



HAL
open science

Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles : nouvelle approche

Jose Luis Juarez Morejon

► **To cite this version:**

Jose Luis Juarez Morejon. Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles : nouvelle approche. Autre [cond-mat.other]. Université de Bordeaux, 2017. Français. NNT : 2017BORD0608 . tel-01599363

HAL Id: tel-01599363

<https://theses.hal.science/tel-01599363>

Submitted on 2 Oct 2017

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THÈSE PRÉSENTÉE
POUR OBTENIR LE GRADE DE
DOCTEUR DE
L'UNIVERSITÉ DE BORDEAUX

ÉCOLE DOCTORALE DE SCIENCES PHYSIQUES ET DE L'INGÉNIEUR
SPÉCIALITÉ MÉCANIQUE

Par JUAREZ MOREJON José Luis

**Récupération assistée du pétrole par injection de
polymères hydrosolubles:
nouvelle approche**

Sous la direction de : Henri BERTIN
co-directeur : Abdelaziz OMARI

Soutenue le 12 juin 2017

Membres du jury :

M. Daniel BROSETA Professeur Université de Pau et des Pays de l'Adour, Rapporteur
M. Philippe COUSSOT Directeur de recherche IFSTTAR, Rapporteur
Mme Danielle MOREL ingénieur de recherche TOTAL, Examineur
Mme Azita AHMADI Professeur I2M, Présidente
M. Abdelaziz OMARI Professeur I2M, CoDirecteur de thèse
M. Henri BERTIN Directeur de recherche I2M, Directeur de thèse

Remerciements

Tant de personnes mériteraient d'être dans ce premier paragraphe, que je ne saurais me résoudre à y inscrire un seul. Ce travail de thèse financé par Total et a été fait au sein du laboratoire I2M-TREFLE rattaché à l'université de Bordeaux. Il est le fruit de la collaboration avec mes encadrants à l'université et mes encadrants industriels.

Je remercie également l'ensemble des membres du jury, **Philippe Cousot, Daniel Broseta**, rapporteurs, et **Danielle Morel, Azita Ahmadi**, examinateurs, d'avoir accepté de juger mon travail de thèse.

Tout d'abord je remercie mes directeurs de thèse, **Henri Bertin et Abdelaziz Omari**. J'ai eu beaucoup de chance d'avoir fait le projet de fin d'études sous votre direction. Cela a été un plaisir de travailler avec vous et de découvrir deux personnes d'une qualité humaine incroyable et, deux scientifiques des compétences professionnelles magnifiques, je ne vous oublierai jamais. Merci pour votre aide et votre soutien dans les pires moments, Et merci surtout pour les très bons moments partagés.

Je remercie également **Gérald Hamon, Christophe Cottin, Danielle Morel et Carolina Romero** pour votre importante expérience scientifique et industrielle qui m'ont permis de faire évoluer de façon significative mes différentes compétences sur le sujet. Je vous remercie encore une fois votre professionnalisme et votre gentillesse pendant toute la durée du projet. Je remercie énormément à **Total S.A** de m'avoir permis de réaliser cette thèse dans de très bonnes conditions.

Je voudrais remercier **Julien Monteil** à l'ENSCBP et, **Léa Pigot** (ENSEGID pour son aide désintéressée).

Je remercie le personnel du laboratoire I2M - TREFLE, en particulier **Audrey Duphil** pour son aide, sa sympathie et pour « être mon représentant » dans les appels aux fournisseurs; **Alain Oschenhofer** pour son travail d'usinage et sa disponibilité ; à **Muriel Ezan - Bore** pour les gestions administratives. Je remercie également à **Marian, Sylviane, Emilie, Alain Sommier** pour ses connaissances de LabView **Gérard (El Zorro ou Sorro), Yannick (Ça**

Farte ?), Marc Valant, Cyril, Alain Sempey, Didier Lasseux, Giuseppe, Wahbi Jomaa, Denis Bruneau, Jean-Rodolphe (discussions politiques), Sandrine et encore bien d'autres que je ne citerai pas mais qui restent en pensée.

Mes collègues de labo (doctorants et postdoctorants), en particulier **Franck Nono** (le chef du labo, un ami et une personne difficile d'oublier), Stéphanie **Bontemps** (nos discussions ne Français-Espagnol), **Cécile Gaboriau, Mehrez Aganou, Louis Hernando, Tan Nguyen, Charlotte, Sarah, Miguel, María, Romain, Estefania, Antonio, Youssef, Vladimir, Maimouna, Jeremy (Il faut savoir tomber) Mehdi, Tom, Lina, Marie, Alex, Moubarak, Adrian, Aitor, Sondes** et pour finir mon collègue du bureau le chef **Hugo Viot**. Merci à tous pour votre sympathie, Votre compagnie a été énormément agréable.

Cette thèse ne serait rien sans les personnes qui m'ont accompagné au quotidien, ma famille à Bordeaux: **Xabi, Pablo, Mariña, Jabi, Diego, Yann, Sonia, Iñigo, Lara, Joaquín**.

Je suis extrêmement reconnaissant à toute ma famille (mon père, ma mère, ma sœur et ma grand-mère), merci d'avoir cru en moi et de m'avoir soutenu durant ces quatre ans d'avoir été à mes côtés et de continuer à l'être. J'ai une pensée émue pour mon oncle **Pablo** qui nous manque.

Et merci à toi, **Carolina**, mon amour, qui a supporté mes différents sauts d'humeur et qui a toujours été présente quand ça n'allait pas bien durant ces années. Même dans la distance tu as été toujours à mon côté.

Ces quatre années n'auraient pas été les mêmes sans toutes ces personnes

TABLE DES MATIERES

Table des illustrations	6
Introduction.....	15
1 Chapitre I : Généralités sur les (écoulements en) milieux poreux	24
1.1 Introduction.....	24
1.2 Milieux poreux	24
1.3 Ecoulements en milieu poreux.....	29
1.3.1 Échelle du pore	30
1.3.2 Échelle locale ou de Darcy	32
1.3.3 Échelle globale	36
1.4 Écoulements miscibles.....	36
1.4.1 Diffusion moléculaire.....	37
1.4.2 Dispersion mécanique.....	37
1.4.3 Dispersion.....	39
1.5 Écoulement diphasiques.....	42
1.5.1 Notion de saturation	42
1.6 Tension interfaciale et mouillabilité.....	43
1.6.1 Pression capillaire	46
1.6.2 Relation pression capillaire-saturation.....	47
1.6.3 Mouillabilité-méthodes de mesure	48
1.6.4 Modèle de Darcy généralisé - perméabilité relative	53
1.6.5 Paramètres qui influent sur la mouillabilité.....	55
1.6.6 Mouillabilité des milieux poreux	59
2 Chapitre II : Récupération assistée du pétrole	64
2.1 Injection d'eau (waterflooding).....	65
2.1.1 Efficacité du balayage du waterflooding	65
2.1.2 Déplacement immiscible	66
2.2 Injection de polymère	79
2.2.1 Propriétés des polymères en solution	80
2.2.2 Dégradation du polymère	94
2.2.3 Ecoulements monophasiques de solutions de polymères en MP.....	95
2.2.4 Injection de polymère en diphasique	113
3 Chapitre III : Etude Expérimentale	134

