La récupération améliorée du pétrole

La production d'un gisement pétrolier se déroule généralement en trois étapes, dont les deux premières permettent de récupérer en moyenne 30 % des réserves d'hydrocarbures [1]. Ces réserves se trouvent enfouies à plusieurs kilomètres à des températures et des pressions parfois extrêmes.

La première étape de production (ou récupération primaire) consiste à générer au fond des puits de pétrole ou de gaz une pression inférieure à la pression du réservoir. Ainsi sous l'effet de la différence de pression, les hydrocarbures vont se diriger vers le puits et remonter à la surface. Au bout d'un certain temps, la pression du gisement diminue et la différence de pression ne suffit plus à la remontée.

Le taux de récupération primaire se situe autour de 5 % OOIP (OOIP pour Original Oil in Place ou l'huile présente initialement dans le gisement) pour les bruts lourds et peut atteindre 25% OOIP sur certains gisements de pétrole léger, très fluide [1].

On entre alors dans une seconde étape, la récupération secondaire ou IOR (Improved Oil Recovery). On injecte de l'eau ou du gaz à la base du gisement pour balayer le plus de surface possible et pousser l'huile vers les puits de production tout en maintenant la pression dans le réservoir. L'IOR devient insuffisant lorsque le rapport eau injectée/pétrole produit est trop important. La récupération moyenne après cette étape se situe autour de 30 % OOIP.

Une troisième étape dite de Récupération Assistée du Pétrole (Enhanced Oil Recovery : EOR) peut permettre la récupération d'une partie du pétrole restant (entre 5 % et 20 % OOIP), grâce à des méthodes dont la caractéristique principale est de changer les propriétés de mobilité de l'huile dans le réservoir par des procédés thermiques ou chimiques. [1;2]

Ces procédés utilisés en récupération tertiaire sont généralement complexes et coûteux, ce qui ne rend cette étape viable économiquement que dans des conditions de prix du pétrole élevé.

1.1.1 Aspect historique :

Entre octobre et décembre 1973 éclata le premier "choc pétrolier" de l'histoire. Jusqu'aux années 1970, les grandes compagnies pétrolières imposent aux pays producteurs de pétrole des prix faibles où le baril de pétrole vaut moins de 2 \$. Au début des années 1970 la forte demande de pétrole des pays industrialisés et la découverte de nouveaux gisements en Alaska et en mer du Nord (dont les coûts d'exploitation élevés nécessitent une hausse des prix pour être rentables), créent des circonstances favorables aux pays pétroliers pour augmenter les prix.

Un deuxième facteur est le conflit israélo-arabe. Suite à cet événement, le prix du pétrole est multiplié par plus de quatre et passe de 2,59 \$/baril en octobre 1973 à 11,65 \$/baril en décembre 1973, en référence au brut léger arabe [3]. A cette époque, on opérait surtout selon les techniques de récupération primaire, mais à partir du moment où les prix ont augmenté (entre 40 \$ et 65 \$ le baril entre 1974 et 1981) [3], les compagnies ont cherché à mettre au point des techniques de récupération assistée afin d'augmenter le coefficient de récupération. Par la suite, la chute des prix du pétrole dans les années 1980 a rendu non rentable économiquement l'utilisation de ces techniques de récupération améliorée.

Avec un prix moyen du pétrole autour de 65 \$/baril pour l'année 2009, l'EOR redevient maintenant une option raisonnable économiquement. L'augmentation de 1 pour cent du taux de récupération correspond à 2 ans de consommation au rythme actuel. Ces facteurs expliquent pourquoi les estimations des économistes du pétrole pour les années à venir (Figure 1), prédisent à l'EOR un futur plein d'opportunités d'expansion.



Figure 1: Consommation d'huile projetée à 2030 et proportions des sources de production estimées. L'EOR représente une fraction importante de l'huile produite dans ces estimations. D'après [4]

1.1.2 Aspect technique

Normalement, le pétrole qui ne peut pas être extrait par la récupération primaire ni par la récupération secondaire reste fixé dans la roche par action des forces capillaires (cas de réservoirs de pétrole léger) ou bien du fait des viscosités très élevées (cas des bruts lourds ou des sables bitumineux). C'est à dire, qu'il reste dans le puits une quantité d'huile importante qui est mesurée par une quantité appelée la "saturation d'huile". La récupération tertiaire vise alors à pousser plus efficacement le brut vers les puits producteur.

En général, les méthodes de récupération tertiaire sont divisées en méthodes thermiques (très utilisées et efficaces dans la récupération de bruts lourds) et en méthodes non thermiques (pour la récupération de bruts légers) elles mêmes classées en miscibles, immiscibles et chimiques. [1]

Les méthodes chimiques, bien que relativement peu utilisées à grande échelle jusqu'à maintenant, consistent à injecter dans le puits des formulations chimiques qui ont pour objectif principal d'améliorer la mobilité de l'huile à l'échelle macroscopique et/ou de remobiliser l'huile résiduelle bloquée dans le réservoir en diminuant la tension interfaciale

entre la phase aqueuse et l'huile en place. Ces techniques sont considérées comme des stratégies adéquates pour de nombreux gisements d'huiles légères, mais leur coût est élevé.

Des formulations très diverses peuvent être utilisées : des polymères ("*polymer flooding*"), des tensioactifs, des solutions micellaires, des alcalins et des mélanges entre ces composants, comme les formulations ASP (ASP pour injection successive d'alcalins, de surfactants et de polymères).

1.1.3 Mécanismes physiques liés à la récupération tertiaire

Avec la récupération primaire ou spontanée, on induit un écoulement successif ou simultané d'huile, de gaz et d'eau salée du gisement vers les puits producteurs et la surface. Mais dès que la pression du gisement devient insuffisante, la production diminue et le pétrole résiduel reste piégé dans le gisement. Des méthodes de récupération secondaire entrent alors en jeu, comme l'injection d'eau ou de gaz pour maintenir la pression et déplacer l'huile, ce qui permet d'accroître la production et donc de diminuer la fraction d'huile restant dans le gisement. Toutefois, à un moment donné, cette deuxième étape atteindra un palier et une quantité d'huile résiduelle restera piégée dans le puits.

Outre le pétrole, des quantités importantes d'eau et même de gaz restent piégées. La nature de la roche-réservoir peut avoir une affinité avec le pétrole (dite hydrophobe) ou avec l'eau qui l'accompagne (dite hydrophile) ; cette affinité est plus ou moins marquée selon la composition de la roche. Dans ces conditions, la rétention du pétrole dans la roche est liée aux forces capillaires ; la mobilisation de cette huile résiduelle, implique généralement l'injection de fluides complexes pour vaincre les forces capillaires.

Une représentation simplifiée de cette situation implique au moins une surface solide (la roche) et deux fluides immiscibles (pétrole et eau) dont les quantités sont non négligeables. En condition d'équilibre, une goutte de pétrole reste piégée par l'eau qui est autour d'elle par l'effet de la **capillarité**. Cependant, comme le montre la Figure 2, les conditions de piégeage sont différentes selon la nature de la roche et dépendent des **tensions interfaciales** entre les trois phases qui coexistent. Pour caractériser cette affinité, nous pouvons mesurer un **angle de contact** entre ces phases, par exemple entre la goutte de pétrole et la surface solide. Par la suite, nous aborderons en détail toutes ces notions qui expliquent comment une goutte d'huile est piégée dans des conditions statiques.



