1	1,6±0,1
S5	✓	-5,8±0,2	✓X	0,8±0,1	1,1±0,1
S6	✓	-8,7±0,3	✓✓	0,4±0,1	0,5±0,1
S7	✓	-1,6±0,1	✓✓	0,3±0,1	0,6±0,1
S8	✓	-14,6±0,4	✓X	0,9±0,1	1,5±0,1
S9	✓	-10,3±0,3	✓X	0,9±0,1	1,1±0,1
S10	X	2,5±0,1	✓✓	0,7±0,1	0,8±0,1
S11	X	33,2±2,1	XX	1,1±0,1	1,3±0,1
S12	X	2,1±0,1	XX	1,0±0,1	1,4±0,1
SOH1	✓	-8,6±0,2	XX	1,0±0,1	1,1±0,1
SOH2	✓	-8,8±0,2	XX	1,0±0,1	1,3±0,1
SOH3	✓	-17,2±0,7	✓X	0,7±0,1	1,4±0,1
FS1	✓	-10,4±0,2	✓X	0,9±0,1	1,0±0,1

3. Etude des mousses aqueuses : Eau glycinée + SDS

3.1. Formation des mousses

Afin d'obtenir des mousses plus stables et mieux différencier les effets des additifs, nous avons ajouté de la glycérine à la phase aqueuse pour augmenter sa viscosité. Nous avons fait un mélange 1:1 en poids pour augmenter la viscosité de 1 mPa.s à 6 mPa.s. Des quantités inférieures à 50% de glycérine ne produisent pas d'augmentation significative de la viscosité et des concentrations supérieures à 50% peuvent poser des problèmes de solubilité du SDS dans la phase liquide. La concentration de SDS choisie est celle correspondant à la CMC pour les systèmes aqueux (C=8mM). Si on compare les tensions superficielles obtenues dans les solutions de SDS ($\sigma=38\pm 2$ mN/m) et dans le mélange eau/glycérine ($\sigma=37\pm 1$ mN/m) on peut dire que l'ajout de la glycérine a un effet négligeable sur la tension superficielle du système.

Sur la Figure VI-6 on peut voir que l'augmentation de viscosité a un effet très significatif sur la stabilité de la mousse, comme attendu (le temps de vie de la mousse passe de 230s à 670s pour le mélange eau/glycérine). Si on regarde l'indice de moussabilité (Tableau VI-4), on voit en revanche que l'augmentation de viscosité entraîne une diminution de la quantité de mousse créée.

Tableau VI-4 Indice de moussabilité pour les mousses aqueuses et mélanges eau/glycérine

	Eau	Eau/Glycérine
V_m^0/V_1^{inf} (%)	362±12	247±6

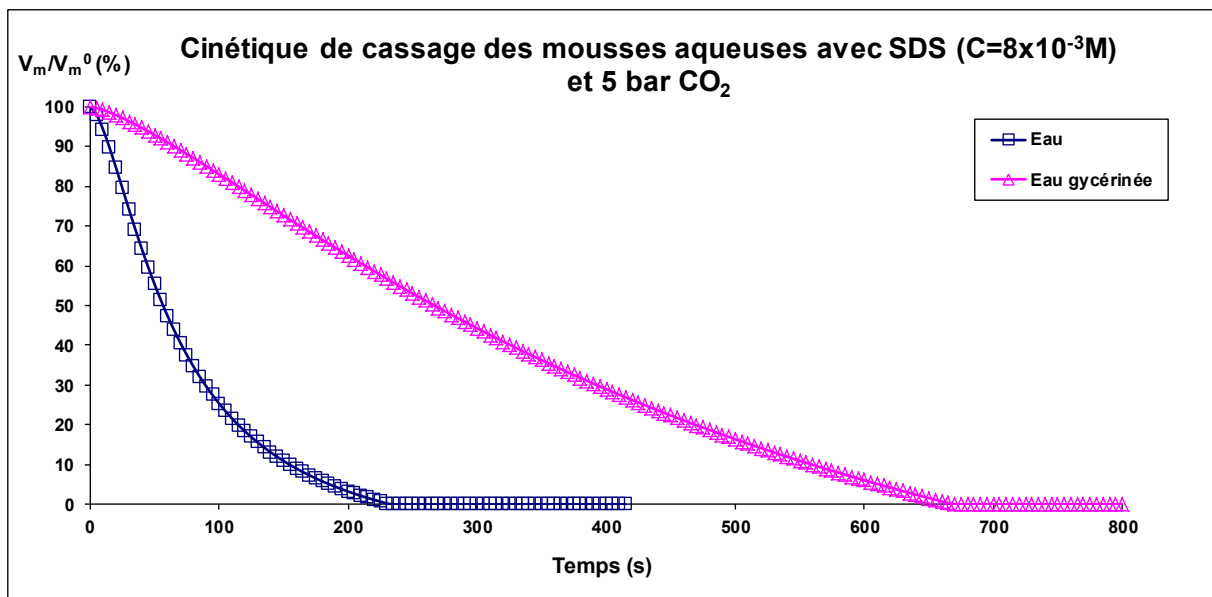


Figure VI-6 Cinétiques de cassage des mousses aqueuses ($C=0,008M$ de SDS) et 5 bar de CO_2 . Comparaison entre l'eau et l'eau glycinée

3.2. Cassage des mousses : Eau glycinée et additifs

Dans le cas des mousses à base d'eau glycinée, nous avons testé tous les additifs du Tableau VI-2 à l'exception des additifs S2, S10 et S11. Les produits ont été ajoutés sous forme d'émulsion en suivant la même procédure que précédemment, avec 40 ppm en poids de matière active. La Figure VI-7 représente les cinétiques de démoussage obtenues avec les additifs qui ont montré des effets nettement démoussants. Le Tableau VI-5 résume les effets démoussant et antimousse des additifs testés dans le système eau/glycérine.