3.1	Caractéristiques et préparation du milieu poreux.....	134
3.2	Caractéristiques et préparations des fluides	135
3.2.1	Huile.....	135
3.2.2	Saumure	137
3.2.3	Polymère.....	141
3.3	Dispositifs expérimentaux	144
3.3.1	Rhéomètre	144
3.3.2	Mesure de la saturation par absorption γ	145
3.3.3	Capteurs de pression	148
3.3.4	Pompes.....	149
3.3.5	Filtres à huile	149
3.3.6	Densimètre	150
3.3.7	Cellules type Hassler.....	150
3.3.8	Collecteur de fractions.....	151
3.3.9	TOC-L/TNM-L	151
3.3.10	Mesure de volume	152
3.4	Montage expérimental.....	153
3.5	Procédures expérimentales	155
3.5.1	Caractérisation du milieu poreux.....	155
3.5.2	Procédure expérimentale monophasique	156
3.5.3	Procédure expérimentale diphasique mouillabilité intermédiaire	156
3.5.4	Procédure expérimentale diphasique à mouillabilité franche à l'eau	159
3.5.5	Procédure expérimentale test Amott.....	159
4	Chapitre IV : Résultats	162
4.1	Composition de la saumure	162
4.2	Rhéologie des solutions hpam hors milieu poreux.....	164
4.3	Caractérisation des milieux poreux.....	172
4.4	Expériences monophasiques.....	178
4.4.1	Expérience monophasique à concentration $c=2500\text{ppm}$	178
4.4.2	Expérience monophasique à concentration $c=1800\text{ppm}$	182
4.5	Expériences d'écoulements diphasiques	186
4.5.1	Drainage	186
4.5.2	Récupération assistée du pétrole (expérience de référence).....	192
4.5.3	Maturité (1Vp) d'injection de polymère	201

4.5.4	Influence des effets viscoélastiques.....	217
4.5.5	Effet de la mouillabilité.....	223
4.6	Résultats sor (récupération).....	229
4.7	Adsorption de polymère	232
5	Discussion	238
5.1	Répartition des phases	238
5.2	Changement de mouillabilité.....	246
6	Conclusion et perspectives	254
7	Nomenclature	256
8	Bibliographie.....	261

Table des illustrations :

Chapitre I

Figure 1 C1. Volume élémentaire représentatif dans le milieu poreux.	25
Figure 2 C1. Représentation de la porosité utile et résiduelle dans un milieu poreux.	26
Figure 3 C1. Schéma représentatif des types de pore dans un milieu poreux. [Rouquerol et al., 1994]. ..	27
Figure 4 C1. Schéma représentatif pour montrer la différence de la tortuosité	28
Figure 5 C1. Les différentes échelles d'observation du milieu poreux. [D'après Chiaria 2009].....	30
Figure 6 C1. Différents relations linéaires entre la porosité et la perméabilité [Tiab et Donaldson ,2011].	35
Figure 7 C1. Influence de la taille de grain dans la relation entre la perméabilité et la porosité. [Tiab et Donaldson ,2011].....	36
Figure 8 C1. Représentation de la dispersion à l'échelle du pore [Fetter ,1999].....	38
Figure 9. Formes du profil de concentration en fonction des phénomènes de dispersion et diffusion.	41
Figure 10 C1. Rapport entre le Pe et la dispersion [Perkins et Johnson 1963]	41
Figure 11 C1. Angle de contact θ entre les fluides immiscibles et le solide.	43
Figure 12 C1. Mouillabilité des systèmes huile/eau/roche.	44
Figure 13 C1. Mesure de l'angle de contact [Anderson Part2, 1986]	44
Figure 14 C1. Représentations des phases fluides en fonction de la mouillabilité [Meybodi et al., 2010].	46
Figure 15 C1. Représentations des phases fluides en fonction de la mouillabilité [Meybodi et al., 2010].	46
Figure 16 C1. Pression capillaire dans un milieu poreux de Berea [Anderson 1986c].....	48
Figure 17 C1. Pression capillaire en fonction de la forme de la courbe de la perméabilité	48
Figure 18 C1. Test Amott-Harvey.....	49
Figure 19 C1. Mesure de la mouillabilité par la méthode USBM [Anderson 1986b].....	51
Figure 20 C1. Mesure de la mouillabilité par la méthode USBM [Anderson 1986b].....	51
Figure 21 C1. Comparaison des valeurs de mouillabilité en fonction de la méthode et la mouillabilité [Anderson 1986b].....	52
Figure 22 C1. Perméabilités relatives.	54
Figure 23 C1. Courbes typiques de perméabilité relative. a) mouillabilité franche à l'eau, b) mouillabilité franche à l'huile [Anderson 1986b]	54
Figure 24 C1. Hystérésis des perméabilités relatives. [Marle 1972].....	55
Figure 25 C1. Représentation des micelles au sein de l'huile.	56
Figure 26 C1. Précipitation des asphaltènes en fonction du solvant [Buckley et al, 1998].....	57
Figure 27 C1. Interaction surface/saumure/huile [Buckley et al 1998].....	58
Figure 28 C1. Influence des multivalents sur l'adsorption de surfactants.[Buckley et al 1998]	59

Figure 29 C1. Pression capillaire vs saturation en fonction de la mouillaibilité. a) mouillable à l'eau, b) mouillable à l'huile, c) mouillabilité mixte. [June 2013- Roland Lenormand].....	60
Figure 30 C1. Écoulements d'eau en déplaçant l'huile en fonction de la mouillabilité. a) Mouillabilité à l'eau, b) mouillabilité à l'huile [Anderson 1986e].	61