Figure 2 : Schéma des portions de roche partiellement remplies d'eau et de gouttes de pétrole. À gauche, dans une roche qui a une affinité au pétrole. À droite, dans une roche qui a une affinité à l'eau. L'eau injectée (de gauche à droite) trouve des conditions plus ou moins favorables pour déplacer le pétrole piégé selon cette affinité.

Pour récupérer le pétrole qui est piégé dans la roche, il est nécessaire de mettre le système en mouvement (Figure 2). Initialement il existe dans la roche une fraction de chaque fluide définie comme la **saturation**, qui va diminuer au fur et à mesure de l'injection d'un fluide extérieur (par exemple de l'eau). L'injection d'eau ou de gaz lors de la récupération secondaire et de formulations chimiques au cours de la récupération tertiaire modifie considérablement les équilibres entre ces fluides à différentes échelles, de même que les propriétés des écoulements.

Chaque roche se comporte d'une façon différente lors du passage des fluides et sa résistance à l'écoulement est inversement proportionnelle à une caractéristique qui est la **perméabilité**. Chaque fluide a de même une capacité à s'écouler lors du passage à travers la roche qui est représentée par la **mobilité**. Dans une situation idéale, un système avec une haute perméabilité, ou avec une mobilité de la phase huile (pétrole) élevée, conduira à une réduction significative de sa **saturation** dans la roche. Ces concepts sont abordés plus en détail dans la suite du manuscrit.

Pour mesurer l'efficacité liée à ces processus de déplacement de l'huile par une phase aqueuse (avec ou sans additifs) en extraction pétrolière, différentes échelles peuvent être considérées. À l'échelle macroscopique, les facteurs qui affectent le déplacement dépendent des caractéristiques de la roche (composition, porosité, hétérogénéités, etc.) ainsi que du rapport de mobilité entre le fluide qui déplace et le fluide qui est déplacé [2]. À l'échelle du pore, plusieurs facteurs interviennent, dont la mouillabilité de la roche, les forces visqueuses et les forces capillaires.

En conclusion, après la récupération secondaire, une quantité d'huile (saturation résiduelle) reste piégée dans le réservoir. Certaines quantités d'huile restent sur la paroi des pores, d'autres bloquent certains pores – complètement ou partiellement – avec l'apparition de

chemins préférentiels. La récupération tertiaire peut intervenir au niveau de l'échelle du pore sur les équilibres entre la mouillabilité de la roche, les forces capillaires (dépendant des tensions interfaciales entre les phases) qui tendent à piéger l'huile, et les forces visqueuses qui contribuent à la mobiliser afin de diminuer cette saturation résiduelle. La compréhension des phénomènes de piégeage et d'écoulement diphasique dans un milieu poreux est nécessaire pour optimiser les processus de récupération améliorée du pétrole.

1.1.3.a Piégeage d'une goutte dans un système diphasique : forces capillaires

Une goutte de pétrole reste piégée dans une roche par effet des forces capillaires. Pour comprendre la nature de ces forces, il faut d'abord définir la grandeur physique qui est à son origine : la tension superficielle.

Tension superficielle :

D'un point de vue physique, la tension superficielle σ est la force de tension appliquée par les molécules placées au sein d'un fluide sur les molécules qui sont placées à sa surface du fait de la différence entre les forces de cohésion sur chaque catégorie de molécules. En effet, une molécule au sein du fluide bénéficie des attractions de toutes ses voisines, alors qu'une molécule située à la surface bénéficie seulement de la moitié de ces attractions. Les forces d'attraction augmentent en même temps que la tension superficielle.

Lorsqu'un système est constitué de deux phases condensées, on parle de **tension interfaciale** (nous allons garder par la suite la même dénomination que pour la tension superficielle) qui peut être considérée comme une mesure de l'immiscibilité entre deux liquides ou bien comme la force nécessaire pour créer de la surface entre ces deux liquides immiscibles. La tension interfaciale traduit donc l'amplitude des forces d'attraction internes ; plus ces dernières sont élevées, moins les fluides vont vouloir « partager » l'interface.

Une définition mécanique peut être proposée (Figure 3) : une expérience classique pour définir la tension superficielle consiste à représenter un film de liquide supporté par un cadre rectangulaire dont l'un des côtés est mobile.



Figure 3 : Expérience mettant en évidence le phénomène de tension superficielle [5]

Si l'on relâche la barre mobile, celle-ci se déplace de façon à diminuer la surface du film liquide ; pour maintenir la barre en place il faut exercer une force F proportionnelle à la largeur l du cadre. Pour accroître la surface d'une quantité dS = ldl, l'énergie nécessaire est le travail W de la force F :

$$dW = Fdl = 2\sigma ldl = 2\sigma dS \tag{1.1}$$

La force de traction agissant sur un élément de surface situé dans un plan tangent à la surface qui s'oppose à l'augmentation de celle-ci est traduite par la tension superficielle entre le liquide et l'air. Quand deux phases (gaz - liquide, liquide - liquide, gaz - solide ou liquide - solide) sont en contact, les forces entre les molécules le long de cette interface sont déséquilibrées, et ce déséquilibre engendre une énergie de l'interface.

La valeur de la tension superficielle à 20 °C de l'eau est de 72,8 \pm 0,1 mN/m, celle d'une huile légère se situe autour de 50 mN/m. Dans un gisement la tension interfaciale entre une saumure (phase aqueuse) et l'huile est de l'ordre de 30-40 mN/m [6].

Mouillabilité et angle de contact :

Comme nous l'avons précisé dans le paragraphe précédent, une valeur élevée de tension interfaciale est synonyme de haute immiscibilité entres deux phases liquides. Cependant, il existe aussi un paramètre géométrique pour mesurer l'affinité entre la phase solide et une phase liquide, à savoir l'angle de contact θ .

Pour commencer, demandons nous si l'étalement d'une goutte de liquide est favorable sur une surface solide (Figure 4) : il faut d'abord comparer l'énergie de la surface solide (E_s) dans le cas où elle est seule $E_s = \Lambda_{SO}$ ou recouverte d'une couche de liquide $E_{SL} = E_{SL}(\Lambda_{SL})$, de telle façon que l'interaction entre les deux interfaces soit négligeable (film macroscopique).



Figure 4 : Schéma des énergies interfaciales pour une surface recouverte ou non de liquide

avec : Λ_{LO} = Énergie interfaciale entre le liquide et le vide,

À gauche, l'énergie de surface est $E_{SL} = \Lambda_{LO} + \Lambda_{SL}$ et à droite $E_S = \Lambda_{SO}$

La présence du film est favorable si $E_{SL} < E_S$. Introduisons le paramètre d'étalement $So = E_S - E_{SL}$; si So > 0, la présence du film est favorable et représente une surface complètement mouillée. Si So est négatif, le film ne s'étale pas et il en résulte une calotte sphérique qui s'appuie sur le substrat avec un angle de contact (θ): on parle d'une mouillabilité partielle. [5]



Figure 5 : Deux gouttes d'huile dans l'eau. A gauche, sur une surface hydrophile, à droite sur une surface hydrophobe

La valeur de l'angle de contact permet d'identifier quelle phase « mouille » une roche dans un gisement. Dans le cas de la Figure 5, si l'angle est inférieur à 90°, on dit que l'eau mouille la surface ; dans le cas contraire, c'est le brut qui mouille la surface.

Même si dans la plupart des cas, les roches sont naturellement plus mouillables à l'eau, la mouillabilité est affectée de façon assez importante pendant le procédé, du fait de l'adsorption et de la désorption des constituants de l'huile et des additifs utilisés.

