

REVUE BIBLIOGRAPHIQUE – ETAT DE

L'ART

Les mousses sont un exemple de système diphasique où la phase gaz est dispersée dans une phase continue liquide ou solide. Ces systèmes se différencient des dispersions de gaz simples par leur fraction volumique de gaz, qui dans le cas de la mousse est en général supérieure à 63%. Cette valeur correspond en fait à la fraction volumique d'empilement maximum aléatoire d'objets sphériques. Une fois cette valeur dépassée, les bulles de gaz dispersées se touchent et se déforment, ce qui confère aux mousses leurs propriétés uniques. En outre, de par leur aire interfaciale spécifique très élevée, les mousses ne sont pas de systèmes en équilibre, et leur évolution dans le temps détermine leur utilisation dans différents domaines (Vignes-Adler et Weaire [2008], Weaire et Hutzler [2005], Lemlich [1972]).

Dans la plupart de nos activités quotidiennes, on trouve à la fois des mousses à phase continue liquide (shampooing, mousse de rasage, liquide vaisselle, produits alimentaires...) et des mousses à phase continue solide (mousses polyuréthane ou polystyrène ou les mousses métalliques). Bien qu'elles soient à la base bien différentes, les mousses dites solides constituent en quelque sorte un sous-ensemble des mousses liquides étant donné qu'avant solidification la phase continue est liquide. Par conséquent, on trouve des concepts généraux relatifs à la formation et à la stabilité des mousses à base liquide pertinents pour tous les types de mousse. En particulier, la tension de surface détermine l'énergie nécessaire à la création d'une bulle de gaz dans le liquide et la rhéologie contrôle le drainage et le rapprochement des bulles adjacentes. En plus de ces concepts généraux, des aspects plus spécifiques doivent être pris en compte pour la compréhension de chaque système particulier.

Parmi tous les systèmes de mousse, les mousses aqueuses sont de loin les plus étudiées et il est possible de trouver une littérature particulièrement riche et abondante sur la formation, la stabilité ainsi que le cassage des mousses aqueuses (Cantat *et al.* [2010], Exerowa et Krugkyakov [1998], Georgieva *et al.* [2009], Langevin [2000], Mittal et Kumar [2000], Prud'homme et Khan [1996], Pugh [1996], Sheludko [1967]). En général on distingue deux types de mousses : les mousses éphémères (*short-lived foam*) dont la stabilité est déterminée par la vitesse de drainage du film (par exemple la mousse du champagne) et les mousses persistantes (*long-lived foam*) dans lesquelles les barrières énergétiques empêchent la

coalescence (par exemple la mousse de la bière) (Bergeron [2003]). Dans les deux cas, le facteur déterminant est l'adsorption des agents tensioactifs à l'interface gaz/solution (Beneventi *et al.* [2001]). Pendant le drainage du film, ces tensioactifs modifient la condition limite de contrainte nulle à l'interface qui contrôle l'instabilité hydrodynamique qui provoque la coalescence des bulles dans les liquides purs. De plus, les produits adsorbés à l'interface sont également responsables des éventuels barrières énergétiques qui peuvent empêcher la coalescence et bloquer le système dans un état métastable. Dans le cas de l'eau, les liaisons hydrogène sont responsables de la tension de surface élevée à l'interface eau/air (environ 72 mN/m pour l'eau pure) et font que cette interface est hautement susceptible d'adsorber des tensioactifs et par conséquent les systèmes aqueux produisent facilement de la mousse. D'autres liquides comme les hydrocarbures ont une tension de surface plus faible (entre 15 et 30 mN/m) d'où une tendance plus faible à l'adsorption des composants tensioactifs à l'interface liquide/air et donc une moindre propension à la formation de mousses (voir la Figure I-1).

Les mousses non aqueuses ne sont pas aussi courantes que les mousses aqueuses mais elles ont un rôle très important dans l'industrie, par exemple cosmétique ou pétrolière. Ces mousses peuvent être utilisées comme démaquillants, fluides de forage ou solvants. Dans de nombreuses situations industrielles, ces mousses non aqueuses peuvent être indésirables voire nuisibles, c'est particulièrement le cas en exploitation pétrolière où la présence de mousses de pétrole brut peut remettre en cause tout le système de séparation de surface, engendrant des complications et des coûts très importants. Par conséquent, la maîtrise et la compréhension des caractéristiques particulières des mousses hydrocarbonées représente un enjeu important pour l'industrie pétrolière, et peut contribuer à améliorer ou promouvoir des solutions innovantes ainsi qu'à mieux contrôler les procédés existants.

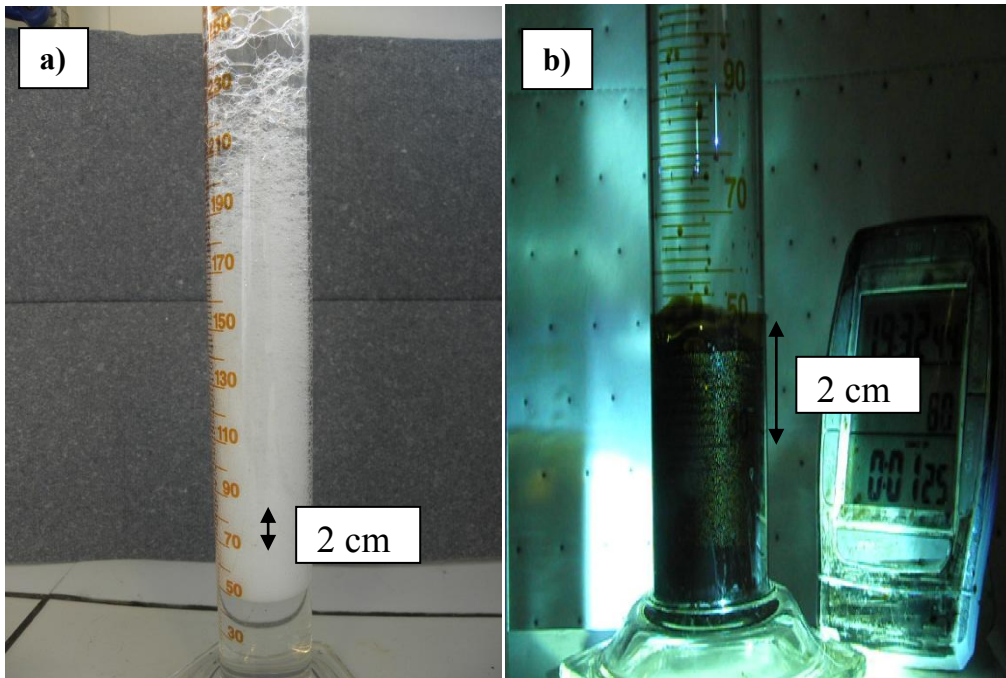


Figure I-1 Quelques systèmes moussants. a) mousse aqueuse faite par agitation manuelle (0,008M de SDS), b) mousse de pétrole « noir » faite par dépressurisation

Dans cette revue bibliographique, nous allons présenter dans une première partie les principaux concepts qui ont été développés pour expliquer la formation, la stabilité et le cassage des mousses notamment aqueuses. Dans une deuxième partie, nous nous focaliserons sur le cas particulier des mousses non aqueuses et plus particulièrement sur les mousses pétrolières.

1. Formation et stabilité des mousses

1.1. Formation des mousses

Toutes les mousses sont des dispersions instables de gaz dans un liquide (ou solide) et présentent des caractéristiques fondamentales communes avec les autres types de systèmes dispersés (émulsions ou suspensions), comme une très grande aire interfaciale (de Vries [1958a]). Pour la création d'une nouvelle surface entre deux fluides immiscibles il est nécessaire de fournir de l'énergie au système, qui peut s'exprimer selon l'équation de Laplace pour une bulle sphérique (équation 1.1) :

$$\Delta P = \frac{2\sigma}{r} \quad (1.1)$$

Où ΔP est la différence de pression de Laplace, r est le rayon de la bulle et σ est la tension superficielle liquide/gaz.

Avec l'Equation 1.1, la Loi des Gaz Parfaits (Equation 1.2) et en supposant que les bulles dans une mousse sèche sont sphériques et rigides (Equation 1.3), quelques auteurs ont essayé d'obtenir des équations d'état (Equation 1.4) (Morrison et Ross [1983], Hollinger [1990]) :

$$PV = nRT \quad (1.2)$$

$$v/A = d/6 \quad (1.3)$$

$$PV + \frac{2}{3}\sigma A = nRT \quad (1.4)$$

Le travail nécessaire pour créer une variation de volume dans la mousse, en prenant en compte l'apport à l'expansion/contraction du volume de gaz dans la mousse en considérant le gaz comme gaz parfait, est donné par l'Equation 1.5 :

$$dW = -\sum p_i dV_i + \sigma dA \quad (1.5)$$

D'autre part, l'énergie interne du système est définie comme la somme de la chaleur (Equation 1.7) et du travail (Equation 1.5) :

$$dU = dQ + dW \quad (1.6)$$

$$dQ = TdS \quad (1.7)$$

Maintenant, si on définit l'énergie libre de Gibbs (Equation 1.8) comme l'énergie utile du système qui peut être transformée en travail :

$$G = H - TS \quad (1.8)$$

$$H = U + PV \quad (1.9)$$

$$dG = dH - d(TS) = dU + PdV + VdP - TdS - SdT \quad (1.10)$$

En substituant les Equations 1.5, 1.6 et 1.7 dans l'Equation 1.10 on obtient l'expression de l'énergie libre de Gibbs pour des systèmes dispersés :

$$dG = VdP - SdT + \sigma dA \quad (1.11)$$

$$G = VP - ST + \sigma A \quad (1.12)$$

Hollinger [1990] arrive à une expression similaire à celle de 1.11 mais légèrement différente dans le terme dû à la présence des surfaces. Cette différence est due à l'utilisation de l'équation d'état décrite par Ross (Equation 1.4) :

$$dG^* = dG + 2/3\sigma dA \quad (1.13)$$

Où G^* est le nouveau potentiel thermodynamique et G est l'énergie de Gibbs dans le cas où il n'y a pas de mousse.

D'après les Equations 1.11 ou 1.12, on voit que toute augmentation de surface entraîne une augmentation d'énergie libre et donc, pour arriver à la situation d'équilibre (G ou $G^*=0$), il est nécessaire de minimiser la surface de contact gaz/liquide, ce qui se traduit par l'instabilité

thermodynamique des mousses. Donc, dans un procédé à température et pression constantes, on peut définir la tension de surface comme :

$$\sigma = \left(\frac{\partial G}{\partial A} \right)_{T,P} \quad (1.14)$$

En dehors de l'énergie nécessaire pour former les nouvelles interfaces, il faut également pour former une mousse un autre composé pour stabiliser les interfaces créées, généralement appelé tensio-actif. En effet, les liquides purs ne moussent pas, puisque les bulles tendent à se casser immédiatement après leur formation quand elles entrent en contact avec d'autres bulles ou lorsqu'elles atteignent la surface libre du liquide sous l'effet de la poussée d'Archimède. Mais la présence des tensioactifs peut ralentir ce cassage en s'adsorbant à l'interface gaz/liquide et en permettant la formation des mousses. Si on introduit l'effet de la présence des composants dans l'interface (indice σ) et on dérive l'Equation 1.12 à température, pression et surface constantes, l'Equation 1.12 devient l'Equation de Gibbs-Duhem :

$$dG^\sigma = Ad\sigma + \sum n_i^\sigma d\mu_i^\sigma \quad (1.15)$$

Où σ est la tension de surface, n_i est le nombre de moles du composant i et μ_i le potentiel chimique correspondant. Si on définit l'excès de surface de chaque constituant comme :

$$\Gamma_i = \frac{n_i}{A} \quad (1.16)$$

A l'équilibre, l'Equation 1.15 se traduit comme :

$$-d\sigma = \sum \Gamma_i d\mu_i^\sigma \quad (1.17)$$

Si on considère un seul composant à la surface et que à l'équilibre les potentiels chimiques dans la phase liquide, dans l'interface et dans le gaz sont égaux, on peut écrire le potentiel chimique comme fonction de l'activité, qui dans un système dilué est égal à la fraction molaire de tensioactif :

$$d\mu^\sigma = RTd \ln a = RTd \ln x \quad (1.18)$$

Où R est la constante des gaz parfaits, a est l'activité du tensioactif et x est la fraction molaire de l'additif. Avec les Equations 1.17 et 1.18 pour une seule espèce, on arrive à :

$$\Gamma = -\frac{1}{RT} \frac{d\sigma}{d \ln x} = -\frac{1}{RT} \frac{d\sigma}{d \ln C} \quad (1.19)$$

Avec C la concentration de l'additif dans la phase liquide.