Chapitre II

Figure 1 C2. Variation des courbes de débit fractionnaire en fonction de la valeur M_0 où les effets des forces de gravité sont négligeables ($N_g \sin \alpha = 0$). [Lake 1989].	67
Figure 2 C2. Déplacement frontal [Smith 1992].	67
Figure 3 C2. Effets des forces capillaires dans le front d'avancement [Lake 1989].	68
Figure 4 C2. Evolution de la saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire pour différentes roches. [Abrams 1975].	69
Figure 5 C2. Evolution de la saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire (N_{vc} dans la figure). [Lake, 1989].	69
Figure 6 C2. 2D X-ray images des écoulements de l'eau (blanc) et l'huile (noir), mise en évidence des instabilités (effets de digitations) à différents rapport de mobilité. La percée est aussi indiquée (WBT). [Skauge T. et al, 2014].	72
Figure 7 C2. 2D X-ray images des écoulements de l'eau (blanc) et l'huile (noir), mise en évidence des instabilités (effets de digitations) à différents rapport de mobilité. La percée est aussi indiquée (WBT). Les images pour 2000 et 7000 mPas le waterflooding sont prises de Bondino et al., (2011). [Skauge T. et al., 2014].	72
Figure 8 C2. Taux de récupération pour trois expériences réalisées dans des roches Boise au même rapport de viscosité à différents débits d'injection. L'injection d'eau s'est arrêtée au moment que la production d'eau était de 99%. [Shashvat D. et al., 2015].	73
Figure 9 C2. Récupération d'huile a) et saturation résiduelle b) d'huile vs Index de mouillabilité [Morrow et al., 1995].	75
Figure 10 C2. Mécanisme du doublet dans le milieu poreux [Abrams 1975].	76
Figure 11 C2. Exemple d'instabilité capillaire snap-off où le fluide non mouillant déplace la phase non mouillante a) forte mouillabilité de la phase mouillante b) faible mouillabilité de la phase mouillante [Lalaing 1997].	77
Figure 12 C2. Influence de la forme des pores dans le phénomène « snap-off [Chatzis et al., 1983].	77
Figure 13 C2. Influence des différentes combinaisons de piégeages [Nono 2014].	78
Figure 14 C2. Distribution de l'huile résiduelle dans des micromodèles avec des distributions aléatoires. [Chatzis et al., 1983].	79
Figure 15 C2. Polymérisation du Polyacrylamide.	80

Figure 16 C2. Structure du polyacrylamide et du polyacrylamide partiellement hydrolysé.[Sorbie, 1991].	81
Figure 17 C2. Evolution de la viscosité à différentes concentrations de xanthane en fonction du taux de cisaillement [Sorbie 1991].	82
Figure 18 C2.Représentation du volume exclu entre deux dans le cas de deux sphères de volume identique. [Fontanille M. et Gnanou Y., 2010].	85
Figure 19 C2. Effet de la salinité sur un polymère 20M Dalton HPAM [Levitt et al., 2008].	87
Figure 20 C2 : Evolution de la viscosité vs pH pour du HPAM 0.5% (FLopaam 3330S) et une saumure de NaCl 0.5% à taux de cisaillement (1, 10, 100, 1000 s ⁻¹) [Suk 2008].	88
Figure 21 C2. Représentation schématique des régimes de concentration d'une solution de polymère...	89
Figure 22 C2. Viscosité (à cisaillement zero) en fonction de la concentration (c / c^*) Pour 7 échantillons de PMMA de masses moléculaires moyens différentes [Gupta et al., 2005].	90
Figure 23 C2.Représentation d'une solution semi-diluée. Les cercles représentent les unités dites " blobs " de taille ξ .	90
Figure 24 C2. Un Défaut qui bouge depuis A à C en passant par B. Lorsque ce défaut passe par le monomère B, le monomère B est déplacé b. [De Gennes 1971].	93
Figure 25 C2. Etapes successives pour les mouvements de longue durée d'une chaîne à l'intérieur d'un gel. (a) Position initiale: La chaîne est restreinte dans un certain tube T. (b) Première étape: La chaîne s'est déplacée vers le droit par reptation. (c) Deuxième étape: La chaîne s'est déplacée à gauche. [De Gennes 1971].	93
Figure 26 C2 : Viscosité relative et réduction de mobilité de PAM [Zitha et al., 2000].	98
Figure 27 C2 : Isotherme d'adsorption sur deux milieux SiC avec NaCl et pH 7 [Lecourtier, 1989].	99
Figure 28 C2. Schéma de la surface de SiO ₂ .	100
Figure 29 C2 . Isotherme d'adsorption du PAM sur différents oxydes [Leet, 1988].	101
Figure 30 C2. Schéma de l'adsorption par force ionique [Chiappa et al., 1999].	102
Figure 31 C2 : Adsorption de polymères de charge différente sur du quartz pur à partir de saumures de différentes concentrations en KCl de force ionique différente. [Chiappa et al., 1999].	102
Figure 32 C2 : Adsorption de polymères de charge différente sur du quartz pur à partir de saumures de force ionique différente. La figure montre l'effet d'un ion monovalent Ca ²⁺ sur l'adsorption de polymère. [Chiappa et al., 1999].	103
Figure 33 C2 .Adsorption après 24 h. de polymères de charge différente (négatif, neutre, positif). sur quartzite pur Q45 .Solution de polymère de 2000 ppm et 2% KCl. [Chiappa et al, 1999].	104
Figure 34 C2. .Adsorption après 24 h. de polymères de charge différente, (négatif, neutre, positif). Sur sable PC16. Solution de polymère de 2000 ppm et 2% KCl. [Chiappa et al, 1999].	105
Figure 35. Réduction de perméabilité (RRF) en fonction de l'épaisseur de la couche adsorbée. [Stavland et al., 2010]	107
Figure 36 C2. Réduction de la perméabilité et la mobilité vs le taux de cisaillement [Omari 1982].	107

Figure 37 C2. Représentation schématique de l'épaisseur de la couche de polymère adsorbée. a) polymère flexible b) polymère rigide.....	109
Figure 38 C2. Représentation des IPV en fonction de la taille des macromolécules [Gregory 1984].	110
Figure 39 C2. Types piégeage. [Sorbie, 1991].....	112
Figure 40 C2. La chaîne enrôlée (a) suivi trois étapes : La chaîne est allongée (b), ensuite, le déplacement de la solution à travers les canaux de pores (c), elle est adsorbée, et elle forme un pont (d) [Zitha et al., 2000].....	113
Figure 41 C2. Schéma représentative de l'amélioration de l'efficacité de balayage pour l'injection de polymère [Sydansk et al., 2011]	114
Figure 42 C2. Schéma représentative de l'amélioration de l'efficacité de balayage dans un milieu hétérogène [Kotlar et al., 2007].	115
Figure 43 C2. Front de saturation de l'eau [Sorbie 1991].	116
Figure 44 C2. Courbes de débit fractionnaire de l'eau et de polymère avec les points f_w/S_w qui correspondent aux points de la Figure 43 C2 [Sorbie 1991].	116
Figure 45 C2. La récupération d'huile cumulée en fonction des volumes de pore injectés pour cinq huiles et concentrations de polymères différentes. [Wang et al., 2008].	119
Figure 46 C2. a) Récupération d'huile en tertiaire de cinq huiles de différentes viscosités en fonction de la viscosité effective de la solution de polymère. b) Changement de la valeur optimale et de la valeur minimale de la viscosité effective de Polymère à la viscosité d'huile [Wang et al., 2008].	119
Figure 47 C2. Comparaison des résultats de la récupération tertiaire dans silica packs avec les prédictions de flux fractionnel. [Levitt D. et al, 2011b].	120
Figure 48 C2. Profil de la récupération d'huile durant l'injection d'eau et de polymère (1500ppm HPAM et 600cP pour l'huile). [Wassmuth et al., 2009]	121
Figure 49 C2. Profil de la récupération d'huile durant l'injection d'eau et de polymère (1500ppm HPAM et 280cP l'huile). [Wassmuth et al., 2007]	121
Figure 50 C2. Facteur de récupération et facteur de production d'eau en secondaire et tertiaire. [Fabbri et al, 2014]	122
Figure 51 C2. Evolution du profil de saturation de polymère en secondaire. [Fabbri et al, 2014]	122
Figure 52 C2. Production d'huile par waterflooding pour différents viscosités d'huile. L'injection de polymère commence à partir de $1V_p$ sauf dans les cas d'huile de 2000cP et 7000cP. [Skauge T. et al, 2014]	122
Figure 53 C2. Production d'huile par injection de polymère après waterflooding. [Skauge T. et al, 2014]	122
Figure 54 C2. Des images X-ray à quatre moments différents durant l'injection de l'eau (a) et (b) et de l'injection de polymère (c) et (d) pour l'huile de 7000cP. La flèche à gauche indique le sens de l'injection. [Bondino I. et al., 2011].	122