Pour le calcul de l'angle de mouillage, nous prenons une goutte d'un fluide (par exemple de l'huile, que nous allons noter par la suite avec le sigle O, de l'anglais Oil) qui est

immergée dans un autre fluide immiscible (par exemple de l'eau, que nous allons noter par la suite avec le sigle W, de l'anglais Water). En présence d'une surface solide S on a un équilibre de forces, relié aux différentes tensions interfaciales (Figure 6).



Figure 6 : Équilibre des forces dans un système Eau(W)-Huile(O)-Roche(S) mettant en évidence les forces entres les trois phases.

L'équilibre des forces appliquées le long de la ligne triple, et projeté sur \hat{i} donne l'équation d'Young [5] :

$$\sigma_{sw} + \sigma_{so} = \sigma \cos\theta \qquad (1.2)$$

Capillarité

D'un point de vue simple, la capillarité est le phénomène physique par lequel un liquide tend à monter le long d'un tube étroit ou à imbiber spontanément un corps poreux. Ces effets capillaires résultant du saut de pression lorsqu'une interface courbe est traversée. Prenons par exemple une goutte d'huile de rayon r (phase 0) entourée d'eau (phase 1) et supposons que l'on veuille faire grossir cette goutte (Figure 7) : pour cela, il faut déplacer l'interface eau/huile :



Figure 7 : Goutte d'huile dans l'eau. Le phénomène de surpression se produit entre les deux phases

La déformation de la goutte implique de fournir un travail associé a la variation de volume de la goutte, un travail associé a la variation de volume de l'eau qui l'entoure et une variation d'énergie interfaciale entre les deux liquides :

$$dW = -P_0 dV_0 - P_1 dV_1 + \sigma dA$$
 (1.3)

A l'équilibre dW = 0. En outre on a :

 $dV_0 = -dV_1 = dV$. Pour une sphère on a : dV/dA = 2r et on obtient $\Delta P = 2\sigma/r$. Cette différence de pression est la surpression dans la goutte d'huile et montre que d'autant que la tension interfaciale est grande une goutte piégée dans un milieu aqueux est plus difficile a déplacer car pour ce faire il faudra d'abord la déformer. Cette relation écrite d'une façon plus générale est connue comme l'équation de Young-Laplace [5;7] :

$$\Delta P = \sigma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \tag{1.4}$$

ou r_1 et r_2 sont les deux rayons de courbure principaux associés a l'interface.

Une fois connus les mécanismes selon lesquels une goutte d'huile peut être piégée dans un puits et les grandeurs physiques qui caractérisent les conditions de piégeage, nous pouvons détailler les conditions de déplacement de fluides immiscibles.

1.1.3.b Écoulement simultané de fluides immiscibles en milieux poreux

Tout fluide qui s'écoule librement dans un espace confiné est soumis à des forces qui favorisent ou qui retardent ledit écoulement. La force motrice par excellence est la chute de pression (ΔP) imposée au fluide et réciproquement, la principale force retardatrice est la perte d'énergie due à la friction entre le fluide et les parois de l'espace confiné.

Cependant, l'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux présente une complication supplémentaire représentée par le solide qui doit être traversé. Soumis à la même chute de pression imposée, un fluide qui s'écoule dans un milieu poreux composé de sable se déplace différemment si le milieu poreux est composé d'argile. La loi de Darcy [8] exprime la relation entre la vitesse moyenne d'écoulement du fluide (V) et la perte de charge par unité de longueur (dP/dl) en fonction de la résistance inhérente à l'écoulement du fluide

qui est sa viscosité (η) et en fonction d'une caractéristique propre au matériau traversé qui est définie comme la perméabilité (k) de ce matériau.

$$V = \frac{k}{\eta} \frac{dP}{dl}$$
(1.5)

La perméabilité est donc une caractéristique liée à un matériau solide – dans notre cas la roche – et représente la capacité de ce matériau à être traversé par un fluide sans altérer sa structure interne. Si la quantité de fluide – proportionnelle à sa vitesse moyenne – qui peut traverser le matériau est importante, le solide est dit perméable ; dans le cas contraire, il est dit peu perméable, voire imperméable. Sa valeur est souvent déterminée expérimentalement suivant la loi de Darcy.

Si nous ajoutons un deuxième fluide immiscible, les conditions d'écoulement seront modifiées en fonction des affinités entre chaque fluide et le milieu poreux qui sera traversé. Avant d'entreprendre la résolution de ce cas particulier, il est judicieux de définir le terme de saturation que nous avions introduit précédemment.

Les saturations S_i d'huile (S_o) et d'eau (S_w) représentent respectivement les fractions volumiques occupées par chaque fluide dans les pores.

$$S_W = \frac{W}{W + O}\Big|_{pore}$$
(1.6)

$$S_O = \frac{O}{W + O}\Big|_{pore} \tag{1.7}$$

Souvent, ces dernières sont mesurées avant et après l'application d'un processus de récupération pour obtenir une mesure de son efficacité. En particulier, la saturation d'huile résiduel (S_{OR}) est un paramètre largement utilisé pour caractériser l'efficacité des processus de récupération amélioré.

En pratique, il est possible de déterminer la variation de certaines caractéristiques (la pression capillaire, la tension interfaciale et la longueur caractéristique du milieu qui, dans notre cas, est le diamètre de pore) en fonction des saturations, avec des outils d'analyse connus, comme les courbes de drainage-imbibition [6].

Ainsi, quand deux fluides traversent un même solide, nous pouvons définir une **perméabilité partielle** k_i de chaque fluide. Cette grandeur représente la facilité à s'écouler de ce liquide en particulier sous un gradient de pression imposé dans l'écoulement global.



Figure 8 : La perméabilité relative d'un fluide dans un écoulement multiphasique (à gauche, gris obscur pour l'huile et gris claire par l'eau), peut être exprimée en fonction des perméabilités partielles des fluides en écoulement simple (à droite).

Prenons l'exemple d'une certaine quantité d'huile (O) et d'eau (W) transportées dans un matériau solide de perméabilité k (Figure 8). k_w et k_o seront respectivement les perméabilités de la roche si ces deux fluides s'écoulent individuellement sous un gradient de pression dP/dL

$$k_i = \frac{V_i \eta_i}{\left(\frac{dP}{dl}\right)} \tag{1.8}$$

Cependant, quand ces deux fluides s'écoulent ensemble, et, pour garder une référence unique (la perméabilité absolue de la roche), il est courant d'utiliser la **perméabilité relative** kr_i représentée par le rapport entre la perméabilité partielle (k_i) d'un fluide à une saturation particulière (S_i) , et la perméabilité absolue du fluide (k), tel que:

$$kr_i = \frac{VS_i\eta_i}{k\left(\frac{dP}{dl}\right)} \tag{1.9}$$

Il est important de noter que, dans un gisement pétrolier, la géométrie des pores, la viscosité des fluides, et les forces en présence jouent un rôle important dans la perméabilité relative, et cette caractéristique impacte la mobilité des fluides dans le puits.