Donc, d'après l'Equation 1.19, si on représente la variation de la tension de surface en fonction de la concentration (Figure I-2), on voit que plus la concentration de tensioactifs

dans la phase liquide est haute, plus la tension de surface diminue jusqu'à un point où il n'existe plus de variation. Ce point est connu comme la concentration micellaire critique (CMC) et est le point où les tensioactifs forment des structures organisées appelées micelles. Ces micelles se forment pour minimiser les contacts entre les parties hydrophobes du tensioactif et l'eau (la surface air/liquide est alors saturée en molécules tensioactives).

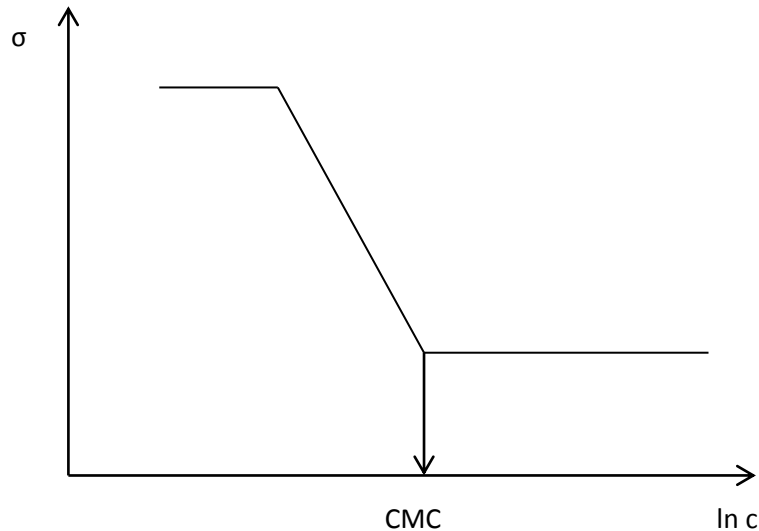


Figure I-2 Variation de la tension de surface en fonction de la concentration de tensioactif

Différents modèles existent pour prédire la variation de l'excès de surface avec la concentration des molécules de tensioactifs, dont le modèle de Langmuir qui est le plus utilisé (Stevenson [2012], Equation 1.20). Ce modèle est le plus simple et ne tient pas compte des interactions entre les molécules tensioactives.

$$\Gamma = \Gamma_{\infty} \frac{C_b}{K_L + C_b} \quad (1.20)$$

Où Γ_{∞} est l'excès de surface maximum, C_b est la concentration de tensioactif dans la phase continue et K_L est la constante d'adsorption d'équilibre de Langmuir.

Il existe plusieurs façons de générer des bulles de gaz dans un liquide :

- Nucléation des bulles dans un liquide sursaturé : on peut produire des bulles par désorption d'un gaz dissous par diminution de pression (cavitation) ou augmentation de température (ébullition), par sollicitation mécanique ou par agitation ultrasonique, cette dernière technique permettant d'obtenir des bulles de gaz de très petite taille (<50 μm). Dans tous les cas, on peut distinguer entre deux types de nucléation : la nucléation homogène et la nucléation hétérogène. La nucléation homogène est initiée par une fluctuation thermodynamique au sein d'un liquide saturé ou super-saturé en

gaz. La nucléation hétérogène se produit dans un liquide saturé en gaz en présence d'une phase solide (les parois de l'éprouvette, présence des particules solides...). D'après Shen et Debenedetti [2003], l'équation classique de la vitesse de nucléation homogène (nombre de nuclei formés par unité de temps et de volume) est la suivante :

$$J = A \exp\left(-\frac{W^*}{k_B T}\right) \quad (1.21)$$

$$W_{CNT}^* = \frac{16\pi\sigma^3}{3(P'-P)^2} \quad (1.22)$$

Où A est un facteur de fréquence cinétique, k_B est la constante de Boltzmann, T est la température et W^* est la barrière d'énergie libre nécessaire pour former un nucléus de taille critique. Cette dernière peut être estimée selon la théorie classique de la nucléation (CNT) (Equation 1.22) où P est la pression dans le liquide, P' est la pression dans la bulle de taille critique et σ la tension de surface.

- Agitation mécanique : il est également possible de produire des bulles de gaz par agitation mécanique dans un liquide, que ce soit par barbotage, par bullage au travers d'un orifice, d'un fritté, d'un empilement de billes ou d'une membrane, voire par brassage mécanique direct du liquide.
- Réaction chimique : un autre moyen consiste enfin à générer des bulles de gaz via une réaction chimique ou biologique (par fermentation par exemple).

Dans tous les cas, la formation de bulles et leur dimension vont essentiellement dépendre du ratio forces mécaniques/forces capillaires.

1.2. Morphologie des mousses

Comme nous l'avons déjà mentionné, une mousse est une dispersion de gaz dans une phase continue liquide, voire solide. Si on considère le cas des mousses liquides, il faut noter qu'il n'est pas facile de décrire simplement ce type de systèmes d'un point de vue géométrique, leur structure variant considérablement aussi bien dans le temps que dans l'espace (Salager et Choplin [2003], Lemlich [1972], de Vries [1958b]). En fait, il est possible de distinguer principalement deux types de mousse d'un point de vue structure :

- Les mousses humides (« wet foams ») : elles contiennent une fraction volumique de liquide très élevée entre 5 et 20-30%, et sont en fait des dispersions de gaz dans un liquide. Les bulles de gaz sont alors parfaitement sphériques.

- Les mousses sèches (« dry foams ») : elles contiennent moins de 5% de fraction volumique de liquide, les bulles sont déformées sous forme de polyèdres séparés par des films minces, comme montré sur la Figure I-3.

Notons que la fraction volumique de gaz dispersé est généralement nommée « qualité » de la mousse, ou foisonnement.

Une mousse est composée des parties suivantes (voir Figure I-3) :

- Les bulles de gaz séparées par des films minces liquides.
- Les bords de Plateau : dans le cas des mousses sèches, les films minces se rejoignent à 120° pour former des bords de Plateau.
- Le réseau de canaux : les bords de Plateau forment des filets liquides de section triangulaire qui se rejoignent en des nœuds formant des angles tétraédriques de 109.5° . Ces canaux interconnectés forment un réseau le long duquel le liquide s'écoule suivant les gradients de pression auquel il est soumis (c'est le drainage dont nous parlerons plus loin).

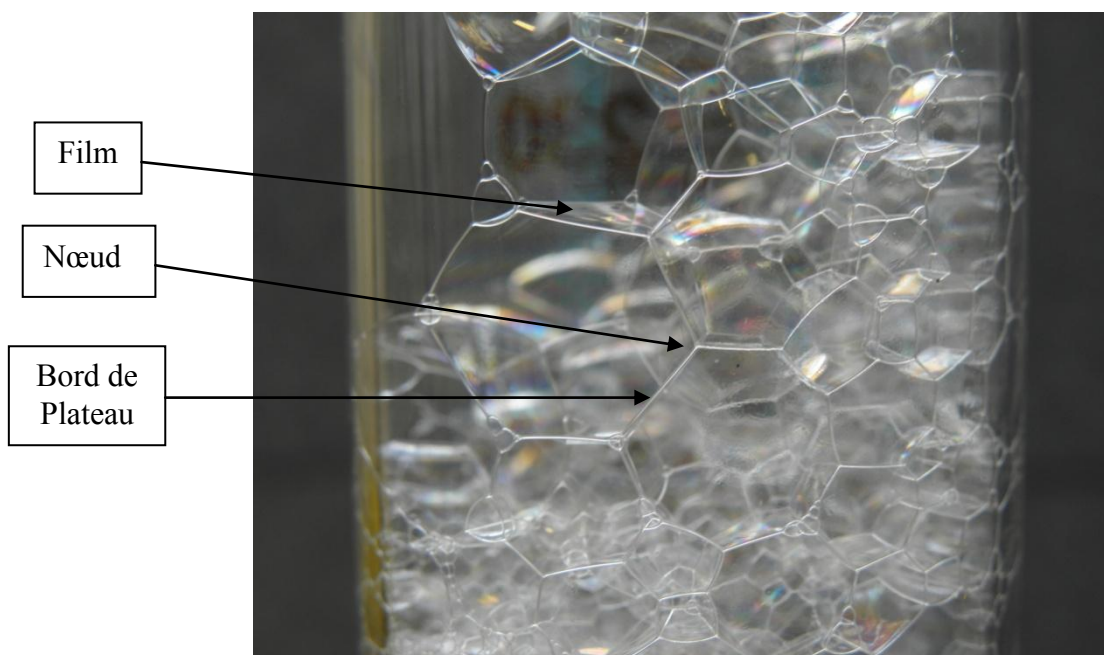


Figure I-3 Structure d'une mousse sèche

En général, il n'est pas aisé de mesurer la distribution de taille des bulles dans une mousse mais il est possible de faire une mesure sur un plan transversal (de Vries [1958b], Lemlich [1972]). Une des techniques utilisées est la congélation ou gélification de la mousse puis mesure avec un microscope. Une autre technique est la mesure de la taille des bulles en contact avec une plaque transparente plane mais les bulles seront déformées à cause de l'effet

de la paroi (de Vries [1958b]). Lambert *et al.* [2005] ont développé une nouvelle technique d'analyse qui permet d'avoir la distribution de la taille des bulles dans une petite partie de la mousse en utilisant la tomographie des rayons X. Il existe d'autres techniques pour l'étude des mousses (Cantat *et al.* [2010]) comme l'imagerie optique pour les mousses très sèches, l'imagerie par RMN, qui nous permet d'avoir une cartographie 3D de l'écoulement à l'échelle locale ou des techniques de diffusion et de transmission de la lumière entre autres.

1.3. Stabilisation des mousses

Les mousses sont des systèmes dispersés, comme les émulsions, et elles sont donc intrinsèquement instables d'un point de vue purement thermodynamique. Cependant elles peuvent s'avérer plus ou moins stables d'un point de vue cinétique, avec des durées de vie qui varient de quelques secondes ou minutes (comme dans le cas de la mousse éphémère du champagne) à quelques jours (comme c'est le cas pour la mousse stable qui peut persister jusqu'à une heure avec certaines bières). Cette stabilité dépend essentiellement de la stabilité des films de liquide qui séparent les bulles de gaz, et notamment des propriétés d'adsorption des molécules de tensioactifs à l'interface liquide/gaz.