Figure 55 C2. Effet de la perméabilité du sac de sable sur le facteur de récupération [Asghari et Nakutnyy 2008].	123
Figure 56 C2. L'incrément de production d'huile est observé par la glycerine d'abord et le polymère après. Sur cette figure on observe aussi l'effet de la mouillaibilité. [Wang et al, 2000]	124
Figure 57 C2. L'incrément de production d'huile est observé après l'injection de polymère, l'injection de glycerine, de même viscosité que le polymère, ne provoque pas de récupération supplémentaire. [Wang et al, 2000]	124
Figure 58 C2. Réduction de la saturation d'huile à nombre capillaire 10-5 [Pengpeng Qi. et al.,2016].	125
Figure 59 C2. Réduction de la saturation d'huile à nombre capillaire 10-5 [Pengpeng Qi. et al.,2016].	125
Figure 60 C2. Saturation résiduelle d'huile vs Nombre de Deborah [Pengpeng Qi. et al.,2016].	125
Figure 61 C2. Evolution des courbes de perméabilité relatives avant et après injection de polymère, milieu mouillable à l'eau (Schneider et Owens, 1982)	128
Figure 62 C2. Evolution des courbes de perméabilité avant et après injection de polymère mouillable à l'huile (Schneider et Owens, 1982).	128

Chapitre III

Figure 1 C3 . Image A) et schéma B) des flasques d'entrée et sortie	134
Figure 2 C3 : milieu poreux natif et enrobé.	134
Figure 3 C3. Viscosité de l'huile brute vs température.	137
Figure 4 C3. Préparation de la saumure.	138
Figure 5 C3. Mesure de la teneur en oxygène avec le CHEMets colorimetric test kit.	138
Figure 6 C3. pHmètre HANNA HI9124/HI9125.	139
Figure 7 C3. conductimètre HI8633/ HI8733-HI8734.	140
Figure 8 C3. Balance analytique à infra rouge.	141
Figure 9 C3. Dispositif expérimental de dégradation de la solution de polymère.	143
Figure 10 C3. Dispositif expérimental de filtration de la solution de polymère.	144
Figure 11 C3. Images du rhéomètre utilisé pour la mesure de la viscosité des fluides.	144
Figure 12 C3. Chemin suivi sur l'échantillon durant le comptage.	147
Figure 13 C3. Images de comptage	147
Figure 14 C3. Milieu placé dans l'échantillon et mesure réalisé par point.	147
Figure 15 C3. Capteurs de pression Rosemount utilisé	148
Figure 16 C3. Prises de pression sur l'échantillon poreux. 1) pression aux extrémités, 2) 1 ^a partie intermédiaire, 3) 2 ^a partie intermediaire, 4) Pression intermédiaire (totale).	148
Figure 17 C3. Pompes utilisées dans les experiences.	149
Figure 18 C3. Filtres installés sur les bouteilles de stockage de l'huile brute.	149

Figure 19 C3. Equipement de mesure de la dispersion.....	150
Figure 20 C3. Cellule Hassler.....	150
Figure 21 C3. Collecteur de fractions et échantillons collectés.....	151
Figure 22 C3. Appareil de mesure COT.TN (Shimadzu).....	151
Figure 23 C3. Procédure de prelevement pour la mesure de COT et TN.....	152
Figure 24 C3. Équipement de mesure de volume.....	153
Figure 25 C3. Schéma du montage expérimentale.....	153
Figure 26 C3. Images du montage expérimentale.....	155
Figure 27 C3. Présentation schématique de la procédure expérimentale.....	159

Chapitre IV

Figure 1 C4. Viscosité dynamique en fonction du taux de cisaillement à différentes concentrations à T=60°C.....	164
Figure 2 C4. Valeur de la viscosité (plateau newtonien) en fonction de la concentration à T=25°C.....	165
Figure 3 C4. Valeur de la viscosité (plateau newtonien) en fonction de la concentration à T=60°C.....	165
Figure 4 C4. Variation de la viscosité à c=2500ppm différents passages pour un taux de cisaillement de 27135 s-1 à T=60°C.....	166
Figure 5 C4. Valeur de la viscosité à c=2500ppm (plateau newtonien) en fonction des passages T=60°C.....	166
Figure 6 C4. Variation de la viscosité à c=1800ppm pour différents passages pour un taux de cisaillement de 13581 s-1 à T=60°C.....	167
Figure 7 C4. Valeur de la viscosité à C=1800ppm (plateau newtonien) en fonction des passages T=60°C.....	167
Figure 8 C4. Variation de la viscosité c=2500ppm en fonction du pH à T=60°C et T=25°C.....	170
Figure 9 C4. Test de dispersion réalisé sur un échantillon de MP.....	172
Figure 10 C4. Mesure de la porosité par rayonnement gamma.....	173
Figure 11 C4. Test de Perméabilité. Évolution de la pression pour différents débits.....	174
Figure 12 C4. Gradients de pressions en fonction de débits.....	175
Figure 13 C4. Perméabilité vs porosité.....	176
Figure 14 C4. Distributions de la taille seuil de pore dans les grès Bentheimer. Déterminée par porosimétrie mercure (Source TOTAL).....	176
Figure 15 C4. Scan latéral et frontal des milieux poreux du grès Bentheimer réalisés au sein CSTJF (TOTAL S.A).....	177
Figure 16 C4. Concentration de polymère vs concentration de l'azote.....	178