Cette **mobilité** M_i est définie comme la relation entre la perméabilité relative et la viscosité du fluide ; elle représente la fluidité d'une phase dans un milieu poreux particulier, c'est-à-dire sa facilité à s'écouler dans ce milieu.

$$M_i = \begin{pmatrix} kr_i \\ \eta_i \end{pmatrix} \qquad (1.10)$$

Comme cette relation apparaît quand deux (ou plusieurs) fluides s'écoulent, dans le domaine de la récupération améliorée, les processus de récupération sont caractérisés en fonction du ratio de mobilité M qui est la relation de mobilité entre le fluide qui déplace (fluide aqueux) et celle du fluide déplacé (huile) :

$$M = \frac{\begin{pmatrix} kr_w / \\ \eta_w \end{pmatrix}}{\begin{pmatrix} kr_o / \\ \eta_o \end{pmatrix}}$$
(1.11)

Si M est inférieur ou égal à 1, la phase plus « lente » ou moins fluide est celle qui déplace l'autre, ce qui permet un balayage efficace et donc une récupération importante. Inversement, si la phase qui déplace est plus « rapide » (M > 1), le phénomène de digitation visqueuse apparaît et rend le balayage inefficace, menant à une récupération très faible. Ce phénomène trouve son origine dans les variations de perméabilité, et peut être relié à l'instabilité de Saffman Taylor [9] qui survient dans une géométrie où la relation largeur/épaisseur est élevée, par exemple la géométrie de Hele Shaw.

Dans les conditions plus simples de déplacement diphasique (absence de milieux poreux) cette instabilité se produit spécifiquement au niveau de l'interface de deux fluides immiscibles quand la viscosité du fluide déplaçant est inferieur à celle du fluide déplacé. Elle se manifeste par la formation de doigts de fluide moins visqueux qui pénètrent à l'intérieur du fluide le plus visqueux.

Avant l'apparition de l'instabilité, la forme de l'interface est normalement maintenue par la tension interfaciale. Cependant, quand la surpression générée au niveau de l'interface est suffisamment grande, l'interface se déforme et les doigts apparaissent. Quand l'instabilité se déclenche, des doigts multiples commencent à évoluer, jusqu'à former un doigt principal (au détriment des multiples) si la vitesse est suffisamment élevée. Dans le cas d'une cellule Hele Shaw rectangulaire, le doigt principal occupe la moitié du canal [10].

Les situations de balayage efficace et de l'apparition de la digitation visqueuse sont représentées sur la Figure 9.



Figure 9 : Schéma d'un balayage avec des conditions de mobilité différentes. Une relation de mobilité M > 1 donne lieu au phénomène de digitation visqueuse.

À gauche, dans la situation initiale avec une saturation initiale en huile S_o entre A et B. Si $M \le 1$, le balayage efficace permet de réduire de façon importante la saturation d'huile (S_{OR}) dans le secteur AB. Cependant, si M > 1, le balayage déficient ne permet pas de réduire de façon significative la saturation d'huile dans le secteur AB (S_{OR}^*) .

Le fait de déplacer sélectivement l'huile piégée d'un puits et d'analyser l'efficacité de cette extraction prenant en compte chaque phénomène de façon indépendante est une tâche complexe. Mais il est possible d'établir une relation entre les forces qui entrent en jeu à l'échelle microscopique et l'efficacité du déplacement microscopique, ce qui sera fait dans la suite de ce chapitre.

1.1.3.c Équilibre entre forces visqueuses et forces capillaires :

Reprenons l'exemple d'une goutte d'huile entourée d'eau, où cette fois, l'eau s'écoule sur la longueur d'un canal, ce qui est à l'origine d'un cisaillement simple sur la goutte (Figure 10) :



Figure 10 : Représentation des forces agissant quand un fluide s'écoule autour d'une goutte immiscible

La phase aqueuse en écoulement exerce une contrainte visqueuse de magnitude $\eta \dot{\gamma}$ avec $\dot{\gamma}$ le gradient de vitesse - sur la goutte qui va réagir à cette déformation avec une réponse élastique proportionnelle à l'énergie de surface de la goutte (fonction de la déformation ε) $E = 2\pi r^2 \varepsilon^2 \sigma$. Les forces résultantes sont les forces visqueuses ($F_v = \pi r^2 \eta \dot{\gamma}$) liées au fluide déplaçant et les forces interfaciales ($F_I = 4\pi r \varepsilon \sigma$) qui retiennent le fluide déplacé dans une condition d'équilibre $F_v = F_I$ telle que la déformation peut être décrite au travers d'une construction adimensionnelle de la forme :

$$\varepsilon \propto \eta \dot{\gamma} r / \sigma$$
 (1.12)

Cet équilibre des forces visqueuses et capillaires peut être représenté par un nombre adimensionnel : le nombre capillaire (*Ca*), selon l'expression suivante :

$$Ca = \frac{V.\eta}{\sigma} \qquad (1.13)$$

avec \overline{V} = Vitesse moyenne d'écoulement

Le nombre capillaire permet une unification de la description de différents systèmes eau/huile/roche où les forces visqueuses et les forces capillaires entrent en jeu lors du déplacement de l'huile. Une approche de la récupération assistée du pétrole par ce nombre a présenté certains succès, même si divers phénomènes sont négligés [11]. D'un point de vue pratique, si le nombre capillaire est au-dessous de 10^{-6} , la récupération additionnelle est presque nulle. En revanche, si le nombre capillaire est au-dessus de 10^{-3} , la récupération peut être proche de 100 % [12;13]. (voir Figure 11)



Figure 11 : Relation entre la saturation résiduelle et Ca. D'après [12]

On aurait donc tendance à vouloir augmenter la viscosité ou la vitesse pour accroître la récupération. Cependant, l'augmentation de la vitesse du fluide déplaçant a pour limite l'apparition du phénomène de digitation visqueuse (problème de mobilité, cité auparavant) ; l'augmentation de la viscosité d'un autre côté sera limitée par la pression nécessaire pour pomper le fluide déplaçant. Ce qui laisse le plus de marge de manœuvre est la réduction de la tension interfaciale avec l'utilisation de tensioactifs.

En conclusion, quelle que soit la méthode utilisée dans la récupération améliorée du pétrole, il faudra s'efforcer d'augmenter les forces visqueuses ou de diminuer les forces capillaires (ou bien les deux), en affectant le moins possible le coût de la production.

1.2 EOR Chimique, injection de polymères (*polymer flooding***)**

L'EOR chimique, utilisé principalement dans les gisements de bruts légers, consiste en l'utilisation de formulations qui permettent de déplacer l'huile en diminuant le rapport de mobilité (échelle macroscopique), et/ou en diminuant la tension interfaciale pour réduire les forces capillaires qui piègent l'huile résiduelle (échelle microscopique). Des formulations très diverses peuvent être utilisées : des polymères, des tensioactifs, des solutions micellaires, des alcalins et des mélanges entre ces composants, comme les formulations ASP (injection successive d'alcalins, de surfactants et de polymères).

Un des procédés les plus simples est l'addition de polymères pour augmenter la viscosité de l'eau à injecter, procédé connu comme le « polymer flooding ». L'injection d'un mélange eau-polymères va simplement augmenter la viscosité de l'eau d'injection (*water flooding*) afin d'améliorer le rapport de mobilité par une augmentation des forces visqueuses, même si l'efficacité au niveau microscopique (mobilisation de l'huile piégée) n'est théoriquement pas modifiée. En effet, l'augmentation de viscosité n'est théoriquement pas suffisante à elle seule pour contrebalancer les forces capillaires et contribuer au dépiégeage des gouttes d'huiles résiduelles.