Les phénomènes de stabilisation les plus couramment observés dans les mousses aqueuses ont été étudiés par plusieurs auteurs et on trouve des revues détaillées dans plusieurs ouvrages de base (Cantat *et al.* [2010], Pugh [1996], Prud'homme et Khan [1996], Exerowa et Kruglyakov [1998], Mittal et Kumar [2000], Langevin [2000], Schramm [1994]). Les principaux mécanismes sont décrits ci-après :

- Effet Gibbs-Marangoni (Figure I-4) : il s'agit en fait de deux effets complémentaires. L'effet **Gibbs** correspond au changement de tension superficielle avec l'adsorption du tensioactif à l'équilibre. Quand deux bulles de gaz se rapprochent, il y a étirement du film de liquide et diminution de l'adsorption du tensioactif, d'où une augmentation de la tension superficielle à l'équilibre. L'équilibre n'étant pas instantané, la tension dynamique varie dans le même sens ce qui provoque un gradient de tension entre la zone étirée du film et la zone adjacente. Par conséquent, il y a déplacement des molécules de tensioactif de la couche adsorbée vers la zone étirée du film et entraînement du liquide sous-jacent par effet dit **Marangoni**, ce qui a pour résultat d'arrêter l'amincissement du film.

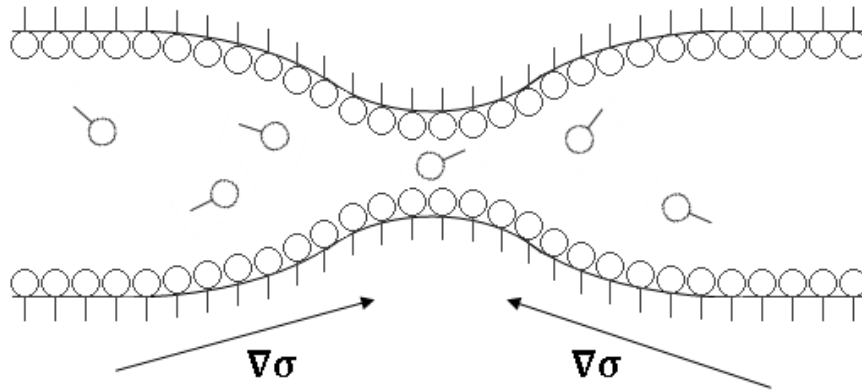


Figure I-4 Restauration du film étiré par l'effet Gibbs-Marangoni.

- Propriétés rhéologiques de surface : l'adsorption de monocouches de tensioactifs à l'interface liquide/air confère des propriétés viscoélastiques à cette interface. Ces propriétés peuvent être mesurées par différentes techniques, comme la goutte oscillante, les ondes de surface excitées ou la vidéo interférométrie de film mince (Langevin [2000]). Par exemple, la présence de molécules adsorbées présentant de fortes interactions latérales entre elles peut produire une forte viscosité interfaciale qui ralentit le déplacement de liquide, donc le drainage. Avec des tensioactifs ioniques, il peut se produire une délocalisation de charges via le mouvement du liquide qui entraîne les contre-ions associés, ce qui crée un potentiel électrocinétique dont l'effet retardateur est connu sous le nom d'électroviscosité. Notons également que lorsque de fortes concentrations de tensioactifs sont utilisées, largement supérieures à la concentration micellaire critique (CMC), il peut se former des structures moléculaires organisées qui stabilisent les films minces entre les bulles. Avec les systèmes non-ioniques, il peut également y avoir formation de cristaux liquides qui renforcent la stabilité. Enfin, les mélanges de tensioactifs peuvent produire des films mixtes très stables (Pugh [1996]).
- Pression de disjonction – barrières d'énergie : lorsque le film de liquide s'amincit sous l'effet du drainage, les interfaces vont se rapprocher et les couches adsorbées peuvent interagir de façon répulsive. C'est ce qu'on appelle la « pression de disjonction » qui est à l'origine de barrières d'énergie qui s'opposent à la coalescence des bulles. On observe une répulsion électrostatique en présence de tensioactifs ioniques et une répulsion stérique avec des tensioactifs de masse molaire élevée ou des polymères

amphiphiles comme les protéines ; ces forces de répulsion tendent à écarter les interfaces donc à ralentir le drainage du film de liquide entre les bulles (Bhakta et Ruckenstein [1997]).

1.4. Rupture des mousses

Après formation de la mousse, les bulles se déplacent sous l'action de la gravité et s'accumulent à la surface libre du liquide.

L'action de la poussée d'Archimède entraîne une ségrégation des bulles sous l'effet de leur taille, les plus grandes atteignant plus rapidement la surface du liquide. La mousse devient de plus en plus sèche dans la partie supérieure où elle est formée de grandes bulles polyédriques et de films minces alors qu'elle devient de plus en plus humide dans la partie inférieure avec des petites bulles sphériques et des films épais (voir Figure I-5). En conséquence, la mousse finit par se casser sous l'effet de différents mécanismes, aussi bien au niveau de l'interface mousse/air (d'où une réduction de la hauteur de mousse) qu'au sein de la mousse par augmentation de la taille des bulles (Szekrényesy *et al.* [1992a et 1992b]). Cependant, la mousse se casse principalement par la partie supérieure, de par la présence de films minces plus fragiles et l'évaporation que subit la surface libre.

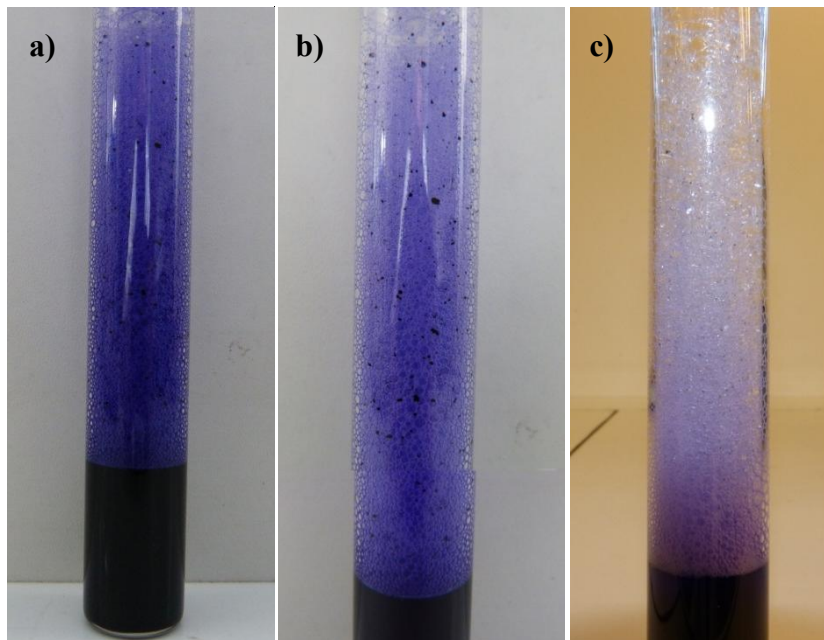


Figure I-5 Evolution d'une mousse aqueuse colorée avec du violet de gentiane. La décoloration de la mousse montre le drainage du liquide vers le bas de la mousse.

Les principaux mécanismes mis en jeu sont les suivants (Bhakta et Ruckenstein [1997]) :

- Drainage par succion capillaire : le liquide est drainé vers le bas sous l'action de la gravité, ce qui a comme conséquence l'assèchement de la mousse dans la partie supérieure et la formation de bulles polyédriques et de films minces résistants (Kruglyakov *et al.* [2008], Koehler *et al.* [2000]). Le drainage du liquide dans le réseau de canaux est alors contrôlé par le déplacement du liquide des films vers les bords de Plateau suivant le phénomène de succion ou pression capillaire. Ce phénomène est dû à la concavité de la surface dans les bords de Plateau qui, selon la loi de Laplace, résulte en un déficit de pression P_2 par rapport à celle P_1 du liquide dans les films adjacents.

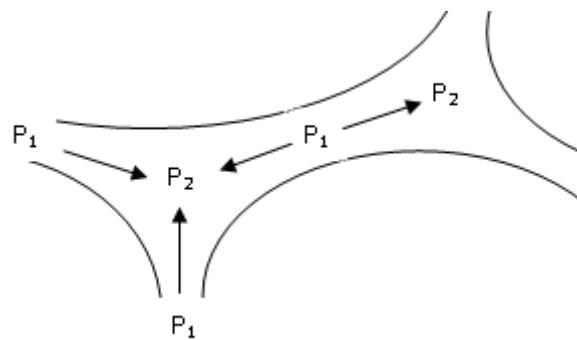


Figure I-6 Drainage par succion capillaire.

- Mûrissement d'Ostwald et diffusion du gaz : le mûrissement d'Ostwald est une conséquence de la différence de pression qui existe entre les petites et les grosses bulles (comme pour les émulsions) du fait de la loi de Laplace. Ce phénomène entraîne une diffusion du gaz des petites vers les grosses bulles, les grosses bulles continuant à croître au détriment des petites. Pour les bulles les plus proches de l'interface mousse/air, un effet de diffusion de gaz depuis la mousse vers l'atmosphère a également lieu (Dutta *et al.* [2004]).
- Coalescence : en dessous d'une certaine épaisseur critique, le film mince entre deux bulles n'est plus stable vis-à-vis des différentes perturbations hydrodynamiques qui le sollicitent et un trou peut se former. La forte courbure de part et d'autre de ce trou rend le film très instable par la pression de Laplace et le film collapse, entraînant la coalescence entre les bulles et une diminution du nombre de bulles dans la mousse. Selon Bhakta et Ruckenstein [1997], la coalescence observée dans les mousses est principalement la conséquence de l'asymétrie des bulles polyédriques.

Des modèles mathématiques plus détaillés peuvent être trouvés dans les ouvrages de Cantat *et al.* [2010], Pugh [1996], de Vries [1958c, 1958d et 1958e] et dans Bhakta et Ruckestein [1997], Lemlich [1972].

1.5. Cassage par des additifs chimiques (cas des mousses aqueuses)

Dans de nombreux procédés industriels, la formation de mousse est rédhibitoire et doit absolument être évitée. Il y a plusieurs méthodes qui peuvent être utilisées dans le contrôle des mousses, comme le cassage mécanique, l'élimination des agents moussants, l'utilisation d'unités spécialement conçues pour éviter la formation des mousses ou l'aspersion d'eau sur la mousse (Barigou [2001], Chin *et al.* [1999]). Cependant, la méthode de loin la plus utilisée dans l'industrie est l'ajout d'agents antimousses ou démoussants (Bergeron *et al.* [2003 et 1997b], Colbert [1981], Karakashev et Grozdanova [2012], Rezende *et al.* [2011], Stevenson [2012], Wylde [2010]).

Un antimousse est un additif utilisé pour empêcher la formation des mousses ou pour réduire la quantité de mousse qui peut se former, alors qu'un agent démoussant est un additif utilisé pour casser une mousse déjà formée. Il est important de noter que certaines substances peuvent agir comme antimousse mais non comme démoussant et vice-versa. Cependant, dans la pratique industrielle, ces produits sont formulés et utilisés indistinctement. La grande majorité de la littérature traitant de la destruction des mousses par des agents chimiques concerne les mousses aqueuses (Denkov [2004], Garret [1992]).