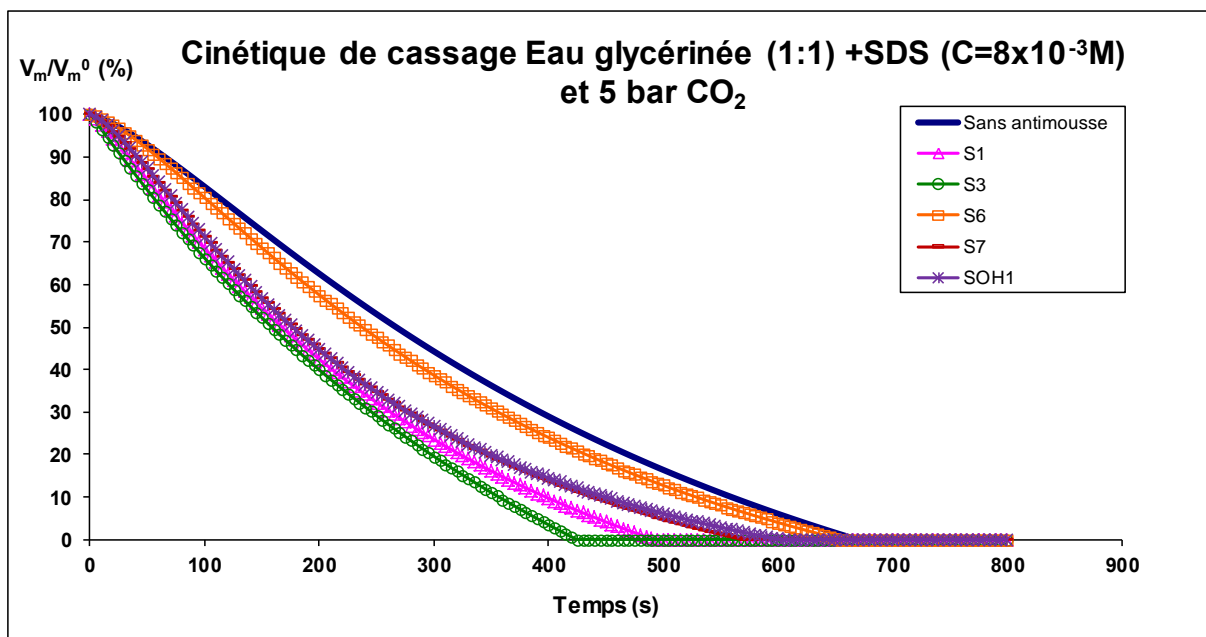


Figure VI-7 Cinétiques de cassage des mousses eau/glycérinée ($C=0,008M$ de SDS) avec 40 ppm d'additif et 5 bar de CO_2 . Courbes de démoussage des additifs qui ont un effet démoussant

Tableau VI-5 Tableau récapitulatif des effets des additifs sur les mousses du mélange eau et glycérine (1:1) et 5 bar de CO_2 . Le symbole ✓ montre l'existence d'un effet et le symbole X montre l'opposé

Additif	Effet Antimousse?	EA(%)	Effet Démoussant?	ED I	ED II
S1	X	18,7±1,4	✓✓	0,6±0,2	0,7±0,2
S3	✓	-4,3±0,2	✓✓	0,6±0,1	0,6±0,1
S4	X	-0,1±0,0	XX	1,0±0,1	1,1±0,2
S5	X	9,7±0,3	XX	1,0±0,1	1,1±0,2
S6	X	4,8±0,1	✓X	0,9±0,1	1,0±0,2
S7	X	4,0±0,2	✓✓	0,7±0,1	0,9±0,1
S8	X	2,4±0,2	✓✓	0,8±0,1	0,9±0,2
S9	X	8,8±0,5	XX	1,1±0,3	1,2±0,4
S12	X	2,8±0,1	XX	1,0±0,1	1,1±0,2
SOH1	✓	-6,2±0,3	✓✓	0,7±0,1	0,9±0,1
SOH2	X	5,4±0,2	XX	1,0±0,2	1,1±0,2
SOH3	✓	-1,7±0,1	XX	1,1±0,2	1,1±0,2
FS1	X	8,2±0,3	XX	1,2±0,4	1,1±0,4

On peut constater que dans les cas des mousses eau/glycérine, la majorité des additifs n'a ni effet antimousse ni effet démoussant. Seules les silicones S3 et SOH1 montrent des caractéristiques antimoussante et démoussante. Si on compare ces résultats avec ceux obtenus dans les systèmes aqueux simples, on peut conclure que l'ajout de glycérine a comme

conséquence une diminution de l'efficacité des additifs chimiques. De plus, les seuls additifs présentant un effet significatif sont différents de ceux de l'étude précédente sur la solution de SDS seule. Les produits contenant des particules solides comme S6 et S7 s'avèrent ici moins performants que S3 et SOH1 (sans particules). Il est à ce stade difficile d'attribuer ce comportement à l'augmentation de viscosité ou à la présence de glycérine.

4. Mousse résiduelle

Lors des essais sur les systèmes aqueux (mousses aqueuses et mousses eau/glycérine), il faut noter que nous avons observé dans la plupart des cas une couche de mousse résiduelle très stable à la fin des essais.

Dans le cas des mousses aqueuses sans additif antimoussant, aucune mousse résiduelle n'a été trouvée. Par contre, dans les tests avec les additifs chimiques, on a identifié la présence d'une couche résiduelle de hauteur variable selon l'additif (sauf pour les additifs très efficaces S6, S7 et S10). Les valeurs de volume de mousse résiduelle sont résumées dans le Tableau VI-6 :

Tableau VI-6 Mousse résiduelle dans les essais avec l'eau (C=0,008M de SDS) et 5 bar de CO₂

	Moyenne (ml)	Déviation (ml)
Sans antimousse	0,0	0,0
S1	3,7	0,8
S2	3,0	0,6
S3	3,6	0,5
S4	3,4	0,9
S5	3,8	1,0
S6	0,0	0,0
S7	0,0	0,0
S8	4,0	0,7
S9	3,2	1,6
S10	0,0	0,0
S11	7,0	3,0
S12	3,4	0,5
FS1	3,6	0,5
SOH1	3,8	0,4
SOH2	2,6	0,5
SOH3	3,5	0,6

En revanche, dans le cas de l'eau glycinée, on trouve la présence de cette mousse résiduelle dans tous les essais (avec et sans additif). La présence de la glycérine a un effet stabilisant de cette dernière couche de mousse (voir Tableau VI-7) :