La mobilité M du système est effectivement diminuée comme on peut le constater dans l'équation (1.11), ce qui favorise le déplacement ; cependant, les conditions de piégeage (relatives à la tension interfaciale σ entre l'huile et la phase aqueuse) sont théoriquement équivalentes à une récupération secondaire (injection d'eau). La saturation d'huile résiduelle n'est donc pas diminuée dans le puits, mais la quantité de fluide nécessaire pour la déplacer est plus faible. Voyons cela avec un exemple (Figure 12)



Figure 12 : Dépendance typique de la saturation résiduelle d'huile en fonction du volume du fluide déplaçant injecté (volume de drainage) pour l'eau et une formulation eau-polymère de viscosité supérieure

Avec l'injection d'eau, la quantité maximale d'huile à déplacer sera atteinte avec un certain volume injecté. La même quantité d'huile sera déplacée avec un volume inférieur d'une formulation eau-polymère dont la viscosité est entre 10 et 100 fois plus grande par rapport à celle de l'eau. En théorie, il n'y a pas moyen de modifier la saturation d'huile résiduelle avec l'injection de polymère.

Les échecs le plus souvent rencontrés dans les opérations de *polymer flooding* sont la perte du polymère (par adsorption dans la roche) et la dégradation de la formulation dépendant des contraintes de cisaillement élevées pendant l'injection. Les caractéristiques idéales pour l'utilisation de *polymer flooding* sont des gisements de haute perméabilité et à faible contenu d'argile avec une viscosité de l'huile ne dépassant pas les 0,1 mPa.s in situ [14]. Par ailleurs, dans les cas où la perméabilité du gisement est variable, ce type de formulation gomme les effets de contraste de la perméabilité, en évitant l'apparition de chemins préférentiels. Il faut retenir que les conditions de cisaillement dans un puits peuvent aller au-dessus de 100 s^{-1} pendant le drainage, étant 10 s^{-1} une valeur moyenne typique [15;16], et même au-delà de 1000 s^{-1} au niveau de l'injection [17].

1.2.1 Polymères pour le polymer flooding

Les polymères communément utilisés pour augmenter la viscosité de la phase aqueuse sont les polyacrylamides (Figure 13) et les polyaccharides. Les polyacrylamides (- $CH_2CHCONH_2$ -) sont des polymères synthétiques (polymérisation de l'acrylamide) solubles en phase aqueuse, qui peuvent être linéaires ou réticulés, avec des masses moléculaires comprises généralement entre quelques milliers et 20 10⁶ g/mol [18].



Monomère d'acrylamide

Polymère de polyacrylamide

Figure 13 : Monomère d'acrylamide et molécule de polyacrylamide

Les polysaccharides sont des biopolymères versatiles dotés de propriétés structurales remarquables grâce à leur particularité qui est de former des mailles tridimensionnelles – ils sont par exemple susceptibles de former des gels en solution aqueuse. Une bonne partie des polysaccharides à usage industriel provient des fermentations microbiennes ; le plus utilisé en EOR est le xanthane.

Au niveau des polyacrylamides, en solution aqueuse, une fraction de l'acrylamide peut être hydrolysée pour produire de l'acide acrylique ; cela se traduit par une augmentation de son pouvoir viscosifiant dans l'eau sans électrolytes, mais sa viscosité diminue d'une manière abrupte dans l'eau salée [15]. En effet, les polyacrylamides sont susceptibles de voir leurs caractéristiques rhéologiques modifiées si les concentrations de sel sont élevées (plus de 1 % de sel, comme c'est le cas dans les saumures) mais aussi par dégradation mécanique due aux cisaillements importants (passage au travers d'une valve ou au travers des pores de la roche).

Par ailleurs, sur une même concentration, les polyacrylamides de haute masse moléculaire donnent des solutions plus visqueuses et plus résistantes à la perte de viscosité par effet du sel, de pH et de la température ; cependant, ils sont plus sujets à la dégradation mécanique.

Les concentrations de polyacrylamide (PAM) classiquement utilisées se situent entre 200 ppm et 2000 ppm (PAM 30 % hydrolysé). Examinons rapidement une courbe d'écoulement correspondant à une de ces conditions extrêmes. Deux faits sont marquants : *primo*, la viscosité de la formulation décroît rapidement avec l'augmentation du taux de cisaillement – la solution est rhéofluidifiante –, secundo, une composante élastique non négligeable sous la forme de la première différence de contrainte normale (N₁) apparaît déjà quand le gradient de vitesse est de 1 s⁻¹. (Figure 14).



Figure 14: Propriétés rhéologiques d'une formulation utilisée en *polymer flooding*. La viscosité (\bullet), la contrainte normale (\bigtriangledown) et la contrainte tangentielle (\diamondsuit) en fonction du gradient de vitesse pour une solution aqueuse avec 2000 ppm de FLOPAM (Polyacrylamide hydrolysé SNF Floerger®)

Nous reviendrons plus tard sur l'interprétation de ce rhéogramme, après avoir développé les concepts nécessaires de rhéologie.

Le xanthane provient de la fermentation du *xanthomonas campestris*, il s'agit d'un polysaccharide exocellulaire avec des masses moléculaires autour de 1 million g/mol. Sa structure est une séquence d'unités monomériques covalentes qui composent la chaîne principale avec des liens covalents qui ne sont pas très flexibles, limitant les chaînes à adopter à certaines orientations seulement, ce qui attribue au polymère une rigidité

particulière [19]. Cette rigidité constitue la caractéristique qui le rend utile à l'EOR, puisque il est très résistant à la dégradation mécanique, et lui permet de maintenir une viscosité élevée dans des gisements à haute salinité [20]. Cependant, dans des gisements où la densité de sel est très basse, son pouvoir viscosant par rapport aux polyacrylamides est plus faible.

Cela dit, les polysaccharides sont plus stables aux hautes concentrations de sel et résistants aux taux de cisaillement élevés. Néanmoins, la dégradation biologique et leur coût important ont limité leur utilisation par rapport aux polyacrylamides. Les polyacrylamides sont aussi résistants aux températures modérées – bien qu'ils puissent commencer à précipiter dans des eaux salées près de 80 °C –, tandis que le xanthane commence à être dégradé autour de 90 °C. Enfin, les polyacrylamides sont souvent plus sensible aux problèmes d'adsorption à la paroi du gisement.

Le xanthane, contrairement au polyacrylamide, est un polymère rhéofluidifiant qui ne présente pas de contraintes normales significatives, comme on le montrera un peu plus loin (Chapitre 3) [21].

1.2.2 Efficacité du polymer flooding

Depuis les premières études sur la récupération assistée par injection de polymères, relativement peu de gisements ont utilisé le *polymer flooding* à grande échelle. La Chine est un des seuls exemples, avec le gisement de Daqing, où la récupération tertiaire par injection de polymère est pratiquée continûment depuis 1996. Cette technique permet actuellement de récupérer 11 % d'huile en plus par rapport au taux de récupération primaire [22].

Un recul d'une dizaine d'années sur cette technologie fait du gisement de Daqing une source importante d'information et démontre le succès du procédé. La production en récupération tertiaire est passée de 2 millions de tonnes par an en 1996 à un maximum de 10,57 millions de tonnes par an en 2002 [23]. Entre 2002 et 2007, la production a gardé une valeur moyenne de 10 millions de tonnes par an (Figure 15).



Figure 15 : Évolution de la production dans le gisement de Daqing avec l'utilisation de *polymer flooding* entre 1996 et 2005. D'après [22].