Les principaux agents démoussants ou antimousses sont à base de carboxylates, d'amides (des monoamides de préférence), d'esters d'acide phosphorique, de mélanges d'huiles minérales, d'alcools à chaîne courte, de tensioactifs fluorés, de mélanges de silice hydrophobée et d'huiles silicones (Bergeron [2003]). Ce sont toujours des composés fluides, dits « huiles » et l'on distingue les huiles chargées des huiles non chargées. Les **antimousses chargés** contiennent en général de faibles concentrations de particules minérales finement divisées, en général de la silice calcinée traitée hydrophobe pour améliorer sa dispersion dans l'huile. L'huile est une huile minérale ou une huile polydiméthylsiloxane (PDMS) non modifiée. Les **antimousses non chargés** sont moins courants et moins efficaces pour les mousses aqueuses. Dans ce cas, la dispersion de l'huile dans la formulation est améliorée par l'utilisation de tensioactifs ou de polymères, ou bien la molécule d'huile est directement modifiée par l'incorporation de fonctions hydrophiles, comme pour les huiles silicones modifiées par des

groupements oxyde d'éthylène. Pour les mousses aqueuses, les formulations d'antimousse sont donc vendues sous forme d'émulsions (chargées ou non) ou sous forme concentrée (autodispersable ou formulée) mise en émulsion par l'utilisateur.

Le modèle utilisé pour expliquer le mécanisme de cassage des mousses aqueuses avec des huiles insolubles se fait par évaluation de trois paramètres basés sur des critères thermodynamiques de la stabilité des films de mousse : le coefficient d'entrée E, le coefficient d'étalement S et le coefficient de pontage B (Bergeron *et al.* [2003 et 1997b]) (Equations 1.23, 1.24 et 1.25) :

$$E_{a/i} = \sigma_{i/g} + \sigma_{i/a} - \sigma_{a/g} \quad (1.23)$$

$$S_{a/i} = \sigma_{i/g} - \sigma_{i/a} - \sigma_{a/g} \quad (1.24)$$

$$\square \quad B_{a/i} = \sigma_{i/g}^2 + \sigma_{i/a}^2 - \sigma_{a/g}^2 \quad (1.25)$$

Où σ est la tension superficielle et les indices a, g et i se réfèrent à la phase antimousse, la phase gaz et la phase continue respectivement.

Cependant, l'entrée ou l'étalement du globule d'antimousse peut être empêché ou limité par des barrières d'énergie (forces des films minces). Pour cette raison, Bergeron *et al.* [1997b] ont incorporé ces effets dans les expressions classiques des coefficients d'entrée (Equation 1.23) et d'étalement (Equation 1.24) pour obtenir des expressions généralisées :

$$E_{a/i}^g = - \int_{\Pi(h\infty)=0}^{\Pi(h)} h_i d\Pi_{g/i/a} \quad (1.26)$$

$$S_{a/i}^g = \int_{\Pi(h\infty)=0}^{\Pi(h)} h_a d\Pi_{g/a/i} \quad (1.27)$$

Où h est l'épaisseur du film (i pour la phase continue et a pour l'antimousse), $\Pi_{g/i/a}$ est l'isotherme de la pression de disjonction pour le film asymétrique gaz-phase continue-antimousse et $\Pi_{g/a/i}$ pour l'isotherme gaz-antimousse-phase continue.

Cependant, dans les cas où les effets des barrières énergétiques sont négligeables, les coefficients classiques (Equations 1.23, 1.24 et 1.25) sont valables pour prédire le comportement du système.

La première condition nécessaire pour la rupture du film est l'entrée des gouttes d'antimousse à l'interface gaz/liquide (Bergeron *et al.* [2003 et 1997b]). Le coefficient d'entrée E doit donc être positif ($E_{a/i} > 0$). Dès que la goutte pénètre l'interface, deux mécanismes peuvent conduire à la rupture du film (Figure I-7) :

- Entrainement du fluide : la goutte d'antimousse s'étale sur la surface gaz/liquide ($S_{a/i} > 0$), et entraîne avec elle le fluide sous-jacent causant un amincissement local du

film et sa rupture. Le phénomène d'étalement est un exemple classique de flux créés par des gradients de tensions superficielles (flux induits par effet Marangoni). C'est pourquoi une valeur positive du coefficient d'étalement est la condition nécessaire pour provoquer ce flux, et c'est aussi pourquoi les huiles à tension superficielle faible sont souvent plus efficaces [voir équation (1.24)].

- Pincement ou pontage du film (Pinch-off) : après la pénétration de la goutte d'antimousse, celle-ci forme une lentille qui peut ponter ou pincer l'interface et créer une instabilité capillaire qui détruit le film. Pour cela, le coefficient de pontage doit être positif ($B_{a/i} > 0$). Ce mécanisme est un phénomène de démouillage qui a d'abord été vérifié pour des particules solides d'antimousses. Cependant, toute phase non mouillante peut satisfaire aux conditions nécessaires à son apparition. Comme pour tout phénomène de démouillage, les angles de contact déterminent les performances. Pour des antimousses à base d'huiles, il faut donc que $\theta_{a/i} < 90^\circ$ (huile non mouillante). Etant donné que l'angle de contact huile/eau est déterminé par les tensions interfaciales, cette condition peut être exprimée en termes de tensions interfaciales, comme dans l'équation (1.25) qui donne le coefficient de pontage B . Si $\theta_{a/i} < 90^\circ$, le coefficient de pontage est positif et chaque gouttelette d'huile qui touche les deux interfaces du film de mousse (c'est-à-dire pont le film) démouillera et conduira le film à se rompre. Notons que d'après les équations (1.23) et (1.25), un coefficient de pontage positif garantit à coup sûr un coefficient d'entrée positif mais l'inverse n'est pas forcément vrai.

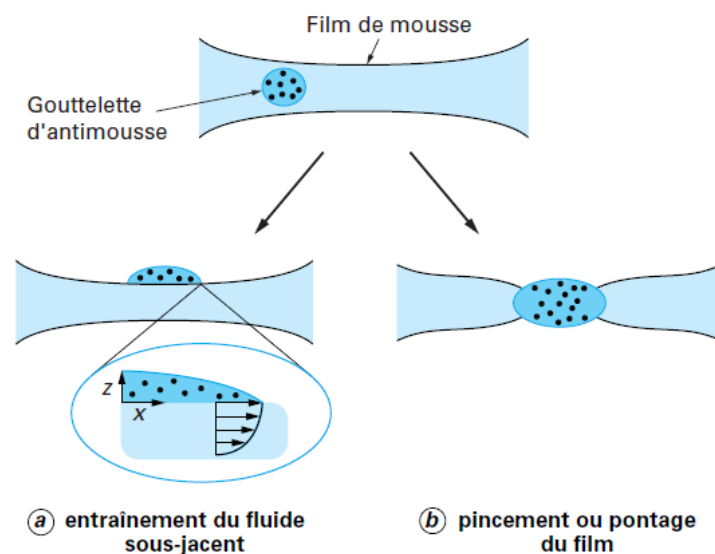


Figure I-7 Mécanismes de destruction des films par une formulation d'antimousse à base d'huile (d'après Bergeron [2003])

Notons que d'autre part, Denkov [2004] différencie deux types d'additifs antimousse selon leur mode d'action : les antimousses « rapides » et les antimousses « lents ». Les premiers cassent la mousse en quelques secondes (moins d'une minute) en fonction de leur concentration. La rupture se fait via le pontage des films (typiquement ils contiennent des particules solides). Par contre, les antimousses « lents » cassent la mousse en plusieurs minutes voire heures, en laissant une couche de mousse résiduelle. Ces antimousses n'arrivent pas à entrainer les films et ils sont accumulés dans les bords de Plateau. Par conséquence, Denkov conclut qu'il n'existe pas de liaison entre les coefficients E, S et B et l'effet antimousse d'un additif car les barrières énergétiques jouent aussi un rôle important dans la plupart des cas d'intérêt.

1.6. Méthodes pour tester les mousses

Les mousses constituent des systèmes très complexes où de nombreux phénomènes entrent en compétition que ce soit lors de la formation comme lors de la déstabilisation. De nombreuses méthodes d'étude des mousses existent et permettent d'étudier un phénomène en particulier, comme les méthodes d'étude de film mince isolé ou les méthodes de mesures d'interface ou de rhéologie interfaciale. Nous allons décrire dans cette section les méthodes qui permettent d'étudier le comportement d'une mousse d'un point de vue global et macroscopique, aussi bien du point de vue de sa formation (moussabilité) que de sa stabilité. Ces tests sont principalement utilisés pour les mousses aqueuses (Salager et Choplin [2003], Bergeron [2003]) :

Mélange : il suffit d'agiter la solution moussante à l'aide d'un mixer. Les critères à surveiller sont la vitesse d'agitation, le type de mixer, le volume de la solution et la taille du récipient.

Test d'agitation ou test de battage : ce test simple consiste uniquement à agiter la solution, de référence à l'aide d'un dispositif mécanique pour opérer dans des conditions les plus reproductibles possible. En complément de l'amplitude et de la vitesse d'agitation, on peut utiliser différents récipients et volumes de solution pour faire varier les conditions de moussage.

Co-injection : le gaz et la solution moussante sont co-injectés à travers un milieu poreux. Les débits absolus et relatifs de gaz et de solution sont importants à contrôler. Le type et

l'empilement ou la taille des pores jouent un rôle essentiel et conditionnent le type de mousse formée.

Méthode de Ross-Miles (Figure I-8) : les conditions du test de Ross-Miles sont définies selon la norme ASTM D1173. Il s'agit d'une méthode très simple dite « statique ». Elle consiste à verser 200 ml de liquide depuis une hauteur de 90 cm dans un cylindre gradué contenant 50 ml de liquide. La moussabilité est donnée par la hauteur de mousse formée et la stabilité par le suivi de la hauteur de la mousse en fonction du temps.

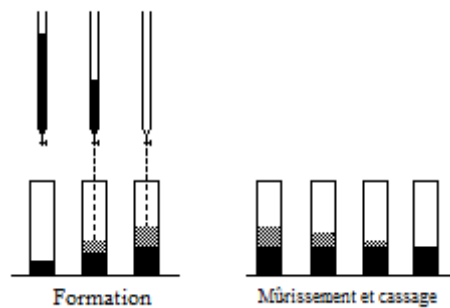


Figure I-8 Principe de la méthode de Ross-Miles

Méthode de Bikerman (Figure I-9) : il s'agit d'une méthode « dynamique » qui consiste à injecter un débit constant de gaz à travers un fritté dans une certaine quantité de liquide. La mousse formée s'accumule dans la colonne et son volume augmente avec le temps jusqu'à atteindre un plateau caractéristique de l'équilibre dynamique entre la formation et le cassage de la mousse.

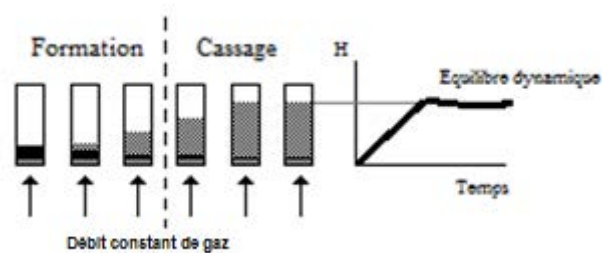


Figure I-9 Principe de la méthode de Bikerman

Méthode mixte : cette méthode consiste à combiner la méthode de Bikerman avec celle de Ross-Miles en arrêtant tout simplement l'injection de gaz après l'atteinte de l'équilibre dynamique.