Tableau VI-7 Mousse résiduelle dans les essais avec l'eau glycinée (C=0,008M de SDS) et 5 bar de CO₂

	Moyenne (ml)	Déviaton (ml)
Sans antimousse	2,4	1,5
S1	4,0	1,0
S2	3,2	1,3
S3	2,8	0,4
S4	3,2	0,8
S5	3,5	0,6
S6	2,8	0,4
S7	2,8	0,4
S8	2,8	0,8
S9	3,8	1,5
S12	3,7	0,5
FS1	3,9	0,6
SOH1	3,3	1,0
SOH2	3,7	1,2
SOH3	4,3	0,8

D'après la littérature, il n'existe presque pas d'études sur cette mousse résiduelle. Denkov [2004] a proposé un modèle qui relie la hauteur de la mousse résiduelle aux barrières énergétiques (H_p) et à la taille des gouttes d'antimousse dans l'émulsion (H_R).

$$H_{res} = \max(H_p, H_R) \quad (6.1)$$

$$H_p = \frac{P_C^{CR}}{\rho g} \quad (6.2)$$

$$H_R = 0,155 \frac{\sigma_{A/E}}{\rho g} \frac{1}{R_D} \quad (6.3)$$

Où H_{res} est la hauteur de la mousse résiduelle, P_C^{CR} est la pression capillaire critique d'entrée pour la goutte d'antimousse, $\sigma_{A/E}$ est la tension de surface entre l'eau et l'air et R_D est le rayon de la goutte d'antimousse, ρ est la masse volumique du milieu et g est la constante d'accélération gravitationnelle.

Par contre, d'après Denkov, « a priori » il n'est pas possible d'établir une relation entre la hauteur de la mousse résiduelle et les paramètres physico-chimiques du milieu et de l'additif. Il faut noter que pendant nos essais (mousse aqueuse et non aqueuse), on a constaté que les bulles de mousse qui se trouvent proches des parois sont plus stables que celles du milieu, donc il existe un effet dû à la présence de la paroi. D'autre part, si on regarde la morphologie de ces mousses résiduelles, on observe clairement des mousses sèches avec des bulles polyédriques.

5. Conclusion

Nous avons montré dans cette petite étude que le test de moussabilité par dépressurisation peut s'appliquer à l'étude des mousses aqueuses. Cependant, les essais sur les solutions aqueuses sont beaucoup plus difficiles à maîtriser. En effet, des effets non liés à la dépressurisation peuvent modifier l'énergie totale fournie au système et favoriser la formation de bulles (comme l'agitation dans la cellule de préparation) ou le cassage de bulles (comme lors du contact brutal de la mousse avec le fond de l'éprouvette). Il faut donc être très vigilant et rigoureux dans la maîtrise des conditions expérimentales d'agitation et de préparation pour assurer des résultats reproductibles. Les modèles mathématiques utilisés pour la modélisation de la cinétique de cassage des mousses pétrolières est également pertinent pour la modélisation du comportement des mousses aqueuses formées par dépressurisation.

La concentration en agent moussant (SDS), joue un rôle significatif sur la stabilité et moussabilité du système. Plus la concentration est élevée, plus la mousse est stable.

L'ajout de glycérine au système pour augmenter la viscosité a aussi un effet majeur. La conséquence principale est une augmentation de la stabilité de la mousse alors que la quantité de mousse formée est moindre.

En utilisant le modèle Logistique pour ajuster nos données expérimentales, nous avons pu étudier la performance de plusieurs additifs chimiques à base de silicone en termes de dé moussants et antimousses. Dans les essais avec l'eau, la plupart d'entre eux sont inefficaces comme dé moussants (à l'exception de S6, S7 et S10 qui contiennent des particules solides), mais présentent des effets antimousse (sauf le S11 qui est un agent très moussant). Par contre, en présence de glycérine, les additifs perdent leurs performances. Enfin, il faut noter que l'on a observé une couche de mousse très stable (mousse résiduelle) dans la plupart des essais, ce que nous n'avons jamais observé dans le cas des mousses pétrolières.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

Conclusion

Les mousses rencontrées dans l'industrie pétrolière comptent parmi les mousses non aqueuses les plus complexes et les plus problématiques. Lors de l'exploitation du pétrole, la dépressurisation dans les puits ou dans les opérations de traitement en surface peut entraîner la formation de mousses à l'origine de nombreux problèmes opérationnels si elles ne sont pas traitées. En effet, des dommages irréversibles peuvent être occasionnés aux différents équipements et unités de traitement utilisés pendant la production et ensuite le raffinage des pétroles. Par conséquent, il est essentiel d'employer des additifs qui empêchent la formation de ces mousses (additifs appelés agents antimousse) ou qui les détruisent le plus vite possible (additifs appelés agents démoussants). Cependant, il faut noter que jusqu'à présent, le développement de ces additifs a essentiellement été fait et optimisé dans le cadre des systèmes aqueux et que les études concernant le contrôle des mousses organiques dans les procédés industriels restent majoritairement empiriques. Même si certains des additifs utilisés sur les mousses aqueuses sont également efficaces sur certaines mousses pétrolières (notamment les silicones PDMS), il semble logique et pertinent de prendre en compte les particularités des pétroles pour améliorer l'efficacité de ces additifs et optimiser le développement de formulations adaptées pour le contrôle des mousses pétrolières. L'objectif principal de cette thèse était donc de contribuer à la compréhension du comportement des mousses non aqueuses et plus particulièrement des mousses pétrolières formées par dépressurisation, via le développement d'une nouvelle méthodologie expérimentale permettant de comparer quantitativement différents systèmes moussants ainsi que l'efficacité des additifs chimiques utilisés en tant qu'antimousse ou démoussant.

Dans une première partie, nous avons développé un système expérimental de moussage par dépressurisation qui, en comparaison des méthodes traditionnelles utilisées pour la formation des mousses aqueuses (agitation et/ou injection du gaz), permet d'être davantage représentatif des conditions rencontrées sur les champs pétroliers (formation de mousses par la nucléation de bulles à partir du gaz dissous dans le fluide du réservoir). Nous avons ensuite validé la méthodologie et le protocole expérimental pour l'étude des mousses pétrolières (type de gaz, temps de saturation, système d'agitation, condition d'éclairage...) afin d'obtenir des résultats reproductibles en termes d'évolution du volume de mousse en fonction du volume de liquide.