Figure 17 C4. . Courbes de dispersion et concentration relative du polymère dans les effluents en fonction du volume injecté.....	179
Figure 18 C4. Évolution de RM et Rk en fonction du taux de cisaillement.....	180
Figure 19 C4. Test de dispersion et l'évolution des concentrations d'azote pour l'estimation de l'adsorption et de l'IPV (c=2500ppm).....	181
Figure 20 C4. Courbes de dispersion et concentration relative du polymère dans les effluents en fonction du volume injecté.....	183
Figure 21 C4. Évolution de RM et Rk, et η_r en fonction du taux de cisaillement.....	183
Figure 22 C4. Test de dispersion et l'évolution des concentrations d'azote dans les effluents à c=1800ppm et à T=60°C.....	184
Figure 23 C4. Comportement du polymère à l'intérieur du milieu poreux.....	185
Figure 24 C4. (1) Évolution de la pression et de la saturation durant le drainage. (2) Les points A B et C montrent le front d'avancement d'huile.....	187
Figure 25 C4. Évolution du gradient de pression en fonction du débit avant macération $k_o(swi)$ pour l'huile brute.....	188
Figure 26 C4. Profil de saturation après drainage.....	188
Figure 27 C4. Swi ne fonction de la perméabilité.....	189
Figure 28 C4. Évolution du gradient de pression en fonction du débit après 19jours de macération $k_o(swi)$	190
Figure 29 C4. Répartition présumée des phases avant et après macération.....	190
Figure 30 C4. Kro avant et après macération et les jours de macération.....	191
Figure 31 C4. Évolution de la pression en fonction du nombre de Vp d'eau injecté pour l'expérience T(7Vp*)IW2500.....	194
Figure 32 C4.Évolution de la pression et pourcentages dans les effluents en fonction de Vp durant l'injection d'eau pour l'expérience T(7Vp*)IW2500.....	195
Figure 33 C4. Évolution de la pression en fonction du nombre de Vp de polymère injecté pour l'expérience T(7Vp*)IW2500.....	198
Figure 34 C4. Courbe de récupération pour l'expérience T(7Vp*)IW2500.....	199
Figure 35 C4.Comptage gamma après polymère T(7Vp*)IW2500.....	200
Figure 36 C4.Test de dispersion avant/après polymère T(7Vp*)IW2500.....	200
Figure 37 C4.Évolution de la pression et du taux de 'récupération durant le waterflooding pour l'expérience T(1Vp)IW2500(2).....	202
Figure 38 C4.Évolution de la pression durant l'injection de polymère pour l'expérience T(1Vp)IW2500(2).....	203
Figure 39 C4.Analyse de la récupération et le ratio solution aqueuse/huile T(1Vp)IW2500(2).....	204
Figure 40 C4.Comptage gamma après polymère T(1Vp)IW2500(2).....	205

Figure 41 C4. Test de dispersion après polymère T(1Vp)IW2500(2).	206
Figure 42 C4. Courbes de récupération à 1Vp en Tertiaire pour c=2500ppm.	206
Figure 43 C4. Balayages en tertiaire 2500ppm, les cercles rouges correspondent au début de l'injection polymère	209
Figure 44 C4. Évolution de la pression de la pression et taux de récupération de l'huile durant l'injection en fonction du volume de polymère injecté à débit constant SIW2500(5).	211
Figure 45 C4. Evolution de la pression et du taux de récupération de l'huile durant l'injection en fonction du Vp à différents débits SIW2500(5).	212
Figure 46 C4. Comptage gamma après polymère SIW2500ppm (5).	213
Figure 47 C4. Test de dispersion avant/après polymère SIW2500 (5).	213
Figure 48 C4. Evolution des variables analysées (récupération, %eau, % huile) durant l'injection de polymère en fonction du volume de pore pour SIW2500(5).	214
Figure 49 C4. Courbes de récupération des 5 expériences réalisées en secondaire, à mouillabilité intermédiaire et à c=2500ppm.	215
Figure 50 C4. Courbes de récupération des expériences SIW2500(5), T(6Vp*)IW2500 et T(1Vp)IW2500(2).	216
Figure 51 C4. Comparaison entre les courbes de récupération en secondaire et le waterflooding (Ca=10-6).	216
Figure 52 C4. Pourcentages des effluents huile/eau ainsi que la récupération d'huile pour SIW1800 (1).	218
Figure 53 C4. Courbes de récupération des 2 expériences réalisées en secondaire, à mouillabilité intermédiaire et à c=1800ppm.	219
Figure 54 C4. Courbes de récupérations des expériences en secondaires pour les solutions de polymère de 1800ppm et 2500ppm.	220
Figure 55 C4. Récupération d'huile et rapport solution aqueuse/huile T(1Vp)IW1800.	222
Figure 56 C4. Courbes de récupération à 1Vp en Tertiaire.	223
Figure 57 C4. Pourcentages et évolution de la concentration pour l'expérience SWW2500.	225
Figure 58 C4. Comparaison entre les récupérations en secondaire à différents mouillabilités et même rapport de mobilité.	226
Figure 59 C4. Analyse de la récupération et le ratio solution aqueuse/huile T(1Vp)WW2500.	227
Figure 60 C4. Comparaison entre les récupérations T(1Vp)IW2500 et T(1Vp)WW2500.	228
Figure 61 C4. Tous les balayages des injections de polymère pour les deux concentrations.	230
Figure 62 C4. Valeurs finales de la récupération.	231
Figure 63 C4. Sor final des expériences.	231
Figure 64 C4. Les courbes d'adsorption pour les expériences à 2500ppm et IW	232

Figure 65 C4. Les courbes d'adsorption pour les expériences en secondaire à 2500ppm à différentes mouillabilités.	233
Figure 66 C4. Gradients de pression en fonction des débits, perméabilité $k_{w@sor}$ avant/après polymère $T(1Vp)IW2500(2)$	235
Figure 67 C4. Gradients de pression en fonction des débits $k_{o@swi}$ avant/après polymère $T(1Vp)IW2500(2)$	235