2. Cas des mousses non aqueuses

Dans cette deuxième partie, qui a fait l'objet d'une publication dans le journal OGST (Blázquez *et al.* [2014]), nous allons nous focaliser sur le cas des mousses non aqueuses, et plus particulièrement les mousses pétrolières.

2.1. Stabilisation des mousses non aqueuses

Comme nous l'avons déjà mentionné, il existe une littérature particulièrement abondante sur les mousses aqueuses mais on peut remarquer qu'elle est beaucoup plus rare sur les systèmes non aqueux. Notons que si la plupart des concepts généraux utilisés pour décrire la stabilité des mousses aqueuses sont utiles pour comprendre les mousses non aqueuses, il faut cependant prendre en compte certaines considérations spécifiques aux phases continues non aqueuses. La principale différence entre les deux types de systèmes concerne la tension superficielle. Les fluides non aqueux ont généralement une valeur de tension superficielle (entre 15 et 30 mN/m) significativement plus basse que l'eau (autour de 72 mN/m). Pour cette raison, Friberg [2010] conclut que, pour les mousses non aqueuses, la tension de surface n'est pas un outil très utile pour la compréhension du comportement moussant. De plus, l'importance des forces de répulsion électrostatique dans la double couche, qui peut être une force de stabilisation prépondérante dans les systèmes aqueux, s'avère insignifiante dans le cas des hydrocarbures de par la faible valeur de leur constante diélectrique. Par conséquent, il est important de considérer quels mécanismes permettent d'empêcher la coalescence des bulles dans ces systèmes particuliers.

Bien que les études sur ces systèmes soient peu nombreuses, il est possible d'identifier trois moyens de stabilisation : les tensioactifs de spécialité, les systèmes condensés multiphasiques et les particules qui peuvent s'adsorber à l'interface gaz/liquide. Les différents mécanismes impliqués incluent la modification de la rhéologie de surface, la stabilisation stérique et la formation de couches de particules. Un résumé des différents travaux sur les mousses non aqueuses est donné dans le Tableau I-1 :

Tableau I-1 Résumé des travaux sur les mousses non aqueuses

Auteur	Système non aqueux	Additif	Mécanisme de stabilisation	Référence
Sanders	Huile minérale, glycol	Alcool éthoxylée - PEG surfactant	Précipitation du surfactant (stabilisation solide)	[1970]
Friberg et Greene	p-xylène	Triethylammonium oléate	Cristaux liquides	[1984]
Friberg <i>et al.</i>	Glycérol/Décanol	Sodium dodécyl sulfate	Cristaux liquides	[1989]
Shrestha <i>et al.</i>	Paraffine liquide, squalane, squalène, hexadécane, huile d'olive	Esters d'acides gras	Stabilisation solide, cristaux liquides	[2006, 2007, 2008, 2010]
Mellema and Benjamins	Huile de tournesol	Phospholipides	Effet Marangoni	[2004]
Bergeron <i>et al.</i>	Dodécane	Surfactants fluorocarbonés	Couche type gel dans la surface et forces stériques	[1997a]
Binks <i>et al.</i>	26 huiles différents incluant huiles polaires et non polaires (pentane, squalane, toluène, formamide, huiles végétales, PDMS, perfluorohexane...)	Particules PTFE et OTFE	Stabilisation par particules avec angles de contact entre 40 et 90°	[2011]
Binks <i>et al.</i>	Huiles lubrifiants	Additifs lubrifiants ou particules produites lors de l'abrasion	Mousses humides de transition	[2010]
Callaghan <i>et al.</i>	Pétrole	Surfactants naturels du pétrole	Acides carboxyliques à courte chaîne et phénols, comportement dilatationnel	[1985b]
Callaghan et Neustadter				[1981]
Adil and Maini	Pétrole	Surfactants naturels du pétrole	asphaltènes	[2007]
Zaki <i>et al.</i>	Pétrole et pétrole synthétique	Surfactants naturels du pétrole, asphaltènes, résines	Viscosité, état d'agrégation des asphaltènes	[2002]
Poindexter <i>et al.</i>				[2002]
Bauget <i>et al.</i>	Pétrole synthétique (toluène)	Asphaltènes, résines	Clusters d'asphaltènes	[2001]

2.1.1. Tensioactifs de spécialité

Même si la tension de surface est faible pour les liquides non aqueux, en particulier les hydrocarbures, quelques tensioactifs peuvent cependant s'adsorber à l'interface et modifier la rhéologie de surface. Ce sont des molécules très complexes qui généralement ont des masses molaires élevées. On peut les classer selon leur structure chimique :

Tensioactifs type hydrocarbures : certains hydrocarbures peuvent se comporter comme des tensioactifs (Prud'homme et Khan [1996]). Ce sont typiquement des hydrocarbures avec une longueur de chaîne élevée et des groupes fonctionnels particuliers (acides, amines ou alcools). Sanders [1970] a reporté le cas de mousses à base d'huile minérale et de glycol stabilisées par des tensioactifs à base d'alcool stéarylique éthoxylé et de polyéthylène glycol. La stabilité de ces mousses semble directement liée à la solubilité du tensio-actif, les produits très solubles dans l'huile ne produisant pas de mousse stable. Ce travail suggère que les tensio-actifs précipitent à l'interface et agissent comme des stabilisants solides. Shrestha *et al.* [2010, 2007 et 2006] ont quant à eux montré que les esters d'acides gras agissent comme tensio-actifs avec différentes huiles végétales et que les particules d'ester peuvent stabiliser la mousse d'autant mieux que leur concentration est élevée. Ils rapportent notamment que la taille des particules joue un rôle important sur la stabilité, les plus petites étant les plus efficaces. Pour comprendre les propriétés moussantes de différents pétroles bruts, Callaghan *et al.* [1985b] ont étudié l'effet des acides carboxyliques à courte chaîne. Ces acides ainsi que les phénols de masse molaire inférieure à 400 stabilisent les mousses dites éphémères (*short-lived foams*), probablement par la création de gradients de tension de surface et/ou par une viscosité de surface qui modifie la condition limite de non-glissement pendant le drainage du film de mousse. Mellema et Benjamins [2004] ont quant à eux étudié l'effet Marangoni dans des huiles de tournesol à haute température en utilisant des phospholipides. Ils ont montré que la stabilité de ces mousses à température élevée est déterminée par la vitesse de drainage, elle-même influencée par les modèles de convection Bénard-Marangoni.

Tensioactifs à base de Polydiméthylsiloxane (PDMS) : l'activité de surface du PDMS dans les systèmes non aqueux peut être utilisée pour créer des tensioactifs stabilisant les mousses non aqueuses. Une combinaison de PDMS et polyols est classiquement utilisée dans la fabrication des polyuréthanes (Robb [1997]). Le PDMS de faible masse molaire est soluble dans plusieurs solvants organiques et si on augmente la masse molaire, la solubilité diminue. Cette gamme de solubilité où le polymère est légèrement soluble donne l'activité de surface la plus

élevée et permet d'obtenir des tensioactifs qui stabilisent la mousse. Cependant quand la masse molaire dépasse cette limite de solubilité, ces produits peuvent agir comme casseur de mousse (Prud'homme et Khan [1996]).

Tensioactifs fluoroalkyl : grâce à leur groupement fluorocarboné, ces produits peuvent réduire la tension de surface des liquides jusqu'à valeurs très basses ($<20\text{mN/m}$) (Prud'homme et Khan [1996]). Bergeron *et al.* [1997a] ont étudié la stabilité de mousses de dodécane en utilisant deux types de tensioactifs fluoroalkyl pour la formulation d'huiles moussantes utilisables en récupération assistée du pétrole. Ils ont trouvé que l'utilisation de ces tensioactifs réduit significativement la tension de surface du dodécane et permet la création des mousses stables. Dans un cas, des films minces et stables de 20 nm sont formés, alors que l'autre système produit une couche type gel à l'interface et dans le film de mousse. Dans les deux cas, cette stabilité a été attribuée aux forces stériques dues à la superposition des couches de tensioactifs adsorbés.

Asphaltènes et résines : ces composés amphiphiles sont des constituants des pétroles bruts principalement composés de groupements polyaromatiques contenant des hétéroatomes comme l'oxygène, l'azote et le soufre. Ils se caractérisent par leur solubilité dans différents solvants organiques et sont reconnus comme responsables de la formation de certaines mousses pétrolières (Zaki *et al.* [2002]). Adil et Maini [2007] suggèrent que la présence des asphaltènes facilite la nucléation des bulles et les protège de la coalescence. Claridge et Prats [1995] ont proposé un modèle où les asphaltènes s'adsorbent sur les bulles et forment une couche semi-rigide autour d'elles et, en conséquence, augmentent la stabilité de la mousse. Cassani *et al.* [1992] ont étudié différents bruts vénézuéliens et ils ont montré que la stabilité de la mousse est proportionnelle à la concentration des asphaltènes, qui agissent comme des tensioactifs qui réduisent la tension de surface du fluide et donc stabilisent les bulles. Delgado *et al.* [2008] ont travaillé avec différentes dilutions de bruts vénézuéliens avec lesquelles ils ont trouvé que l'aromaticité du diluant réduit la « moussabilité » du brut en modifiant l'état d'agrégation des asphaltènes et des résines. Bauget *et al.* [2001] ont testé l'effet des asphaltènes et des résines sur le temps de vie de mousses formées à partir de solutions de toluène. Ils ont noté qu'il existe une concentration critique en asphaltènes (autour de 10% dans le toluène) qui correspond à un changement significatif de la moussabilité, du temps de vie du film de mousse, de la tension de surface et des propriétés viscoélastiques de l'interface. Ces effets ont été attribués à la formation de clusters ou d'agrégats d'asphaltènes. Ils ont aussi

observé que les résines peuvent solubiliser ces agrégats asphalténiques et, que l'augmentation du ratio résines/asphaltènes conduit à une diminution du temps de vie de la mousse.

2.1.2. Systèmes condensés multiphasiques

Dans un article de revue récent, Friberg [2010] met l'accent sur l'importance de ces systèmes dans la formation et la stabilité des mousses non aqueuses. Sanders [1970] avait déjà discuté cette approche en exposant l'importance des surfactifs insolubles et des cristaux liquides pour la stabilité des mousses non aqueuses. Comme mentionné par Friberg, le travail de Ross et Nishioka [1975] sur la moussabilité des solutions binaires et ternaires a contribué à mettre en lumière le moussage non aqueux dans ces conditions particulières. Il a notamment démontré que dans un système binaire liquide, le système mousse si le composé minoritaire a la tension la plus faible. Il s'agit vraisemblablement d'un phénomène hydrodynamique dans lequel une séparation de phase à l'interface crée des forces viscoélastiques qui stabilisent le drainage du film mince et permettent une formation de mousse transitoire. Des développements ultérieurs ont amené à combiner ce phénomène avec une transition de phase du composé minoritaire à l'interface qui forme des phases cristaux liquides ou solides entraînant une stabilité à long terme de la mousse. Plus récemment, ce type de mousses a été étudié par Shrestha *et al.* [2008] dans le cas des huiles végétales. Les cristaux liquides sont adsorbés à la surface et changent les propriétés rhéologiques des films et la stabilité de la mousse augmente avec la concentration en cristaux liquides. Ils ont aussi démontré que la stabilité est liée à la taille des particules, les plus petites tailles augmentant la stabilité. Plus précisément, Friberg et Greene [1984] ont étudié le système triéthanolammonium oléate / p-xylène, montrant que si la concentration en p-xylène est inférieure à 3% en poids, il se comporte comme des cristaux liquides lamellaires et si elle est supérieure à 13%, le système est un liquide isotrope. Aucune mousse ne peut être obtenue avec le liquide isotrope, mais en présence de cristaux liquides, les mousses formées présentent une grande stabilité. Dans une étude ultérieure [1989], les systèmes glycérol / décanol / dodécyl sulfate de sodium et glycérol / décanol / octanoate de sodium ont été étudiés, montrant que le premier crée une mousse stable, avec des temps de vie de quelques semaines, stabilisée par des cristaux liquides tandis que le système avec octanoate de sodium produit des mousses instables.