Pour pouvoir exploiter les données de cinétique de cassage (évolution du volume de mousse en fonction du temps), nous avons montré qu'il fallait corriger l'échelle de temps (pour tenir compte du temps de fermeture de la vanne qui détermine le temps initial dans chaque essai). Pour cela, nous avons déterminé par extrapolation le paramètre V_m^0 , qui représente le volume de mousse correspondant au point pour lequel il n'existe pas de liquide libre (volume maximal de mousse dans les conditions du test) afin d'en déduire la correction de temps Δt . En traçant les courbes de volume de mousse normalisé par rapport au volume de mousse maximale en fonction du temps corrigé, il est possible de voir que les courbes se superposent en tenant compte des incertitudes et que les essais sont comparables.

En étudiant les courbes cinétiques obtenues avec différents pétroles, nous avons réalisé que les cinétiques de cassage montrent systématiquement une forme sigmoïdale. Dans un premier temps, nous avons tenté de modéliser les courbes en utilisant les modèles développés pour les systèmes aqueux (modèles basés sur des exponentielles décroissantes) sans parvenir à bien corrélérer les données expérimentales. Par conséquent, nous avons testé plusieurs modèles de type sigmoïdal, parmi lesquels le modèle logistique s'est avéré le plus approprié. Ce modèle, qui est une modification du modèle de Hill, permet de comparer les différents pétroles en termes de démoussage (en analysant le temps de vie des mousses, t_f) mais aussi en termes de moussabilité, en exprimant le paramètre V_m^0/V_l^{inf} , qui représente la quantité maximale de mousse qu'on peut former dans les conditions du test (indice de moussabilité). L'utilisation de ce modèle permet également de modéliser l'évolution du volume de liquide libre ainsi que du volume total (liquide + mousse). Notons cependant que nous n'avons pas pu établir de corrélations nettes entre les paramètres de ce modèle et les caractéristiques des fluides utilisés. Seul l'un d'eux (le paramètre p) semble montrer une évolution sensiblement linéaire avec la viscosité.

En analysant les résultats obtenus sur les différents pétroles, on observe que la stabilité des mousses pétrolières formées par dépressurisation augmente avec la viscosité du fluide. En effet les systèmes visqueux offrent plus de résistance aux processus de drainage et de coalescence qui conduisent à la destruction de la mousse. D'autre part, on observe également une forte corrélation entre la stabilité et la composition des bruts : plus la concentration des composants tensioactifs dans les pétroles est élevée (asphaltènes et résines principalement), plus le temps de vie des mousses est important. Notons qu'il est difficile de séparer les effets de viscosité et de composition dans le cas des mousses pétrolières car une augmentation de la

concentration des composants les plus lourds (comme c'est le cas des asphaltènes et résines) a comme conséquence une augmentation de la viscosité. Cependant, nous avons pu mettre en évidence l'existence d'une relation linéaire entre le temps de vie de la mousse et le produit de la viscosité par le ratio (Résines + Asphaltènes)/ (Saturés + Aromatiques). Les mêmes tendances ont été observées concernant la moussabilité des pétroles, et dans ce cas également, on a pu obtenir une corrélation quasi linéaire entre l'indice de moussabilité et le produit de la viscosité par le ratio (Résines + Asphaltènes)/ (Saturés + Aromatiques). En revanche, nous n'avons pas observé d'impact significatif des propriétés de surface sur le comportement des mousses pétrolières étudiées.

La solubilité ainsi que la nature des gaz utilisés sont également des paramètres importants. En effet, plus la pression de saturation utilisée pour la préparation du fluide pétrolier augmente, plus la quantité de gaz dissous est élevée selon la loi de Henry, et plus la mousse formée par dépressurisation est stable. Par contre, il n'est pas possible d'établir une corrélation entre la pression du gaz et la moussabilité du brut. Ceci est probablement dû au fait que la moussabilité est fortement liée à la concentration en composants tensioactifs du fluide mais également à la nature du gaz (le gaz CO₂, contrairement au CH₄, est un gaz acide qui peut interagir avec les composants basiques des pétroles).

Dans la deuxième partie de cette thèse, nous avons testé différents additifs chimiques souvent utilisés dans l'industrie pétrolière (des PDMS et des fluorosilicones) pour évaluer et analyser l'action de ces additifs sur les propriétés moussantes des pétroles. Pour cela, les additifs ont été dilués dans les solvants appropriés et introduits dans les pétroles à une concentration de 40 ppm en poids. En utilisant le modèle mathématique développé pour l'étude de la cinétique de cassage des mousses pétrolières, nous avons pu facilement comparer l'efficacité des additifs en termes de stabilité et de moussabilité. Nous avons donc défini deux critères pour évaluer cette efficacité : l'Effet Antimousse (EA), défini par rapport à l'indice de moussabilité avec et sans additif, et l'Effet Démoussant (ED), défini par rapport au temps de demi-vie (EDI) et de vie (EDII) de la mousse avec et sans additif. Grâce à ces paramètres, nous pouvons aisément classer les produits et sélectionner le meilleur additif pour chaque pétrole en fonction des propriétés recherchées (antimousse, démoussant ou les deux). Il est important de noter que l'efficacité d'un additif est très spécifique du pétrole utilisé.

Nous avons également tenté de vérifier si les mécanismes classiques d'action des additifs chimiques définis pour les mousses aqueuses, pouvaient s'appliquer au cas des pétroles. Nous avons montré qu'un des additifs testé comme efficace était caractérisé par un coefficient d'étalement presque nul, ce qui laisse supposer que les mécanismes identifiés pour les systèmes aqueux ne sont pas forcément pertinents pour les pétroles. Il faut noter que dans le cas des mousses de pétrole, l'additif est introduit dilué dans un solvant et non pas émulsionné comme dans le cas des mousses aqueuses. Pour essayer de mieux comprendre l'effet des additifs, nous avons défini la vitesse de cassage de la mousse (v_c) en dérivant la courbe représentant l'évolution du volume de mousse en fonction du temps. En représentant la variation de cette vitesse normalisée par rapport à la vitesse maximale de cassage ($v_c/v_{c,max}$) en fonction du volume de mousse normalisé par rapport au volume de mousse maximal (V_m/V_m^0), on a mis en évidence que le comportement des silicones PDMS et PDMS-OH était similaire, ces additifs agissant dès le début du cassage. On a observé que plus la masse molaire de la silicone augmente, plus la vitesse de cassage initiale relative est élevée, mais que la tendance s'inverse après le maximum de vitesse. La fluorosilicone a un effet très similaire à celui des PDMS, mais très spécifique du pétrole. Enfin, on a montré que la formulation silicone S9 montre un comportement très particulier. Cet additif n'agit pas dès le début du processus de destruction, mais la vitesse de cassage est maintenue à un niveau proche du maximum de vitesse pratiquement jusqu'à la fin du cassage.