Chapitre V

Figure 1 C5. S_w vs maturité des balayages à 2500ppm en tertiaire IW.	238
Figure 2 C5. Traçages miscibles (valeurs expérimentales).	240
Figure 3 C5. Model et valeurs expérimentales $S_w=1$	240
Figure 4 C5. Model et valeurs expérimentales $S_w=0,27$	240
Figure 5 C5. Model et valeurs expérimentales $S_w=0,73$	240
Figure 6 C5. Coefficient de dispersion en fonction de la saturation en eau.	241
Figure 7 C5. Descend du taux de récupération d'huile en tertiaire pour la concentration de 2500ppm. ...	242
Figure 8 C5. Pente des courbes de récupération d'huile en fonction du V_p d'injection pour $c=2500ppm$ et mouillabilité intermédiaire.	242
Figure 9 C5. Comparaison des courbes de dispersion et les pentes de récupération.	243
Figure 10 C5. Représentation de la répartition de phases à S_w	244
Figure 11 C5. Évolution de la saturation avec le front d'avancement (waterflooding).	245
Figure 12 C5. Évolution de la saturation après l'injection de polymère.	245
Figure 13 C5. Imbibition spontanée dans la saumure.	247
Figure 14 C5. Imbibition spontanée dans la saumure suivie de la solution de polymère Imbibition spontanée dans la saumure.	248
Figure 15 C5. Imbibition spontanée dans la solution de polymère.	248
Figure 16 C5. P_c vs S_w	249
Figure 17 C5. Test d'imbibitions spontanées.	250
Figure 18 C5. Interface de l'huile/saumure/surface en présence de polymère.	251
Figure 19 C5. Images de la récupération de l'huile par imbibition spontanée.	251

Introduction:

Contexte:

Dans un monde où les matières premières sont la base de l'économie mondiale, le pétrole est aujourd'hui la principale source d'énergie et de matières premières. La consommation mondiale s'estime aux l'environ de 840 000 barils / jour en augmentation en 2014 par rapport à 2013 surtout dû aux besoins de la Chine, du Brésil, de l'Inde, et de l'Arabie saoudite.

Le baril (159 litres de pétrole brut) est une référence des marchés internationaux qui date du XIXe siècle, le Brent (brut de Mer du Nord) pour l'Europe et le WTI (West Texas Intermediate) pour l'Amérique du Nord. Les deux peuvent présenter des évolutions différentes de prix dû aux lois de l'offre et de la demande de chaque région. Les oscillations des prix du baril de pétrole ont toujours été liées aux événements sociopolitiques et économiques mondiaux. Les premiers chocs du prix de pétrole ont été observés en 1971 durant l'abandon de Bretton Woods qui a été amplifié en 1973 quand les Etats producteurs du monde arabe ont organisé un embargo aux pays soutenant Israël (lors de la guerre du kippour). Le deuxième choc fut durant la guerre Iran-Irak en 1980 avec une nouvelle augmentation du prix de baril.

Depuis 2014 une tendance à la baisse est observée sur les prix en raison d'une production record des membres de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP), y compris désormais de l'Iran, ainsi que de certains pays hors OPEP. L'entrée dans le marché du pétrole iranien avec la levée des sanctions, le ralentissement de l'économie chinoise peuvent encore pousser la baisse du prix, en même temps les difficultés budgétaires de l'Arabie Saoudite et la faible rentabilité du pétrole de schiste américain peuvent relancer les prix.

Par conséquent ces oscillations montrent les difficultés de pouvoir faire de prévisions, soumises aux événements mondiaux, aux décisions des pays producteurs, aux innovations technologiques qui agissent sur le rendement financier des exploitations, aux cycles de l'activité économique mondiale.

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE) la demande mondiale en énergie primaire passera de 13000 Mtep (tonne d'équivalent pétrole) en 2011 à 17400Mtep en 2035, la part du pétrole passant de 31% à 27%. Cela met en évidence le besoin de trouver de nouvelles techniques d'extraction du pétrole plus efficaces et plus rentables.

L'origine du pétrole

Le mot pétrole vient du latin « *petra* » qui signifie roche et « *oleum* » qui signifie huile. L'origine organique du pétrole est due aux sédiments déposés dans les milieux aquatique, marin ou lacustre qui proviennent à la fois des organismes vivants dans l'eau (plancton), sur le fond (faune et flore) ou sur les terres voisines (charriées par les rivières). Ces sédiments sont soumis à une activité microbiologique intense.

Dans les sols perméables où les eaux chargées d'oxygène peuvent circuler librement, comme les sables, on observe la destruction de la matière organique (minéralisation du carbone sous forme de dioxyde, CO₂). C'est la raison pour laquelle les sables et le grès, qui sont de bonnes roches réservoirs, ne sont pas des roches favorables (roches mère) à la formation de pétrole. Par contre les systèmes subaquatiques comme les argiles, les calcaires constituent de bons endroits pour y développer l'activité microbiologique anaérobie pour la formation du kérogène (substance intermédiaire entre la matière organique et les combustibles fossiles et inassimilable par les micro-organismes).

La rupture progressive du kérogène est fonction de la température et de la pression, les hétéroatomes sont éliminés sous forme de dioxyde de carbone, d'eau et d'azote. Le processus continue avec la formation des hydrocarbures qui ne contiennent que du carbone et de l'hydrogène, les résines et les asphaltènes, composés qui contiennent aussi du soufre, de l'azote et de l'oxygène.

La composition chimique d'un pétrole brut contient certainement des centaines de milliers de types moléculaires différents, les alcanes, les cyclanes, les aromatiques, les molécules cyclano-aromatiques, une grande partie des composés de masse moléculaire élevée (résines et asphaltènes) qui présentent une structure complexe et irrégulière.

La migration du pétrole des roches mères présente deux difficultés liées aux phénomènes d'adsorption et de capillarité. Les hydrocarbures légers sont peu adsorbés sur les surfaces minérales, en particulier les argiles, par contre les hydrocarbures aromatiques et les composés comme les résines et les asphaltènes le sont plus. De plus les forces capillaires s'opposent à la circulation de gouttelettes d'huile car la roche mère est normalement mouillée par de l'eau

Pour avoir un gisement exploitable il faut que le pétrole soit expulsé de la roche mère afin de s'accumuler sur des roches adjacentes plus poreuses où les hydrocarbures seront piégés. L'augmentation de la pression au sein des fluides formés dans la roche mère (dégradation du kérogène) finit par excéder la résistance de la roche en faisant des fissures par lesquelles le pétrole s'écoule vers les pièges.

Dans un même bassin les gisements les plus anciens et les plus profonds sont souvent plus riches en hydrocarbures légers, la température et le temps sont les deux paramètres qui contrôlent la cinétique des réactions de craquage.

RAP (Récupération assistée du pétrole)

La récupération du pétrole est réalisée en plusieurs étapes.

Dans la première étape afin de récupérer l'huile en place, le puits est foré de telle façon que le pétrole remonte de manière naturelle grâce à la différence de pression entre la pression du réservoir et la surface. Cette pression diminue dans le temps et le taux de production chute. A la fin de cette étape le taux de récupération est entre 5-30% d'OOIP (Original oil in place) ce pourcentage dépendra des caractéristiques de chaque réservoir.

Les procédés secondaires consistent en l'injection d'eau ou de gaz afin de maintenir la pression dans le réservoir et continuer l'extraction de pétrole. Le choix entre l'injection de l'eau ou du gaz se fait en fonction de deux critères, économique et technique. La récupération secondaire permet d'atteindre un taux de récupération entre 35%-45% du pétrole en place.