2.1.3. Particules adsorbées

Les éléments essentiels pour la compréhension des mousses stabilisées par des particules ont été développés il y a longtemps lors d'études sur les mousses générées dans les procédés de

flottation. Bikerman [1973] parle de ces systèmes comme de mousses triphasiques et discute de l'importance des propriétés de mouillage des particules et de leur taille. Dans de telles mousses, la coalescence des bulles est empêchée ou retardée par des substances solides partiellement immergés dans la phase liquide. Le solide doit posséder un degré de mouillabilité correct par la phase liquide, de sorte qu'il reste à l'interface gaz-liquide plutôt qu'au sein du liquide. Plusieurs revues récentes concernent les mousses et émulsions stabilisées par les particules (Binks [2002] et Binks et Horozov [2006]). Binks *et al.* [2011] ont revisité l'effet de l'utilisation de particules solides pour stabiliser les mousses à base d'huile. Dans le cas des interfaces huile/air, les particules doivent être partiellement oléophobes (angles de contact entre 0° et 180°) et des mousses stables se forment pour des angles de contact entre 40 et 90°. En outre, les particules de petite taille stabilisent beaucoup plus efficacement que celles de grande taille (Prud'homme et Khan [1996]). Stevenson [2012] a abordé la façon dont les particules stabilisent la mousse en utilisant le concept de pression capillaire maximum pour expliquer la stabilisation et la dépendance observée quant à la taille des particules. Enfin notons que dans le cas particulier de l'industrie pétrolière, les nano agrégats insolubles d'asphaltènes semblent avoir un effet important sur la stabilité de la mousse de pétrole brut (Bauget *et al.* [2001]).

2.2. Mousses pétrolières et huiles moussantes (*foamy oils*)

Les mousses pétrolières font partie des mousses non aqueuses les plus courantes. De plus, la complexité de la phase continue (pétrole) est très supérieure à celle de la plupart des autres mousses non aqueuses. Cela est essentiellement dû au fait que la composition des huiles pétrolières est très variable suivant la localisation géographique du puits et la nature du réservoir. Le pétrole est un liquide d'origine naturelle, une huile minérale composée d'une multitude de composés organiques, essentiellement des hydrocarbures saturés et aromatiques, mais aussi des composés plus complexes comme les résines et les asphaltènes, qui comme nous l'avons vu précédemment présentent des propriétés amphiphiles. L'industrie pétrolière caractérise la qualité d'un pétrole à l'aide de sa densité API :

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\rho^{60^{\circ}F}} - 131,5 \quad (1.28)$$

Où $\rho^{60^{\circ}F}$ est la densité du pétrole à 60°F. Cette valeur correspond en fait à la « légèreté » : du brut : un brut de moins de 10 °API est plus dense que l'eau et correspond à un bitume, tandis qu'une huile de plus de 31°API correspond à un brut léger. Les pétroles compris entre 20 et 45 °API sont dits conventionnels et les bruts de degré API<20° sont dits lourds.

Les mousses pétrolières sont rencontrées dans presque toutes les étapes de la récupération ou du traitement du pétrole brut. Ces mousses peuvent être souhaitées lorsqu'on les utilise comme fluides de forage ou pour le contrôle de mobilité dans les milieux poreux (Bergeron *et al.* [1997a]) mais elles sont la plupart du temps indésirables notamment pendant les opérations de séparation gaz/huile ou eau/huile ou pendant la distillation et le raffinage (Callaghan *et al.* [1985a], Chin *et al.* [1999], Shaban [1995]).

Un autre problème lié à la composition du pétrole brut est qu'il contient très souvent d'autres composés comme l'eau, des particules diverses (sable, argile, dépôts de corrosion, cristaux de paraffine, asphaltènes précipités...) et des additifs ajoutés pendant l'exploitation (produits généralement tensioactifs utilisés comme bactéricides, anti-corrosion, anti-oxygène, casseur d'émulsion, dispersant d'asphaltènes, anti-dépôt...). Tous ces facteurs font que les mousses pétrolières peuvent présenter différents types de comportements.

Dans le vocabulaire pétrolier, on distingue les définitions suivantes :

- L'huile vivante (*Live oil*) est la phase pétrole saturée en gaz
- L'huile morte (*Dead oil*) est la phase pétrole dégazée
- L'huile moussante (*Foamy oil*) est un pétrole généralement lourd qui produit des dispersions stables de bulles de gaz sous dépressurisation modérée et des mousses stables sous dépressurisation sévère

En fait, dans un réservoir pétrolier, il existe un équilibre thermodynamique naturel entre la fraction la plus volatile des hydrocarbures (méthane, éthane...) dissous dans l'huile et les autres composants plus lourds. La quantité de gaz dissous dans l'huile vivante est fonction de la pression et de la température du réservoir et est donnée par la loi de Henry. Lors de l'extraction du pétrole, une dépressurisation se produit entre le réservoir et le puits. En conséquence, l'huile devient sursaturée en gaz et le système expulse le gaz en excès, ce qui induit la nucléation et la croissance de bulles dans la phase huile liquide, modifiant sa composition ainsi que ses propriétés d'écoulement. Dans le cas des huiles dites légères, les bulles vont coalescer rapidement en entraînant un flux diphasique dans le puits. En revanche, dans le cas des huiles lourdes (rencontrées notamment au Venezuela ou au Canada), les bulles restent dispersées dans l'huile conduisant à un système qui ressemble à une «mousse au chocolat» et généralement appelé «phénomène d'huile moussante», même si un terme plus approprié devrait être « dispersion gaz/huile », étant donné que la fraction volumique de gaz se situe généralement entre 5 et 40%. Ce phénomène semble lié à des cadences de production plus élevées que prévu par la modélisation de réservoirs (Abivin *et al.* [2009a et 2009b], Arora and Kovscek [2001], Bondino *et al.* [2009], Huerta *et al.* [1996], Joseph *et al.* [2002,

2003], Maini and Busahmin [2010], Peng *et al.* [2009], Wang *et al.* [2009]). En revanche, la formation de ces mousses s'avère ensuite poser problème lors des opérations ultérieures de séparation ou de raffinage (Marcano *et al.* [2009], Adil and Maini [2007], Callaghan et Neustadter [1981], Sheng *et al.* [1997 et 1999])

La commercialisation du pétrole brut nécessite évidemment l'installation de différents procédés de traitement en surface pour atteindre les spécifications requises pour l'exportation, tout en optimisant la production, et en éliminant les déchets contaminants avec un impact minimum sur l'environnement, dans un objectif de développement durable. Ces traitements consistent en trois opérations principales, incluant la stabilisation (séparation gaz / huile), la déshydratation et le dessalage (séparation liquide / liquide, élimination de l'eau et des sels) et l'adoucissement (élimination des gaz acides, notamment H₂S), comme on peut le voir schématiquement sur la Figure I-10.

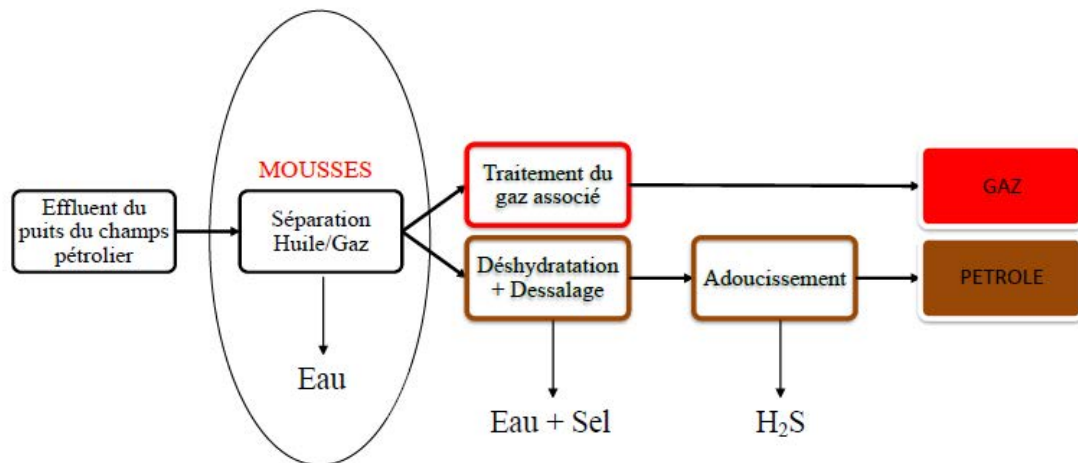


Figure I-10 Traitements de surface en production pétrolière

Il est reconnu que les mélanges très complexes qui composent les effluents de tête de puits vont favoriser la formation et la stabilisation de mousses mais également d'émulsions (dispersions eau-dans-huile ou huile-dans-eau, voire émulsions multiples). Les mousses sont traitées dans l'étape de stabilisation (séparation gaz-liquide), tandis que les émulsions sont traitées dans l'étape de déshydratation / dessalage afin de permettre une séparation complète de l'huile brute et de la phase eau (Manning et Thompson [1995]). Il faut noter que la formation de mousses de pétrole brut est un problème majeur pour les opérateurs dans les opérations de séparation gaz /huile d'abord en raison de la perte économique due à l'entraînement de gouttelettes de pétrole brut dans le courant de gaz séparé et ensuite en raison des dommages possibles aux équipements (Fransen *et al.* [2009]). En fait, la première conséquence majeure de la formation de mousse est liée à la réduction de la capacité du

séparateur, ceci en raison de la durée de rétention accrue nécessaire pour casser la mousse. La perte de contrôle de niveau dans le séparateur est également un problème important : la formation de mousse empêche la mesure précise du niveau de l'interface, ce qui complique ou empêche un contrôle satisfaisant du procédé. Enfin, les risques d'endommagement des équipements en aval des séparateurs concernent à la fois les lignes de gaz et de pétrole. L'entraînement de gouttelettes de liquide dans la ligne de gaz provoque l'entraînement de liquide à la torchère (fumées), la contamination des solvants utilisés pour le traitement de gaz (amines...), et bien sûr des dégâts au niveau des épurateurs et des compresseurs. L'entraînement de bulles de gaz dans la conduite d'huile peut provoquer un mauvais dégazage de l'huile, d'où une libération de gaz tardive et dangereuse et des problèmes de cavitation dans les pompes.