Dans la dernière partie de cette étude, nous avons voulu vérifier si la méthodologie développée dans le cas des mousses pétrolières pouvait s'appliquer aux mousses aqueuses formées par dépressurisation. Nous avons donc testé des solutions aqueuses à base de dodécyl sulfate de sodium (agent moussant) et de glycérine (viscosifiant). Nous avons montré que la méthodologie est tout à fait adaptée, mais les essais sont plus difficiles à maîtriser, principalement à cause de la propension des solutions aqueuses à former des mousses sous agitation (comme c'est le cas lors de la phase de saturation du fluide avec le gaz). Nous avons pu définir des conditions expérimentales permettant de minimiser ces effets, de façon à tester différents additifs antimousse et/ou démoussant à base de silicones, utilisés sous forme émulsionnée. Nous avons montré que l'on pouvait modéliser le comportement de ces mousses aqueuses en utilisant le même modèle mathématique que pour les mousses de pétrole, et que les paramètres décrivant l'effet antimousse et l'effet démoussant permettaient de classer les additifs selon leur efficacité. La principale différence réside dans la persistance, dans la

plupart des cas, d'une couche de mousse très stable à la fin de l'essai (mousse résiduelle), phénomène qui n'a pas été constaté dans le cas des mousses de pétrole.

En conclusion, nous disposons désormais d'un test et d'une méthodologie expérimentale validés et applicables à l'étude des mousses aqueuses comme non aqueuses formées par dépressurisation. Ce test permet d'étudier le comportement moussant et démoussant des fluides aussi complexes que les pétroles bruts, ainsi que la comparaison et la sélection des additifs antimousse ou casseurs de mousse les plus appropriés. Malgré la complexité des systèmes étudiés, nous avons pu identifier certains paramètres clés dans le comportement des mousses de pétrole, comme la viscosité et la teneur en composés tensioactifs (résines et asphaltènes) dans le pétrole.

Perspectives

La méthodologie développée dans le cadre de cette thèse devrait permettre, en travaillant de façon systématique sur des systèmes un peu plus modèles, de mieux identifier les mécanismes impliqués dans la formation, la stabilité et la destruction des systèmes non aqueux. On pourrait par exemple poursuivre l'étude avec des pétroles synthétiques reconstitués à partir de fractions SARA (Saturés, Aromatiques, Résines, Asphaltènes) issues de la distillation et de la chromatographie préparative sur différents pétroles. On pourrait ainsi analyser de façon plus fine l'impact des grandes familles chimiques composant le pétrole sur les propriétés moussantes à iso-viscosité par exemple. Cette méthodologie devrait également permettre de développer dans le futur des structures chimiques ou des formulations à base de silicones plus adaptées au traitement des mousses non aqueuses.

Les travaux réalisés dans le cadre de cette thèse peuvent, d'un point de vue industriel, améliorer la sélection des additifs pour le traitement de mousses pétrolières grâce à l'utilisation des critères caractérisant l'effet antimousse (EA) et l'effet démoussant (ED). D'autre part, l'utilisation du modèle de cinétique de démoussage ainsi que du modèle d'évolution du liquide libre peut permettre d'améliorer le design des séparateurs gaz/liquide afin de limiter le surdimensionnement de ces unités.

Cependant, pour se placer dans des conditions encore plus représentatives des applications industrielles, il apparaît intéressant de faire évoluer le montage :

- Contrôle de la température : il serait souhaitable de placer le dispositif dans une étuve à température contrôlée de façon à pouvoir travailler dans une gamme de température allant de l'ambiante à 60°C (température typique rencontrée dans les séparateurs en production).
- Optimisation de la détection des interfaces : on pourrait améliorer le système d'éclairage ou bien d'utiliser des techniques de détection autres qu'optique (comme une cellule équipée de capteurs de capacitance électrique).
- Contrôle de la quantité de gaz libérée : on pourrait compléter le montage avec un gazomètre pour mesurer en continu la quantité de gaz libérée lors de l'essai.

REFERENCES

- Abivin P., Henaut I., Argillier J.-F., Moan M. (2009a), *Rheological behaviour of foamy oils*, Energy and Fuels, 23, p. 1316-1322
- Abivin P., Henaut I., Chaudemanche C., Argillier J. F., Chinesta F., Moan M. (2009b), *Dispersed systems in heavy crude oils*, Oil and Gas Science and Technology 64(5), p. 557-570
- Adil I., Maini B. B. (2007) *Role of asphaltenes in foamy oil flow*, Journal of Canadian Petroleum Technology 46(4), p. 8-23
- Alexandrov K. G., Marinova K. D., Danov I. B. (2009), *Interfacial rheology with high-viscosity oils*, KRÜSS Application Note AN265e
- Arora P., Kavscek A. R. (2001), *Mechanistic modelling of solutions gas drive in viscous oils*, 2001 SPE International Thermal Operations and heavy oil Symposium, SPE paper 69717, Margarita Island, Venezuela, 12-14 March
- Barigou M. (2001), *Foam rupture by mechanical and vibrational methods*, Chemical Engineering Technology 24, p. 659-663
- Bauget F., Langevin D., Lenormand R. (2001), *Dynamic surface properties of asphaltenes and resins at the oil-air interface*, Journal of Colloid and Interface Science 239, p. 501-508
- Beneventi D., Carre B., Gandini A. (2001), *Role of surfactant structure on surface and foaming properties*, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 189, p. 65-73
- Bergeron V. (2003), *Antimousses et agents démoussants-Mécanismes d'action*, Techniques de l'Ingénieur, Traité génie des procédés J-2-205, J-2-206 et J-2-207
- Bergeron V., Hanssen J. E., Shoghl F. N. (1997a), *Thin-film forces in hydrocarbon foam films and their application to gas-blocking foams in enhanced oil recovery*, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 123-124, p. 609-622
- Bergeron V., Cooper P., Fischer C., Giermanska-Kahn J., Langevin D., Pouchelon A. (1997b), *Polydimethylsiloxane (PDMS)-based antifoams*, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 122, p. 103-120
- Bhakta A., Ruckenstein E. (1997), *Decay of standing foams: drainage, coalescence and collapse*, Advances in Colloid and Interface Science 70, p. 1-124
- Bikerman J. J. (1973), *Foams*, Springer-Verlag, Berlin.
- Binks B. P., Rocher A., Kirkland M. (2011), *Oil foams stabilised solely by particles*, Soft Matter 7, p. 1800-1808