1.3 Viscoélasticité et récupération améliorée du pétrole

Alors que l'augmentation de production en *polymer flooding* est en théorie uniquement liée à l'amélioration du rapport de mobilité due à l'accroissement de la viscosité du fluide pousseur, certaines observations expérimentales récentes, particulièrement des équipes de Daqing, suggèrent que le caractère viscoélastique des solutions de polyacrylamide contribue à améliorer la mobilisation de l'huile piégée à l'échelle microscopique des pores et donc diminue la saturation résiduelle en huile.

Le terme « viscoélasticité » est cependant peu précis, en effet, l'élasticité d'une solution polymérique issue de la flexibilité des chaînes de polymère en solution est à l'origine de caractéristiques telles que la viscosité élongationnelle et la première différence de contraintes normales. La complexité introduite par ces propriétés non newtoniens des fluides déplaçants nous oblige à analyser d'abord les différents effets produits par l'écoulement des fluides viscoélastiques en conditions plus simples, c'est à dire en écoulement monophasique et aussi en conditions de déplacement instable (digitation visqueuse).

1.3.1 Effets de la viscoélasticité en écoulement monophasique

L'écoulement des fluides viscoélastiques à travers des milieux poreux et dans des conditions d'élongation (contraction ou expansion) mettent en évidence des effets qu'on ne trouve pas avec un fluide newtonien. Dans le cas d'un écoulement en milieu poreux, l'analogue de la loi de Darcy peut être écrit pour un fluide viscoélastique tel que la perte de la pression est calculé comme une fonction des propriétés du fluide [24;25].

En élongation, on peut distinguer plusieurs effets, comme l'effet d'entrée, les écoulements à trou (hole pressure) et les écoulements secondaires. L'effet d'entrée a lieu quand le fluide viscoélastique rentre dans un capillaire, aux alentours de l'entre l'écoulement n'est pas complètement développé et la conséquence est une surpression produite a niveau de la contraction [26]. Cet effet est à l'origine d'un problème bien connu en rhéologie et que peut donner des fausses contraintes de cisaillement dans un rhéomètre de cylindres coaxiaux [27].



Figure 16 : Représentation schématique d'un écoulement a trou. La surpression due a N_1 est aussi affecte par les dimensionnes du trou. D'après [28].

Les écoulements à trou sont mis en évidence quand un fluide viscoélastique en écoulement dans un canal passe a cote d'un pore qui finisse dans une impasse (Figure 16).

Une pression additionnelle se développe à cause de la première différence de contrainte normale (N_1). Une mesure de la chute de pression a niveau du trou peut être utilisée pour caractériser cette propriété [29]. Cet effet est aussi en relation avec les observations de Souza et al. [30] qu'ont montre aussi la capacité de pénétration d'un fluide viscoélastique dans une expansion abrupte en fonction de ces propriétés rhéologiques.

Les écoulements secondaires sont un effet bien connu qui est produit a l'entrée d'une contraction abrupte non cylindrique et se manifeste comme un vortex ou le fluide viscoélastique va recirculer par effet de la deuxième différence de contraintes normales (N_2) [31]. Cette zone « morte » d'écoulement est caractérisé par le numéro de Deborah et dépend aussi du ratio de contraction [32].

En ce qui concerne la viscosité élongationnelle, des expériences avec des solutions de polyacrylamide ont montré une haute résistance hydraulique en écoulement extensionnel dans des milieux poreux à partir d'un certain gradient de vitesse critique [33], ce qui suggère de considérer également l'influence de la viscosité élongationnelle dans les procédés impliquant des solutions de polyacrylamide [34]

Tous ces effets ont lieu en conditions que nous allons reproduire partiellement dans notre étude. Cependant, il faut se rapprocher encore car nous serons en conditions d'un écoulement diphasique.

1.3.2 Effets de la viscoélasticité dans un écoulement diphasique.

Nous avons déjà mentionné le phénomène de la digitation visqueuse qui a lieu quand deux fluides s'écoulent simultanément en milieu poreux. Diverses études fondamentales [35;36] nous montrent que la relation de viscosité entre les fluides et le numéro capillaire (Ca) permettent établir trois situations : la digitation visqueuse, la digitation capillaire et l'écoulement stable.

Si le fluide déplacé est viscoélastique, les travaux de Wilson [37] et Lindner [38] nous montrent que la dimension caractéristique de l'instabilité de Saffman Taylor (l'épaisseur du doigt) est en relation directe avec des propriétés rhéologiques des fluides (comme N_1 et le coefficient de la loi de puissance). Cependant, la situation d'écoulement stable en déplaçant avec un fluide viscoélastique (ce que nous nous disposons à étudier) est très peu documentée.

1.3.3 Etat de l'art

En 2000, Wang et al. [39] ont réalisé des expérimentations d'injections sur carottes de roches et indiquent que la récupération ultime d'huile était de 5 à 8 % supérieure avec injection de polymère qu'avec injection d'eau. Des résultats similaires obtenus sur champs sont mentionnés, où la récupération en injection polymère ou ASP est indiquée comme étant à chaque fois plus élevée qu'attendue à partir des courbes théoriques ne prenant en compte que les forces capillaires. Des expérimentations sur milieux poreux en verre ont mené aux mêmes résultats, et des explications ont été proposées mettant en exergue les propriétés viscoélastiques des solutions de polymère.

Avant ces études liées aux champs de Daqing, il n'était pas commun de trouver des relations entre l'efficacité de déplacement et les propriétés élastiques des fluides utilisés, même si on trouve dans la littérature quelques rares travaux où les effets de la viscosité non Newtonienne sur l'efficacité de déplacement sont étudiés [17;39-43].

Depuis 2000, parallèlement aux opérations de *polymer flooding*, un certain nombre de communications ont été produites par les équipes de recherche de Daqing, évoquant régulièrement une réussite du procédé liée aux aspects élastiques des solutions de polymères utilisées [14;22;23].

Après les observations mentionnées plus haut, des études systématiques ont été réalisées en 2004 sur les possibles effets du caractère élastique des solutions de polymère sur la diminution de la saturation résiduelle d'huile.

Xia et al. [44;45], ont utilisé un micromodèle en verre (Figure 17) où la mouillabilité est dite contrôlable. Bien qu'aucun détail ne soit donné sur la géométrie utilisée ou sur les moyens de contrôler la mouillabilité, l'auteur montre que la saturation diminue avec la viscoélasticité des solutions.



Figure 17 : Expériences sur noyaux d'huile. En haut, balayage avec de l'eau puis avec solutions de polyacrylamide (concentrations croissante). En bas, balayage avec de l'eau puis avec des solutions de viscosité croissante. D'après [45]

Tout en étant très peu documentées, ces études, parmi les premières à mettre en valeur les effets élastiques, révèlent dans leur conclusion principale que l'efficacité de déplacement augmente en fonction de l'élasticité de HPAM (polyacrylamide hydrolysé). Pour arriver à cette conclusion des expériences de déplacement sont réalisés en variant la concentration de HPAM (qui est accompagnée d'une augmentation de la viscosité et l'élasticité) et de la glycérine (fluide newtonien utilisé comme référence dont la viscosité seule augmente avec la concentration). Le résultat est une saturation résiduelle toujours plus faible : avec le HPAM, on observe un déplacement d'huile jusqu'à 50 % plus important que la glycérine au même nombre capillaire.