2.2.1. Facteurs contribuant à la formation des mousses pétrolières

La quantité de mousse qu'un système peut former, la stabilité de cette mousse ainsi que la capacité du système à créer des films gaz/liquide dépendent fortement des caractéristiques du gaz dissous. Les gaz qui n'ont pas d'affinité pour le liquide (des gaz non solubles) tendent à former des mousses instables. Par contre, si le gaz est soluble dans le liquide, la quantité de mousse dépendra de la pression et température du système (Morrison [1996] et Morrison et Ross [1983]). Callaghan [1989] mentionne cependant les travaux de Sharovarnikov (1981) qui conclut que plus le gaz est soluble dans le milieu moussant, moins stable est la mousse produite.

La composition du brut est également un facteur important pour ses propriétés moussantes. Par exemple, la présence d'acides carboxyliques à courte chaîne et de phénols de masse moléculaire <400 semble favoriser la formation de mousse (Callaghan *et al.* [1985b]). D'autres auteurs ont montré le rôle des asphaltènes et des résines sur la formation et la stabilisation des mousses (voir section 2.1). Poindexter *et al.* [2002] ont identifié plusieurs paramètres qui contrôlent le comportement moussant des huiles pétrolières, parmi lesquels la viscosité, la masse volumique, la tension de surface huile/gaz, la teneur en résines et en asphaltènes et leur masse moléculaire.

La viscosité joue évidemment un rôle très important dans tous les types de mousses (aqueuse comme non aqueuse) car elle est directement liée au drainage du fluide interstitiel dans la mousse (Stevenson [2012], Gillermic *et al.* [2009], Goyon *et al.* [2010], George *et al.* [2005], Sheng *et al.* [1997], Wang *et al.* [2009]). En outre, une valeur de viscosité élevée réduit la diffusion de gaz entre les bulles (mûrissement d'Ostwald) les deux effets renforcent la stabilité

de la mousse. En fait Poindexter *et al.* [2002] soulignent que les huiles brutes de viscosité inférieure à 150 mPa.s à 37.8°C produisent peu voire pas de mousse. Par contre, Fraga *et al.* [2011] ont trouvé que certaines huiles pétrolières très visqueuses ne formaient pas de mousses même si elles étaient riches en espèces stabilisantes (comme les asphaltènes et les résines).

Comme pour les mousses aqueuses, les propriétés rhéologiques de surface jouent un rôle dans la stabilisation des films minces liquides dans la mousse (Callaghan *et al.* [1983], Prud'homme et Khan [1996], Schramm [1994], Langevin [2000], Bauget *et al.* [2001]). La présence d'autres phases, en dehors de l'huile et du gaz, comme l'eau (Marcano *et al.* [2009]) ou les particules solides (Sheng *et al.* [1997 et 1999b]), peut également changer le comportement de la mousse. Marcano *et al.* [2009] ont étudié la stabilité des mousses formées à partir d'huile de type gazole et d'acides gras tensioactifs (pour simuler les huiles lourdes vénézuéliennes) avec de l'eau dispersée en émulsion. Ils ont constaté qu'il est possible de créer une mousse stable par addition d'eau à des concentrations supérieures à 2%. Ils suggèrent que lorsque l'eau est présente dans le système, les bulles formées sont entourées par cette eau et dispersées dans l'huile, ce qui crée un système dispersé air / eau / huile stabilisé par le mélange de tensio-actifs, ceux de faible masse moléculaire étant adsorbés à l'interface air / eau, et ceux de haute masse moléculaire à l'interface eau / huile. Dans leur article de revue sur l'écoulement des « huiles moussantes », Sheng *et al.* [1999a] indiquent que la présence d'eau n'a aucun effet mesurable sur la nucléation de bulles, donc sur la fréquence d'apparition de bulles, mais qu'elle a une influence sur le comportement rhéologique du système. Abivin *et al.* [2009b] ont comparé le comportement rhéologique d'un système dispersé multiphasique, à savoir des bulles de gaz et des gouttelettes d'eau dispersées dans un pétrole brut lourd, à celui d'un système contenant uniquement des bulles. Ils ont constaté que l'émulsion moussante est moins visqueuse que l'émulsion originale sans bulle de gaz. Ce phénomène a été attribué à l'élongation des bulles de gaz, qui est facilitée par la viscosité élevée de l'émulsion eau-dans-huile.

Comme déjà mentionné, la présence de particules solides à l'interface (sable, agrégats, sels, etc.) peut stabiliser la mousse (Bauget *et al.* [2001], Binks *et al.* [2011], Sheng *et al.* [1997]). En outre, la création et la stabilité de la mousse peuvent également être renforcées dans les milieux poreux solides. Sheng *et al.* [1997] notent qu'une plus grande stabilité peut être atteinte dans un milieu poreux par rapport à ce qu'on observe en volumique dans un récipient. Cet effet est une conséquence du comportement mouillant du milieu poreux.

2.2.2. Tests spécifiques pour l'étude des mousses pétrolières

Les tests classiques pour l'étude de la mousse, comme le test d'agitation, de Ross-Miles ou le test de Bikerman que nous avons décrits précédemment (Section 1.6) sont normalement utilisés pour l'étude des mousses aqueuses. La plupart des pétroles étant très visqueux, il est très difficile d'adapter ces tests pour leur étude. Ils peuvent être seulement utilisés dans le cas des pétroles très fluides (Callaghan [1989]) ou avec des systèmes dilués (Delgado *et al.* [2008]).

Au début des années 80, Callaghan *et al.* [1985b] ont étudié la stabilité des mousses de pétrole brut à l'aide d'un tube de verre gradué équipé de deux disques en verre fritté placés à la base du tube, juste au-dessus de l'entrée de gaz. Les mesures sont initiées en versant une petite quantité de pétrole brut, juste suffisante pour recouvrir le disque supérieur, dans le tube. Le gaz est ensuite admis à un débit constant par le disque fritté et l'alimentation est coupée quand une mousse homogène est obtenue. Enfin, la hauteur de l'interface mousse / air est enregistrée en fonction du temps. Plus tard, Poindexter *et al.* [2002] ont étudié les facteurs qui contribuent à la formation de mousse du pétrole brut à l'aide d'un test de mousse dynamique similaire où le disque fritté est remplacé par un tube de dispersion de porosité moyenne (10-20 μm).

Cependant, ces types de tests ne reproduisent pas les conditions de formation des mousses pétrolières sur champ et ne sont donc pas les plus représentatifs.

Pour toutes ces raisons, des tests alternatifs ont été développés pour reproduire les conditions rencontrées avec les mousses pétrolières (Fraga *et al.* [2011] et Sheng *et al.* [1997]). En effet, la formation de mousse lors des opérations d'extraction du pétrole ou de séparation liquide/gaz est due à la dépressurisation rapide du fluide pétrolier qui provoque la nucléation massive de bulles de gaz dissous, comme celle observée dans le cas d'une bouteille de champagne que l'on secoue puis que l'on ouvre brutalement. Par conséquent les tests de laboratoire avec du pétrole brut nécessitent la prise en compte de ces conditions particulières. Ces tests consistent d'abord à saturer le pétrole brut sous pression avec le gaz choisi, puis à dépressuriser le système dans les conditions d'application requises. La saturation en gaz peut être accélérée par une agitation mécanique et la température contrôlée de façon à respecter les conditions de champ. A titre d'exemple, la Figure I-11 représente un schéma du dispositif expérimental de Sheng *et al.* [1997]. Dans ce test, un échantillon de pétrole brut (20 cm^3) est saturé avec du gaz à une pression élevée (typiquement méthane à 700 psig), puis transféré dans une cellule haute pression, équipée d'une fenêtre en verre et de graduations. Ensuite, la pression est soit réduite soudainement en libérant le gaz dans la cellule, ou réduite de façon linéaire à une pression inférieure en utilisant un contrôleur de pression. Les volumes d'huile

moussante et de gaz dispersés sont estimés par la mesure de la hauteur de mousse de pétrole brut en fonction du temps.

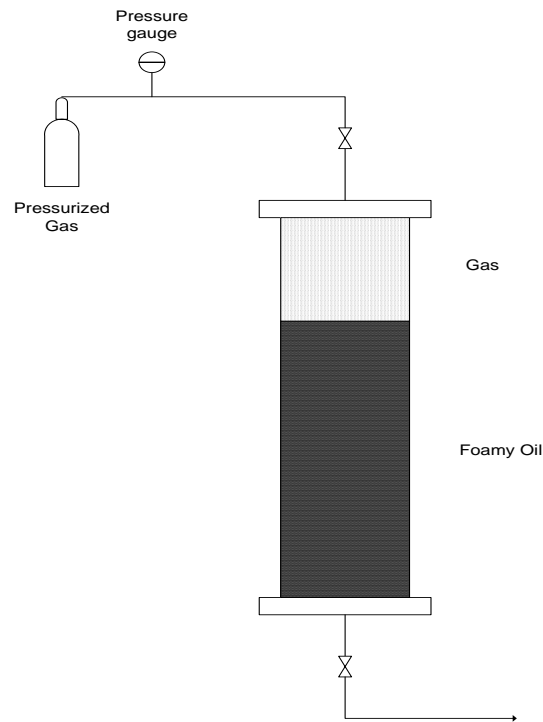


Figure I-11 Schéma du test de moussage de Sheng *et al.* [1997]

Très récemment, Rezende et ses collaborateurs (Rezende *et al.* [2011], Fraga *et al.* [2011]) ont évalué le démoussage de pétroles bruts brésiliens en présence d'additifs chimiques en utilisant ce type de test représentatif des conditions de fonctionnement rencontrées dans les séparateurs gaz / pétrole : 150 ml d'échantillon d'huile sont versés dans une cellule mise sous pression avec du gaz à la pression souhaitée et agitée dans une étuve à rouleau chauffée. Cette cellule est ensuite dépressurisée et la mousse résultante est recueillie dans un cylindre gradué placé à la sortie, ceci jusqu'à un volume fixé de mousse. L'évolution de la hauteur de l'interface mousse / air est enfin enregistrée en fonction du temps.

Notons qu'après la génération de la mousse, la plupart des méthodes expérimentales étudient l'évolution de la hauteur des interfaces gaz/mousse et mousse/huile par des mesures optiques. Pour les systèmes aqueux et non aqueux transparents, ces interfaces sont facilement mesurables mais dans le cas des huiles pétrolières qui sont des systèmes opaques voire totalement noirs, ces mesures peuvent s'avérer difficiles. C'est pourquoi certains auteurs ont développé d'autres techniques telles que des capteurs de mesure de la capacitance électrique pour la détection et le suivi de l'évolution des mousses huileuses (Pacho et Davies [2003]).