Binks B. P., Davies C. A., Fletcher P. D. I., Sharp E. L. (2010), *Non-aqueous foams in lubricating oil systems*, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 360, p. 198-204

Binks, B.P, Horozov, T.S. (2006), *Colloidal Particles at Liquid Interfaces*, Cambridge University Press, Cambridge

Binks B. P. (2002), *Particles as surfactants—similarities and differences*, Current Opinion in Colloid and Interface Science, 7, p. 21-41

Blázquez C., Emond E., Schneider S., Dalmazzone C., Bergeron V. (2013), *Non-Aqueous and Crude Oil Foams*, Oil & Gas Science and Technology, DOI: 10.2516/ogst/2013186

Blázquez C., Schneider S., Emond E., Dalmazzone C., Bergeron V. (2013), *A novel methodology for investigating the creation and destruction of crude oil foams*, Chemistry in the Oil Industry XIII – Oilfield Chemistry – New Frontiers, Manchester, UK

Bondino I., McDougall S. R., Hamon G. (2009), *Pore-scale modelling of the effect of viscous pressure gradients during heavy oil depletion experiments*, Canadian International Petroleum Conference, Paper 2009-187, Calgary, Canada, 16-18 June

Callaghan I. C. (1989), *Non-Aqueous Foams: Study of Crude Oil Foam Stability*, Foams: Physics, Chemistry and Structure, Ed. Wilson A., J., Springer, Chapter 7, p. 89-104

Callaghan I. C., Gould C. M., Reid A. J., Seaton D. H. (1985a), *Crude-oil foaming problems at the sullom voe terminal*, Journal of Petroleum Technology, December 1985, p. 2211-2218

Callaghan I. C., McKechnie A. L., Ray J. E., Wainwright J. C. (1985b), *Identification of crude oil components responsible for foaming*, Society of Petroleum Engineers Journal 25(2), p. 171-175

Callaghan I. C., Gould C. M., Hamilton R. J., Neustadter E. L. (1983), *The relationship between the dilatational rheology and crude oil foam stability. 1. preliminary studies*, Colloids and Surfaces 8, p. 17-28

Callaghan I. C., Neustadter E. L. (1981), *Foaming of crude oils: a study of non-aqueous foam stability*, Chemistry & Industry (London) 2, p. 53-57

Cantat I., Cohen-Addad S., Elias F., Graner F., Höhler R., Pitois O., Rouyer F., Saint-James A. (2010), *Les mousses : Structure et dynamique*, Belin

Cassani F., Ortega P., Davila A., Rodríguez W., Serrano J. (1992), *Evaluation of foam inhibitors at the Jusepin oil/gas separation plant, El Furrial field, Eastern Venezuela*, In Proceedings SPE Latin American Engineering Conference, Caracas, 8-11 March 1992, SPE N°23681

Chin R. W., Inlow H. L., Keja T., Hebert P. B., Bennett J. R., Yin T. C. (1999), *Chemical defoamer reduction with new internals in the Mars TLP Separators*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE paper 56705, Houston, Texas, 3-6 October

Claridge J. C., Prats M. (1995), *Proposes model and mechanism for anomalous foamy heavy oil behaviour*, In Proceedings SPE International Heavy Oil Symposium, Alberta, 19-21 June 1995, SPE N° 29243

Cohen-Addad S., Höhler R., Pitois O. (2013), *Flow in Foams and Flowing Foams*, The Annual Review of Fluid Mechanics, 45, p. 241-267

Colbert J. C. (1981), *Foam and Emulsion Control Agents and Processes*, Noyes Data Corporation

Dalmazzone C., Blázquez C., Schneider S., Emond E., Bergeron V. (2013), *Formation and Breaking of Crude Oil Foams*, Chemistry in the Oil Industry XIII – Oilfield Chemistry – New Frontiers, Manchester, UK

De Vries A. J. (1958a), *Foam Stability. Part I. Structure and Stability of Foams*, Recueil des Travaux Chimiques des Pays-Bas, 77(1), p. 81-91

De Vries A. J. (1958b), *Foam Stability. Part II. Gas Diffusion in Foams*, Recueil des Travaux Chimiques des Pays-Bas, 77(3), p. 209-223

De Vries A. J. (1958c), *Foam Stability. Part III. Spontaneous Foam Destabilization Resulting from Gas Diffusion*, Recueil des Travaux Chimiques des Pays-Bas, 77(3), p. 283-296

De Vries A. J. (1958d), *Foam Stability. Part IV. Kinetics and Activation Energy of Film Rupture*, Recueil des Travaux Chimiques des Pays-Bas, 77(4), p. 383-399

De Vries A. J. (1958e), *Foam Stability. Part V. Mechanism of film rupture*, Recueil des Travaux Chimiques des Pays-Bas, 77(5), p. 441-463

Delgado J., Salas C., Iglesias E., Acosta M. (2008), *Venezuelan crude oil foamability*, Revista Ciencia e Ingeniería, 29(1) p. 19-26

Denkov N. D. (2004), *Mechanism of Foam Destruction by Oil-Based Antifoams*, Langmuir 20, p. 9643-9505