Dans la suite de notre travail, on montrera que la viscoélasticité des fluides peut être caractérisée en fonction de la première différence de contraintes normales N_1 , du temps de relaxation (λ), du module élastique (G') et du nombre de Weissenberg (Wi). Dans le travail décrit ci-dessus, les procédures pour estimer N_1 ne sont cependant pas détaillées, spécialement à faible gradient de vitesse, puisque le polymère est peu concentré. Des explications phénoménologiques peuvent être trouvées, évoquant des mécanismes plus ou moins précis ("bridging" entre le polymère et les films d'huile, ...).

En reprenant les observations de Xia, Hongjun et al. [46] ont réalisé des simulations numériques d'écoulements viscoélastiques pour étudier le phénomène. Le modèle rhéologique choisi est le MUCM (*Modified Upper-Convected Maxwell*) qui prend en compte la viscosité, l'élasticité et le caractère rhéofluidifiant des solutions polymériques. Étant donné

qu'il n'est pas possible de recréer toutes les formes dans lesquelles l'huile reste piégée (des gouttes, des films, *dead-end pores*, etc.), le modèle du dead-end pore est choisi (Figure 18) en concordance avec des recherches similaires où les configurations les plus utilisées sont les expansions et les contractions asymétriques abruptes. Le nombre de Weissenberg est utilisé pour caractériser l'élasticité du polymère et le nombre de Reynolds pour caractériser l'écoulement.



Figure 18 : Modélisation d'écoulement d'un fluide viscoélastique dans un dead-end pore. D'après [46]

Les résultats numériques montrent que la surface effective d'écoulement, délimité par les lignes de courant du fluide, dans les *dead-end pores* est significativement plus grande pour des polymères viscoélastiques. De ce fait, la surface où le fluide reste immobile est réduite. L'auteur suppose donc que l'efficacité de déplacement augmente pour cette raison ("capacité de pénétration du fluide dans le pore") quand Wi et le coefficient de la loi de puissance n augmentent (c'est-à-dire avec des fluides plus élastiques et moins rhéofluidifiants) [47]. L'apport le plus significatif de ce travail est le fait de considérer en même temps les deux caractéristiques non newtoniennes des solutions polymériques.

Chun and Pope de l'Université d'Austin ont présenté en 2008 [48] une analyse de la stabilité d'une colonne d'huile entourée d'un anneau de solution polymère viscoélastique dons une configuration cylindrique. Ils montrent ainsi que l'élasticité de la solution (représentée par un modèle de fluide de Maxwell) peut retarder la fragmentation de la colonne en gouttes d'huile, et ainsi par extrapolation réduire la saturation résiduelle. Des études plus récentes de Daqing [49;50] suggèrent des mécanismes variés pour expliquer plusieurs observations réalisées au niveau de la simulation, du laboratoire et même au niveau du gisement de Daqing. L'analyse est faite au niveau des forces à l'échelle du pore (appelées "microforces"),

générées entre le fluide déplaçant et l'huile déplacée. L'utilisation de simulations numériques utilisant des modèles rhéologiques viscoélastiques MUCM indique que pour un fluide viscoélastique (comme par exemple le HPAM qui est souvent utilisé dans les expériences), les profils de vitesse sont de type piston, alors que pour un fluide newtonien le profil de vitesse est parabolique (Figure 19).



Figure 19 : Représentation schématique des profils de vitesse pour un fluide newtonien et un fluide viscoélastique en train de balayer une goute d'huile. D'après [49]

A partir de ces constatations, une analyse phénoménologique des forces à l'interface, montre que l'existence de forces élastiques permet de détacher plus d'huile qu'avec un fluide Newtonien avant d'arriver à un nouvel état de saturation résiduelle. Un certain nombre d'expérimentations en micromodèles sont proposées pour confirmer ces hypothèses. On peut voir par exemple (Figure 20) une expansion de la partie du fluide élastique qui est capable de modifier l'interface. Au fur et à mesure que la concentration du polymère augmente, ce fluide pénètre dans le pore et déplace plus d'huile en condition d'écoulement similaire.



Figure 20 : Expériences dans des "*dead-end pores*" avec solutions de polymère viscoélastique. L'huile contenue dans le pore est déplacée à différentes concentrations de polymère. D'après [46]

D'autres observations qualitatives importantes sont par exemple les expériences qui montrent que l'efficacité de déplacement est meilleure pour le HPAM comparé au xanthane [50] (qui est rhéofluidifiant mais non élastique).

Huifen, en 2007 [50], utilise la première différence de contraintes normales N_1 pour la première fois pour caractériser l'élasticité des solutions de HPAM. Il insiste sur le fait que la littérature offre peu de références et répète, d'une certaine manière, les expériences de *flooding* de Xia et al. de 2004 dans des carottes de silice partiellement mouillables à l'eau. De plus, il considère un gradient de vitesse réel pour vraiment établir les conditions de viscosité et d'élasticité en condition d'écoulement. Bien que les valeurs de N_1 soient assez faibles, la grande contribution de ce travail est la préoccupation de relier les études d'efficacité de déplacement à une description cohérente de la rhéologie des fluides utilisés.

Haifeng et Huifen, en 2008 [51;52], continuent à développer l'hypothèse des "microforces". Haifeng ajoute des observations toujours qualitatives selon lesquelles, notamment, quand la saturation d'huile est haute, tant les fluides newtoniens que les fluides viscoélastiques poussent l'huile libre de manière équivalente par effet de la macropression ; cependant, quand la saturation est faible, les fluides viscoélastiques contribuent à mobiliser les ganglions d'huile – avec la formation de gouttes libres –, ce qui ne se produit pas avec les fluides newtoniens. Dans ce travail, *Wi* est supposé proportionnel à N_1 et la variation de N_1 est proposée pour caractériser le fluide viscoélastique.

Par ailleurs, des explications basées sur des raisonnements d'équilibre de "microforces" sont proposées dans ce même travail pour expliquer pourquoi un fluide viscoélastique n'est pas capable de déplacer de l'huile d'un pore mouillable à l'eau. Malheureusement, les forces invoquées (force de traînée, force centrifuge, force de cohésion,..) ne sont pas explicitées et le lien avec la rhéologie des fluides et les conditions d'écoulement n'est pas expliqué.

Enfin, les publications les plus récentes de cette équipe [53-56] mentionnent des résultats obtenus sur champs, où l'utilisation de solutions de polyacrylamide concentré (2500 ppm) pour le *polymer flooding* (donc fortement viscoélastiques) dans 30 puits a confirmé les observations. En effet, l'augmentation de la récupération par ce biais est passée de 13 % OOIP en 1996 à 20 % OOIP.

Parallèlement, Markus et al. [57] affirment aussi, en utilisant des micromodèles en silicone, que des solutions concentrées de polyacrylamide produisent un effet d'stabilisation du front d'avancement en déplaçant une huile moins visqueuse.

1.3.4 Formulation du problème

Bien que souvent peu documentés et détaillés, et présentant des analyses parfois un peu confuses, l'ensemble des travaux menés par les équipes de Daqing a le mérite d'avoir mis en évidence le fait que les formulations eau-polymère donnent des résultats convaincants pour leur capacité à modifier les conditions de piégeage de l'huile. En effet, une observation qui revient de façon régulière dans les paragraphes précédents est que la saturation d'huile diminue grâce à l'élasticité du fluide. Concernant l'élasticité d'un fluide, nous avons déjà remarqué qu'il est possible d'utiliser une variété de paramètres (N_1 , λ , G', Wi) pour caractériser différentes facettes d'un phénomène dont l'origine réside dans les forces de restauration des éléments constitutifs de ce fluide en écoulement. Néanmoins, le seul paramètre mesuré et éventuellement discuté concernant le caractère élastique du fluide dans les travaux cités est la première différence des contraintes normales N_1 . Prenons deux exemples de ces observations spécifiques.