Comme pour les systèmes aqueux, l'importance de la détermination des propriétés rhéologiques interfaciales est bien reconnue. (Langevin [2000], Bauget *et al.* [2001], Cohen-

Addad *et al.* [2013]). Les molécules tensioactives sont adsorbées à l'interface gaz-liquide et réduisent la tension superficielle. La dilatation de ces surfaces crée des gradients de concentration en agent tensio-actifs et donc des gradients de tension qui s'équilibrent avec les contraintes visqueuses volumiques à la surface. Ceci conduit à un entraînement du fluide (effet Marangoni) pour rétablir l'équilibre de concentration en agent tensio-actif. La résistance à la déformation de l'interface peut être très forte, jusqu'à se comporter comme une interface déformable mais rigide incompressible. A l'inverse, un écoulement significatif de la surface sous l'application d'une contrainte indique une mobilité interfaciale. Pour les interfaces de type liquide ayant un comportement newtonien, la loi de Boussinesq-Scriven relie la contrainte au taux de déformation de la surface par la viscosité dilatationnelle de surface et la viscosité de cisaillement de surface. Pour les interfaces de type élastique, cette relation est décrite par une loi de Hooke généralisée avec un module élastique dilatationnel de surface et un module de cisaillement de surface (Cohen-Addad *et al.* [2013]). Il est également intéressant de noter que la mobilité / rigidité de surface dépend de la nature des tensioactifs. Callaghan *et al.* [1983] ont montré que la rhéologie dilatationnelle de surface des pétroles est en lien avec la stabilité des mousses. Ils ont également démontré que l'addition de tensioactifs antimousses affecte la rhéologie de surface du système gaz/huile. Bauget *et al.* [2001] ont étudié l'effet de la concentration en résines et asphaltènes sur les propriétés rhéologiques interfaciales de solutions de toluène. Pour des concentrations en poids de l'ordre de 10% en asphaltènes, ils ont observé un changement dans les propriétés de la mousse corrélé avec une augmentation du module élastique (mesuré par la technique de la goutte oscillante) et la floculation des asphaltènes. Ils suggèrent que l'apparition des clusters d'asphaltènes crée une interface rigide qui limite le cassage des bulles et renforce la stabilité des mousses.

En dehors de ces caractérisations sur la formation et la stabilité des mousses pétrolières, on peut citer des études spécifiquement menées sur le comportement rhéologique des huiles moussantes. Abivin *et al.* [2009a] ont étudié les propriétés rhéologiques d'une huile brute moussante à l'aide d'un rhéomètre à contrainte imposée sous pression. Des échantillons d'huile vivante ont été obtenus par recombinaison d'une huile morte avec du méthane à l'intérieur de la cellule sous pression du rhéomètre. Des mesures rhéologiques ont été réalisées sur l'huile moussante après dépressurisation. Deux régimes différents ont été signalés : dans le premier, sous faible taux de cisaillement, les bulles restent sphériques et induisent une augmentation de la viscosité relative de la mousse; dans le second, sous taux de cisaillement élevé, la présence de bulles allongées conduit à une diminution de la viscosité apparente de la mousse dans le sens de l'écoulement, ce qui facilite la production de pétrole et son transport. Les auteurs

suggèrent que l'huile moussante se comporte comme un matériau anisotrope, sa viscosité étant réduite dans le sens de l'écoulement, ce qui facilite son transport, et augmentée dans la direction normale, ce qui contribue à maintenir les bulles dispersées dans l'huile. Dans un article ultérieur (Abivin *et al.* [2009b]), le même type de comportement a été démontré en présence de gouttelettes d'eau (émulsion eau dans huile).

2.3. Antimousses et démoussants dans l'industrie pétrolière

Le traitement des mousses non désirées dans l'industrie n'est pas simple et de très grands efforts ont été faits pour la prévention et le cassage des mousses dans l'industrie pétrolière. Les mousses pétrolières peuvent en effet réduire de façon catastrophique la capacité de production, endommager les équipements et générer de gros problèmes de séparation gaz/huile. Fransen *et al.* [2009] ont exposé les problèmes les plus couramment rencontrés dans l'industrie pétrolière, notamment au niveau des séparateurs en production (traitement du pétrole brut), de l'adoucissement du gaz (procédé aux amines) et de la déshydratation du gaz (procédé au glycol). Si on se réfère à la problématique spécifique au pétrole brut, on note que (Shaban [1995]) :

- Le volume de la mousse peut être plus grand que le volume du liquide, ce qui se traduit par un surdimensionnement des équipements,
- Les contrôles mécaniques de niveau liquide sont rendus difficiles par la présence de trois phases au lieu de deux,
- Les séparateurs non contrôlés provoquent l'entraînement de gaz dans le liquide et/ou de liquide dans la sortie gaz.

Il y a plusieurs méthodes utilisées dans le contrôle des mousses, comme le cassage mécanique, l'élimination des agents moussants, l'utilisation d'unités spécialement conçues pour éviter la formation de mousses ou la pulvérisation d'eau sur la mousse (Barigou [2001], Chin *et al.* [1999]). Cependant, la méthode la plus utilisée dans l'industrie est l'ajout d'agents antimousses et démoussants (Bergeron [2003 et 1997b], Colbert [1981], Karakashev et Grozdanova [2012], Rezende *et al.* [2011], Stevenson [2012], Wylde [2010]). Dans le cas des huiles moussantes, ce sont généralement des huiles silicones, et en particulier les PDMS qui sont utilisés, ou des fluorosilicones pour les cas les plus sévères.

Comme nous l'avons déjà mentionné dans la section précédente sur les mousses aqueuses, la littérature sur les antimousses utilisés en milieu non aqueux est très pauvre. Il est donc légitime de se poser la question suivante : est-ce que les additifs les plus couramment utilisés dans les mousses aqueuses peuvent être également utilisés dans les systèmes non aqueux ? On

peut tenter de répondre à cette question en considérant les mécanismes et les critères physico-chimiques de base impliqués dans le cassage des mousses et décrits dans la section 1.5.

Si on considère les valeurs de tension superficielle dans les fluides non aqueux, il n'est pas évident que les additifs traditionnels puissent répondre aux critères pour ces mécanismes. Pour évaluer cela, les valeurs typiques de tension superficielle pour l'eau, les huiles et les antimousses type PDMS sont regroupées dans le Tableau I-2, associées aux valeurs des coefficients d'entrée, d'étalement et de pontage, E, S et B respectivement (Tableau I-3) :

Tableau I-2 Valeurs typiques de tension superficielle, où g désigne la phase gaz, h la phase huile, s l'huile silicone et e la phase aqueuse

Tension superficielle	Gamme de valeurs (mN/m)
$\sigma_{e/g}$	72 à 30
$\sigma_{e/s}$	4 à 39
$\sigma_{h/g}$	23 à 36
$\sigma_{h/s}$	1,5 à 5
$\sigma_{s/g}$	20

Tableau I-3 Valeurs pour les coefficients d'entrée E, étalement S et pontage B

Système aqueux		Système huileux	
$E_{s/e}$ (mN/m)	14 à 91	$E_{s/h}$ (mN/m)	4,5 à 21
$S_{s/e}$ (mN/m)	-29 à 48	$S_{s/h}$ (mN/m)	-2 à 14
$B_{s/e}$ (mN/m) ²	516 à 6350	$B_{s/h}$ (mN/m) ²	131 à 921

Comme on peut le voir dans le Tableau I-3, il existe une très grosse différence entre les coefficients pour les systèmes aqueux et non aqueux, mais les critères fondamentaux pour le cassage des films peuvent être cependant respectés dans le cas des mousses pétrolières, montrant que les antimousses à base de silicone peuvent être efficaces pour casser les mousses pétrolières. Comme dans le cas des mousses aqueuses, cela ne garantit pas un cassage de la mousse mais fournit une base pour l'utilisation de ce type d'antimousse avec le pétrole. Il faut noter que d'autres considérations doivent être prises en compte, comme la solubilité de l'antimousse dans l'huile, la présence de gels et de particules à l'interface gaz/huile ainsi que les effets que l'additif peut avoir dans le post-traitement du pétrole, notamment en raffinage.

L'expérience industrielle confirme que les huiles silicones sont efficaces dans le contrôle des mousses pétrolières et sont de loin les produits les plus utilisés (Colbert [1981], Prud'homme et Khan [1996], Schramm [1994]). Dans certains cas cependant, quand des mousses très

stables se forment, il est préférable d'utiliser des fluorosilicones, qui sont plus efficaces mais également beaucoup plus coûteux. D'autres molécules peuvent agir comme antimousses, notamment les esters de phosphate, les savons métalliques d'acides gras, les composés sulfonés, les amides, polyglycols, éthers de glycol et alcools (Colbert [1981]). L'avantage principal est environnemental car ils sont plus biodégradables que les silicones et de plus, leur impact sur les catalyseurs de raffinage est moindre. Par contre, ils s'avèrent en général moins efficaces que les silicones et sont plus solubles dans l'huile. Dans une étude récente, Wylde [2010] a étudié une dizaine d'antimousses non siliconés dans une huile lourde du North Alberta dilué avec 10% d'heptane. D'après ses essais, seuls le sulfosuccinate de sodium et une dispersion d'alcools gras à longue chaîne dans l'eau ont montré un effet significatif sur site.

Il est important de noter que jusqu'à présent tous ces additifs ont été testés selon une approche essais/erreurs sans ligne directrice claire. L'optimisation ainsi que les stratégies plus efficaces d'utilisation de ces produits nécessitent donc des études systématiques approfondies des mousses pétrolières.

3. Conclusion

Bien que moins fréquentes que les mousses aqueuses, les mousses non aqueuses sont rencontrées dans de nombreuses applications industrielles. La majeure partie des travaux sur la compréhension des mousses a été conduite sur les systèmes aqueux mais de nombreux concepts sous-jacents concernant la formation et la stabilité des mousses peuvent s'appliquer aux systèmes non aqueux. Dans les deux types de systèmes, une viscoélasticité de surface élevée, et les obstacles qui empêchent le cassage des films de mousse favorisent la stabilité de la mousse. Cependant, la faible tension de surface gaz/liquide des systèmes non aqueux limite l'adsorption à l'interface gaz / liquide et réduit la possibilité de générer des films de mousse stables. Certains tensioactifs de spécialité peuvent néanmoins garantir la stabilité d'une mousse à base d'huile et certaines particules présentant des propriétés de mouillage adéquates peuvent s'adsorber à l'interface et bloquer la rupture du film de mousse. En outre, les systèmes liquides binaires et condensés multiphasiques se sont avérés efficaces dans la stabilisation des mousses non aqueuses. L'extension de ces principes aux différents types de fluides non aqueux devrait conduire à de nouveaux systèmes moussants et à de nouvelles applications.

C'est dans l'industrie pétrolière que l'on rencontre des systèmes moussants non aqueux parmi les plus complexes et problématiques. Les huiles lourdes bitumineuses ou asphalténiques peuvent facilement mousser lors de la dépressurisation observée dans les opérations de séparation de gaz. Sans traitement, ces mousses peuvent persister pendant plusieurs heures ou jours et causer des dommages aux différents équipements (corrosion, cavitation, perte d'efficacité...). Pour cette raison, il est essentiel d'utiliser des additifs qui empêchent la formation de mousse (agents antimousse) ou qui détruisent les mousses déjà créées (agents démoussants). À ce jour, la plupart des additifs disponibles ont été optimisés pour les systèmes à base aqueuse et alors qu'ils peuvent être efficaces sur certaines mousses de pétrole brut, certaines particularités du pétrole brut doivent être prises en compte pour développer de nouvelles formulations plus robustes pour le contrôle de la mousse. Le premier obstacle à une telle démarche est le manque de méthodologies expérimentales validées pour l'étude de la moussabilité des pétroles bruts dans des conditions représentatives de leur exploitation. C'est pourquoi on se propose dans cette thèse de développer un test de moussage des pétroles par dépressurisation représentatif de ce que l'on observe industriellement, ceci afin de comparer les propriétés de moussage /démoussage des pétroles et de pouvoir étudier l'action des additifs antimousse et démoussant. L'objectif est d'avoir une méthodologie rigoureuse d'étude de ces systèmes complexes, afin d'optimiser les méthodes de développement et de sélection des additifs antimousses et démoussants.