Djuve J., Pugh R. J., Sjoblom J. (2001), *Foaming and dynamic surface tension of aqueous polymer/surfactants solutions I: ethyl(hydroxyethyl) cellulose and sodium dodecyl sulphate*, Colloid and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 186, p. 189-202

Dutta A., Chengara A., Nikolov A. D., Wasan D. T., Chen K., Campbell B. (2004), *Destabilization of aerated food products: effects of Ostwald ripening and gas diffusion*, Journal of Food Engineering 62, p. 177-184

Exerowa D., Kruglyakov P.M. (1998), *Foam and foam films: Theory, Experiment, Application*, Möbius, D., Miller, R (eds), Elsevier, Amsterdam

Fraga A. K., Rezende D. A., Santos R. F., Mansur C. R. E. (2011), *Method to evaluate foaming in petroleum*, Brazilian Journal of Petroleum and Gas 5(1), p. 25-33

Fransen G., Carbajal R., Guevara I. (2009), *Foam detection in process units*, Society of Petroleum Engineers Journal, SPE 122236

Freer E. M., Wong H., Radke C. J. (2005), *Oscillation drop/bubble tensiometry: effect of viscous forces on the measurement of interfacial tension*, Journal of Colloid and Interface Science, 282, p. 128-132

Friberg S. E. (2010), *Foams from non-aqueous systems*, Current Opinion in Colloid & Interface Science 15, p. 359-364

Friberg S. E., Blute E., Stenius P. (1989), *Foam stability in a glycerol system*, Journal of Colloid interface Science 127(2), p. 573-582

Friberg S. E., Greene B. (1984), *A nonaqueous foam with excellent stability*, Journal of Colloid interface Science 101(2), p. 593-595

Garret P. R. (1992), *Defoaming. Theory and Industrial Applications*, Surfactant Science Series 45 CRC, Marcel Dekker, New York

George D. S., Hayat O., Kovscek A. R. (2005), *A microvisual study of solutions-gas-drive mechanisms in viscous oils*, Journal of Petroleum Science & Engineering 46, p. 101-119

Georgieva D., Cagna A., Langevin D. (2009), *Link between surface elasticity and foam stability*, Soft Matter 5, p 2063-2071

Gesztelyi R., Zsuga J., Kemeny-Beke A., Varga B., Juhasz B., Tosaki A. (2012), *The Hill equation and the origin of quantitative pharmacology*, Archive for History of Exact Science, 66, p. 427-438

Goutelle S., Maurin M., Rougier F., Barbaut X., Bourguignon L., Ducher M., Maire P. (2008), *The Hill equation: a review of its capabilities in pharmacological modeling*, Fundamental & Clinical Pharmacology, 22, p. 633-648

Goyon J., Bertrand F., Pitois O., Ovarlez G. (2010), *Shear Induced Drainage in Foamy Yield-Stress Fluids*, Physical Review Letters, 104 (12), 128301

Hollinger H. B. (1990), *Thermodynamic of foams*, Journal of Colloid and Interfacial Science, 143(1), p. 278-286

Huan-Quan S., Lei Z., Zhen-Quan L., Zhang L., Lan L., Sui Z. (2011), *Interfacial dilatational rheology related to enhance oil recovery*, Soft Matter, 7, p. 7601-7611

Huerta M., Otero C., Rico A., Jimenez I., Mirabal M., Rojas G. (1996), *Understanding foamy oil mechanisms for heavy oil reservoirs during primary production*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE paper 36749, Denver, Colorado, 6-9 October

Joseph D. D., Kamp A. M., Bai R. (2002), *Modelling foamy oil flow in porous media*, International Journal of Multiphase Flow 28, p. 1659-1686

Joseph D. D., Kamp A. M., Ko T., Bai R. (2003), *Modelling foamy oil flow in porous media II: Nonlinear relaxation time model of nucleation*, International Journal of Multiphase Flow 29, p. 1489-1502

Karakashev S. L., Grozdanova M. V. (2012), *Foams and antifoams*, Advances in Colloid and Interface Science 176-177, p. 1-17

Koehler S. A., Hilgenfeldt S., Stone H. A. (2000), *A Generalized View of Foam Drainage : Experiment and Theory*, Langmuir 16, p. 6327-6341

Kruglyakov P. M., Karakashev S. I., Nguyen A. V., Vilkova N. G. (2008), *Foam drainage*, Current Opinion in Colloid and Interface Science 13, p. 163-170

Lambert J., Cantat I., Delannay R., Renault A., Graner F., Glazier J., A., Veretennikov I., Cloetens P. (2005), *Extraction of relevant physical parameters from 3D images of foams obtained by X-ray tomography*, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 263, p. 295-302

Langevin D. (2000), *Influence of interfacial rheology on foam and emulsion properties*, Advances in Colloid and Interface Science 88, p. 209-222

Lemlich R. (1972), *Adsorptive bubble separation techniques*, Academic Press, New York and London

Lieberman N., Golden S. (1989), *Foaming is leading cause of tower flooding*, Oil and Gas Journal 87 (August 14), 45

Maini B. B., Busahmin B. (2010), *Foamy oil flow and its role in heavy oil production, Porous Media and Its Application in Science, Engineering and Industry*, Third international Conference, AIP Conferences Proceedings vol. 1254, p. 103-108, Montecatini, Italy, 20-25 June

Maldonado-Valderrama J., Martín-Rodríguez A., Gálvez-Ruiz M. J., Miller R., Langevin D., Cabrerizo-Vílchez M. A. (2008), *Foams and emulsions of β -casein examined by interfacial rheology*, Colloid and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 323, p. 116-122

Manning F. S., Thompson R. E. (1995), *Oilfield Processing- Volume Two: Crude Oil*, Penwell publishing Company, Tulsa, Oklahoma

Marcano L., Gutierrez X., Perez B., Martínez E. (2009), *Effect of some physicochemical variables on the formation and stability of foam in an oil-air system and their correlation with the formation of foamy crude oil*, Society of Petroleum Engineers, SPE 123060

Meléndez Huerta (1982), F. *El origen del petróleo*, COLPA N°37, Ed. Universidad Complutense de Madrid, Madrid

Mellema M., Benjamins J. (2004), *Importance of the Marangoni effect in the foaming of hot oil with phospholipids*, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 237, p. 113-118