Dans la Figure 21, l'efficacité et la saturation résiduelle d'huile sont présentées en fonction du nombre capillaire de différentes formulations caractérisées par N_1 . Il est admis que pour le même nombre capillaire, l'efficacité augmente et la saturation diminue au fur et à mesure que N_1 augmente.



Figure 21 : Effet des contraintes normales dans la récupération en fonction du nombre capillaire. Relation saturation d'huile résiduelle / efficacité de déplacement en fonction du Ca. D'après [49]

Dans la Figure 22, deux formulations de polymères sont proposées pour illustrer les effets sur le pourcentage d'augmentation de l'efficacité ; l'effet du xanthane (polymère rhéofluidifiant ou essentiellement $N_1=0$) est presque imperceptible ; cependant, des solutions de polyacrylamide, caractérisées par N_1 , montrent une augmentation linéaire du pourcentage de récupération en fonction de N_1 .



Figure 22 : Effet des contraintes normales dans la récupération en fonction du polymère utilisé. Pourcentage d'augmentation de l'efficacité de déplacement en fonction des valeurs des contraintes normales. D'après [49]

Il est en l'état difficile de décrire plus précisément les mécanismes physiques qui mènent à ces résultats. La bibliographie est peu abondante sur le sujet (presque exclusivement les équipes de Daqing) et les observations sont trop dispersées pour être capables de donner des réponses satisfaisantes sur l'effet de la viscoélasticité des fluides sur la récupération améliorée du pétrole. Un certain nombre de points manquants dans les études citées apparaissent nécessaires :

- Peu d'importance est accordée à la caractérisation des fluides, le terme « élasticité » en particulier manque de précision et une description précise des propriétés rhéologiques des fluides utilisés est nécessaire.
- Les géométries et les conditions d'écoulement utilisées sont très variées et souvent compliquées, ce qui ne permet pas une interprétation physique simple.
- Il n'y a pas de relation directe entre les différentes hypothèses présentées (microforces) et les caractéristiques du fluide utilisé (qui est essentiellement le HPAM), ce qui ne permet pas une généralisation à une série plus étendue de solutions polymériques.

À partir de ces remarques, notre intention dans ce travail est de tenter de comprendre comment les conditions de déplacement de l'huile peuvent être modifiées en fonction des caractéristiques bien identifiables de fluides viscoélastiques, avec les objectifs suivants :

1) Utiliser une variété de fluides convenablement caractérisés avec la possibilité d'ajuster la viscosité et l'élasticité dans la gamme des gradients de vitesse concernant toutes les opérations du *polymer flooding*.

2) Utiliser une géométrie modèle dans laquelle une expérience simple de déplacement immiscible puisse être mise en place. Ensuite, et en concordance avec les résultats, on cherchera à faire évoluer les géométries pour étendre les résultats à des conditions plus proches du cas réel. En respectant ces lignes directrices, nous tenterons de proposer des relations directes entre les caractéristiques du fluide et une efficacité de déplacement donnée par les géométries choisies.

La clarification d'un possible effet viscoélastique sur les performances des opérations de récupération assistée peut permettre d'ajouter un paramètre de formulation d'origine physique aux fluides utilisés, et donc peut potentiellement élargir les possibilités d'optimisation des procédés.

1.3.5 Démarche méthodologique

L'objectif principal de cette thèse est de contribuer à la compréhension des effets de la viscoélasticité des fluides sur la récupération améliorée du pétrole, et plus particulièrement sur les caractéristiques du déplacement d'un fluide par un autre dans un écoulement confiné. Pour cela, il faut mettre en évidence expérimentalement quels phénomènes physiques intervenant lors de la récupération sont sensibles aux propriétés viscoélastiques et les évaluer par rapport aux effets purement visqueux.

Dans le *polymer flooding*, le polyacrylamide est le polymère le plus utilisé. Son comportement rhéologique est bien connu et a été caractérisé. Une augmentation de sa concentration en solution aqueuse mène à un accroissement de la viscosité et des contraintes normales ; en même temps, ces dernières donnent leur caractère élastique aux solutions. De plus, une augmentation du gradient de vitesse dans ces solutions a pour effet d'augmenter les contraintes normales tout en diminuant la viscosité (rhéofluidification).

Dans une telle situation, il est difficile de séparer les effets liés à l'augmentation des forces visqueuses, des contraintes normales ou de la viscosité élongationnelle des fluides. Ainsi, afin de séparer les effets de ces variables, nous sommes amenés à chercher un système modèle dont les caractéristiques d'élasticité et de viscosité puissent être variés et quantifiés d'une façon systématique.

Un premier axe de travail a donc été constitué par la formulation des différents fluides viscoélastiques modèles nous donnant la latitude nécessaire, tels que : le polyacrylamide dans un solvant aqueux visqueux, l'oxyde de polyéthylène dans le polyéthylène glycol et le polyisobutylène de haute masse moléculaire dans le polyisobutylène de basse masse moléculaire. Ces systèmes ont été retenus car ils présentent une viscosité presque constante dans une gamme étendue de taux de cisaillement ; en même temps, ils présentent des caractéristiques élastiques qui se manifestent sous la forme d'une première différence de contrainte normale N_1 suffisamment élevée aux forts gradients de vitesse.

Étant donné que l'objectif premier est d'étudier les phénomènes à l'échelle du pore et des interfaces, nous nous sommes efforcés de choisir au mieux des géométries simples qui permettent d'établir des relations entre la viscoélasticité d'un fluide (aqueux en principe) et son influence sur le déplacement d'un autre fluide de plus faible viscosité (de l'huile).

Une géométrie de type « Hele-Shaw » constitue le système simple que nous avons choisi pour nous permettre d'étudier le déplacement de l'huile par les fluides cités ci-dessus.

En effet, le modèle d'écoulement bidimensionnel est bien connu dans cette géométrie et nous aurons l'opportunité d'analyser ses différents effets à travers la déformation de l'interface au cours du déplacement. Différentes conditions d'écoulement et différents fluides sont nécessaires afin de disposer d'une gamme de variation des paramètres permettant de dégager des conclusions valides.

Les expériences d'écoulement proprement dites ont été centrées sur le développement, la stationnarité et la forme de l'interface entre le fluide aqueux (visqueux ou viscoélastique) et l'huile. Cette forme d'interface nous donne entre autres un critère de comparaison lié à la capacité d'une formulation pour mieux déplacer l'huile.

Nous nous sommes ensuite intéressés à des écoulements a travers des restrictions dans la cellule originale pour essayer de nous rapprocher davantage des conditions réelles d'écoulement.

Nous avons finalement complété ce travail avec des expériences effectuées en « microsystèmes » (écoulements dans des canaux d'une centaine de micromètres de largeur). Une géométrie *dead-end pore* a notamment été choisie pour étudier la pénétration d'un fluide viscoélastique et d'un fluide newtonien dans le microsystème initialement rempli d'huile.

L'ensemble de ce travail a comme ambition de poser des bases des mécanismes physiques pour contribuer à la compréhension globale de l'influence des caractéristiques rhéologiques (et en particulier viscoélastiques) du fluide sur l'efficacité de déplacement en récupération assistée.