Lorsqu'un réservoir a déjà été exploité par des techniques primaires et secondaires il peut être dans certains cas soumis à des critères économiques de continuer son exploitation à travers d'une récupération tertiaire, récupération améliorée de pétrole (R.A.P), EOR (Enhanced Oil Recovery). Ces procédés permettent d'extraire entre 5 et 20 % supplémentaires de l'huile en place dans le gisement. Les procédés de récupération améliorée sont considérablement plus chers que les méthodes conventionnelles. Quatre techniques sont utilisées durant la récupération tertiaire :

- La récupération thermique, ce qui implique l'injection de vapeur d'eau pour abaisser la viscosité des huiles visqueuses, et d'améliorer la mobilité de l'huile dans le réservoir.
- L'Injection des gaz , tel que le CO₂ , pour augmenter la pression et, réduire la viscosité des hydrocarbures. Les gaz injectés demeurent piégés dans le puits. Cette technique peut donc associer la récupération de pétrole et le stockage géologique de CO₂.
- L'injection de microorganismes est un moyen de réduire la longueur des chaînes carbonées tout en générant *in situ* des surfactants et du CO₂ qui réduisent la viscosité du pétrole
- L'EOR chimique qui consiste à améliorer le balayage du pétrole par l'eau comme par exemple : les agents tensio-actifs en réduisant la tension interfaciale (surfactants), les nanoparticules, les polymères hydrosolubles.

L'injection de polymère est communément caractérisée par un rapport de mobilité plus favorable que pour de l'eau. Cela fait que l'efficacité de déplacement est plus importante pour des polymères viscoélastiques. Le caractère viscoélastique des solutions de polymère contribue à améliorer la mobilisation de l'huile piégée à l'échelle microscopique des pores et par conséquent de réduire la saturation résiduelle en huile.

Cette thèse, à dominante expérimentale, a pour but de fournir des données concernant le déplacement diphasique d'une huile brute de viscosité intermédiaire par une solution de polymère. Cette solution permet de prédire l'impact réel des propriétés rhéologiques des solutions de polymère et son adsorption sur l'efficacité de déplacement et les propriétés pétrophysiques de la roche réservoir.

L'objectif de ce travail de thèse 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.

Chapitre I

1 CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES (ECOULEMENTS EN) MILIEUX POREUX

1.1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre nous présentons quelques aspects sur les écoulements en milieux poreux. Il permet d'introduire les bases théoriques nécessaires pour comprendre les phénomènes qui ont lieu dans les milieux poreux à différentes échelles. Tout d'abord nous décrivons les principales propriétés des milieux (porosité, tortuosité, surface spécifique) et les équations générales associées aux écoulements monophasiques. Ensuite nous décrivons les écoulements diphasiques et les propriétés qui s'y attachent : pression capillaire, saturation, perméabilités relatives et particulièrement nous centrons l'attention sur la mouillabilité et la dispersion.

1.2 MILIEUX POREUX

Un milieu poreux est défini comme un assemblage de grains ou particules solides contenant des espaces vides appelés pores qui peuvent être occupés par des fluides. Les propriétés morphologiques et physico-chimiques de la structure porale contrôlent la résistance à l'écoulement du fluide au travers du milieu poreux.

Les milieux poreux peuvent être classés en milieux consolidés et non consolidés. Les structures non consolidées sont caractérisées par l'absence de liens entre les grains (comme le sable) tandis que les matrices solides consolidées sont formées de grains cimentés comme par exemple les calcaires et le grès.

Porosité

La porosité d'un milieu poreux est le rapport entre le volume de pores V_0 et le volume total V_T milieu.

$$\phi = \frac{V_0}{V_T} \quad \text{Eq1-C1}$$

Le volume total du milieu poreux doit être supérieur au V.E.R. La dimension du Volume Élémentaire Représentatif (V.E.R) est telle que quelle soit la propriété considérée sa valeur approche à de la valeur moyenne. Dans le cas de la porosité, la définition du V.E.R est basée sur la définition de l'indicateur d'espace occupé par le vide ou le solide

La détermination de la taille du V.E.R. pour la porosité moyenne du milieu poreux est illustrée dans la figure ci-dessous :

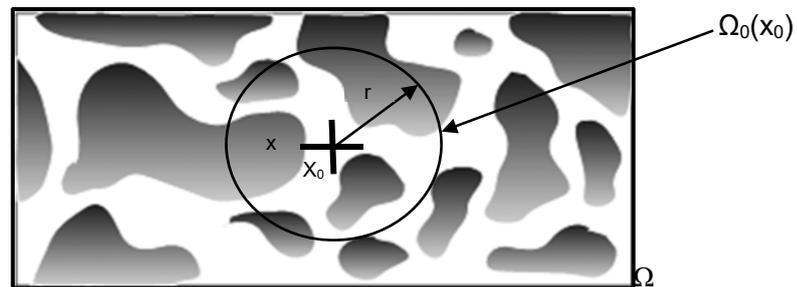


Figure 1 C1. Volume élémentaire représentatif dans le milieu poreux.

Dans la Figure 1 C1, dans un domaine Ω d'un milieu poreux, supposons l'élément de volume être une sphère $\Omega_0(x_0, r)$ de centre x_0 et de rayon r . Le rayon r doit être assez petit pour permettre de définir une propriété locale et en même temps il doit être assez grand par rapport aux dimensions des pores pour atteindre une valeur constante de la porosité qui est définie par la fonction distribution du vide.

$$\varphi(x) = \begin{cases} 1 & \text{si } x \in \text{espace vide} \\ 0 & \text{si } x \in \text{espace solide} \end{cases} \quad \forall x \in \Omega$$

Alors pour un volume élémentaire représentatif $\Omega_0(x_0)$ la porosité $\phi(x_0)$ en position x_0 est décrite par :

$$\phi(x_0) = \frac{1}{\Omega_0(x_0)} \int_{\Omega_0(x_0)} \varphi(x) dx \quad \text{Eq2-C1}$$

Dans les systèmes poreux, les pores peuvent être interconnectés ou séparés selon la Figure 2 C1 ci-dessous. Dans ce système poral nous distinguons la porosité résiduelle qui est constituée par les pores isolés et la porosité effective ou utile, constituée par les pores interconnectés.