Mittal K. L., Kumar P. (2000), *Emulsions, foams and thin films*, Marcel Dekker Inc., New York

Morrison I. D., Ross S. (1983), *The Equation of State of a Foam*, Journal of Colloid and Interface Science, 95(1), p. 97-101

Morrison I. D. (1996), *Ross's rule: Sydney Ross and the phase diagram*, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, 118, p. 257-261

Newbery J., Thierry J. C. (2007), *El petróleo*, Colección Los Raros, Ed. Colihue y Biblioteca Nacional. Buenos Aires, Argentina

Pacho D., Davies G. (2003), *Detection and monitoring of oil foams using raw capacitance data*, Industrial & Engineering Chemistry Research 42(3), p. 636-645

Peng J., Tang G.-Q., Kovscek A. R. (2009), *Oil chemistry and its impact on heavy oil solutions gas drive*, Journal of Petroleum Science and Engineering 66, p. 47-59

Poindexter M. K., Zaki N. N., Kilpatrick P. K., Marsh S. C., Emmons D. H. (2002), *Factors contributing to petroleum foaming. 1. Crude oil systems*, Energy and Fuels 16, p. 700-710

Prud'homme R. K., Khan S. A. (1996), *Foams: Theory, Measurements and Applications*, Marcel Dekker Inc., New York

Pugh R. J. (1996), *Foaming, foam films, antifoaming and defoaming*, Advances in Colloid and Interface Science 64, p. 67-142

Quintero C. G. (2008), *Comportement Rhéologique et Propriétés Interfaciales des systèmes Emulsionnés d'Intérêt Industriel*, N° National de thèse 2008PA114835

Rezende D. A., Bittencourt R. R., Mansur C. R. E. (2011), *Evaluation of the efficiency of polyether-based antifoams for crude oil*, Journal of Petroleum Science and Engineering, 76, p. 172-177

Robb I. D. (1997), *Specialist Surfactants*, Blackie Academic & Professional, Chapman & Hall, London

Ross S., Nishioka G. (1975), *Foaminess of binary and ternary solutions*, The Journal of Physical Chemistry 79(15), p. 1561-1565

Saab J. (2011), *Les acides naphthéniques dans les bruts pétroliers : Extraction, analyse et caractérisation des Acides Naphthéniques contenus dans divers bruts pétroliers*, Editions Universitaires Européennes

Salager J.-L., Choplin L. (2003), *Mousses : Formation, formulation et propriétés*, Techniques de l'Ingénieur, Traité génie des procédés J-2-200

Sanders P. A. (1970), *Stabilization of Aerosol Emulsions and Foams*, Journal of the Society of Cosmetic Chemists 21, p. 377-391

Schramm L. L. (1994), *Foams: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*, American Chemical Society

Shaban H. I. (1995), *A study of foaming and carry-over problems in oil and gas separators*, Gas Separation & Purification 9(2), p. 81-86

Sheludko A. (1967), *Thin liquid films*, Advances in Colloid Interfaces Science 1, p. 391-403

Shen V. K., Debenedetti P. G. (2003), *A kinetic theory of homogeneous bubble nucleation*, Journal of Chemical Physics, 118(2), p. 768-783

Sheng J. J., Maini B. B., Hayes R. E., Tortoke W. S. (1999a), *Critical Review of Foamy Oil Flow*, Transport in Porous Media, 35, p. 157-187

Sheng J. J., Maini B. B., Hayes R. E., Tortike W. S. (1999b), *A non-equilibrium model to calculate foamy oil properties*, Journal of Canadian Petroleum Technology 38(4), p. 38-45

Sheng J. J., Maini B. B., Hayes R. E., Tortike W. S. (1997), *Experimental study of foamy oil stability*, Journal of Canadian Petroleum Technology 36(4), p. 31-37

Shrestha R. G., Shrestha L. K., Solans C., Gonzalez C., Aramaki K. (2010), *Nonaqueous foam with outstanding stability in diglycerol monomyristate/olive oil system*, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects 353, p. 157-165

Shrestha L. K., Shrestha R. G., Sharma S. C., Aramaki K. (2008), *Stabilization of non-aqueous foam with lamellar liquid crystal particle in diglycerol monolaurate/olive oil system*, Journal of Colloid and Interface Science 328, p. 172-179

Shrestha L. K., Shrestha R. G., Solans C., Aramaki K. (2007), *Effect of water on foaming properties of diglycerol fatty acid ester-oil system*, Langmuir 23(13), p. 6918-6926

Shrestha L. K., Aramaki K., Kato H., Takase Y., Kunieda H. (2006), *Foaming properties of monoglycerol fatty acid ester in nonpolar oil systems*, Langmuir 22, p. 8337-8345

Stevenson P. (2012), *Foam Engineering: Fundamentals and Applications*, Wiley-Blackwell

Székrenyész T., Liktor K., Sándor N. (1992a), *Characterization of foam stability by the use of foam models 1. Models and derived lifetimes*, Colloids and Surfaces, 68, p. 267-273

Székrenyész T., Liktor K., Sándor N. (1992b), *Characterization of foam stability by the use of foam models 2. Results and discussion*, Colloids and Surfaces, 68, p. 275-282

Vignes-Adler M., Weaire D. (2008), *New foams: Fresh challenges and opportunities*, Current Opinion in Colloid & Interfaces Science 13, p. 141-149

Wang J., Yuan Y., Zhang L., Wang R. (2009), *The influence of viscosity on stability of foamy oil in the process of heavy oil solution gas drive*, Journal of Petroleum Science and Engineering 66, p. 69-74

Wauquier J. P. (1994), *Pétrole brut, Produits pétroliers, Schémas de fabrication : le raffinage du pétrole, Vol 1*, Editions Technip, Paris

Weaire D. et Hutzler S. (2005), *The physics of Foams*, Oxford University Press

Wylde J. J. (2010), *Successful Field Application of Novel Nonsilicone Antifoam Chemistries for High-foaming Heavy-Oil Storage Tanks in Northern Alberta*, Society of Petroleum Engineers Journal, SPE N°117176

Zaki N. N., Poindexter M. K., Kilpatrick P. K. (2002), *Factors contributing to petroleum foaming. 2. Synthetic crude oil systems*, Energy and Fuels 16, p. 711-717