La porosité totale est donc la somme de la porosité utile ϕ_u et la porosité résiduelle ϕ_r .

$$\phi_T = \phi_u + \phi_r \quad \text{Eq3-C1}$$

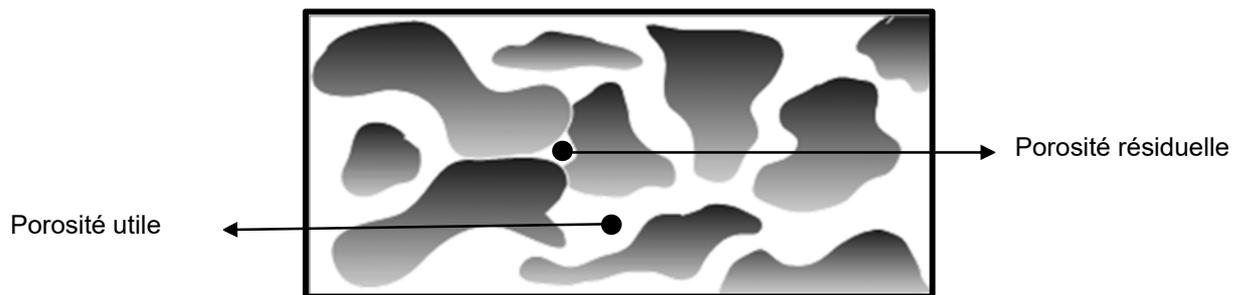


Figure 2 C1. Représentation de la porosité utile et résiduelle dans un milieu poreux.

Les valeurs typiques de porosité dépendent du système poral. Pour les grès consolidés la valeur de la porosité est comprise entre 0,1 et 0,3 et pour les sables non consolidés entre 0,3 et 0,4 [Corey 1994].

Les pores peuvent être classés en fonction de leur disponibilité au passage d'un fluide Figure 3 C1 [Rouquerol et al., 1994] :

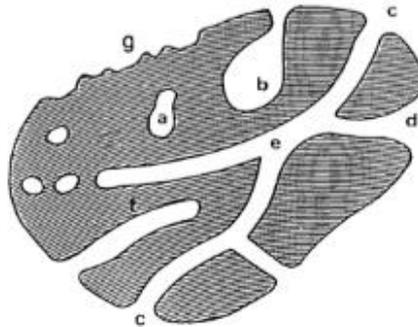


Figure 3 C1. Schéma représentatif des types de pore dans un milieu poreux. [Rouquerol et al., 1994].

1. Pores isolés ou pores fermés <a>. Ils influencent les propriétés macroscopiques du milieu poreux comme la densité du solide, la résistance mécanique ou la conductivité thermique, par contre ces pores n'interviennent pas dans les écoulements ou dans les processus d'absorption.
2. Pores connectés ou pores ouverts , <c>, <d>, <e> et <f> qui eux même sont classés en fonction de leur participation aux écoulements. Certains peuvent être ouverts seulement à une extrémité (et <f> ils sont alors décrits comme aveugles) ou à deux extrémités <e>. Selon la géométrie :Cylindriques<c> ou <f>, en forme de bouteille ou d'entonnoir <d>

Une autre propriété remarquable est la rugosité de la surface <g>. Une surface rugueuse n'est pas une surface poreuse mais elle présente des irrégularités qui peuvent influencer l'écoulement.

Tortuosité.

Le concept de tortuosité est utilisé pour caractériser la structure des milieux poreux au regard de la conductivité hydraulique et de la dispersivité.

Les milieux poreux, particulièrement les milieux naturels comme les roches et les sols, sont des systèmes désordonnés présentant plusieurs tailles de pores et différentes formes de grains. Les parcours des écoulements dans ces milieux ne sont pas rectilignes et une particule parcourt une distance qui est supérieure à la longueur de l'échantillon.

La tortuosité Γ [Tye, 1983; Epstein, 1989; Sahimi, 1993; Moldrup et al., 2001] est une propriété intrinsèque de chaque milieu. Elle est une fonction du rapport de la longueur du cheminement réel parcouru entre deux points L_g à la distance rectiligne qui les sépare L_s [Scheidegger, 1974; Clennell, 1997;]. Etant donné que $L_g > L_s$, le facteur de tortuosité Γ est supérieur à 1 [Lewis et al., 1988 ; Soendena et al., 1989]

$$\Gamma = \left(\frac{L_g}{L_s}\right)^2 \quad \text{Eq4-C1}$$

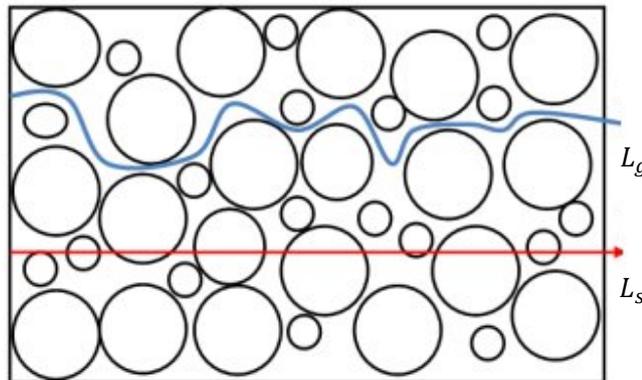


Figure 4 C1. Schéma représentatif pour montrer la différence de la tortuosité

Gisi et al.,(1997) montrent que l'écoulement dans un milieu poreux est un effet combiné de la tortuosité et de la connectivité des pores. La tortuosité dépend aussi du type de flux ou du processus de transport étudié [Moldrup et al., 2001; Vervoort et Cattle, 2003].

Surface spécifique

La surface spécifique est définie comme l'aire superficielle totale par gramme de solide, m^2/g . Cette propriété est une grandeur macroscopique simple, importante dès que l'on étudie, par exemple des problèmes d'adsorption qui peuvent avoir lieu durant l'écoulement du polymère. La surface spécifique devient très importante avec la présence d'argiles.

Dans un système poral cubique de volume V dans lequel sont placées \tilde{n} sphères de rayon r et masse volumique ρ tel qu'un volume H^3 puisse être associé à chaque sphère dans le système poral [Besnard 2003]. Donc la porosité est définie par :

$$\phi = \frac{V_o}{V} = \frac{H^3 - \frac{4}{3}\pi r^3 \tilde{n}}{H^3} = 1 - \frac{4}{3}\pi \left(\frac{r}{H}\right)^3 n \quad \text{Eq5-C1}$$

Et la surface spécifique S_{sp} de chaque sphère peut être exprimée par l'équation suivante :

$$S_{sp} = \frac{S_{sphère}}{M_s} = \frac{4\pi r^2}{\rho \frac{4}{3}\pi r^3} = \frac{3}{\rho r} \quad \text{Eq6-C1}$$

Logiquement plus la taille des particules est petite, plus la surface spécifique est grande, par exemple la valeur de la surface spécifique pour les grès est comprise entre 0,5-5m²/g et à environ 100m²/g pour les argiles, [Bear 1972].

1.3 ECOULEMENTS EN MILIEU POREUX

La mécanique des fluides en milieux poreux consiste à étudier les phénomènes de transfert de masse, de quantité de mouvement et d'énergie, des fluides en tenant en compte de la configuration du milieu et l'échelle choisie.

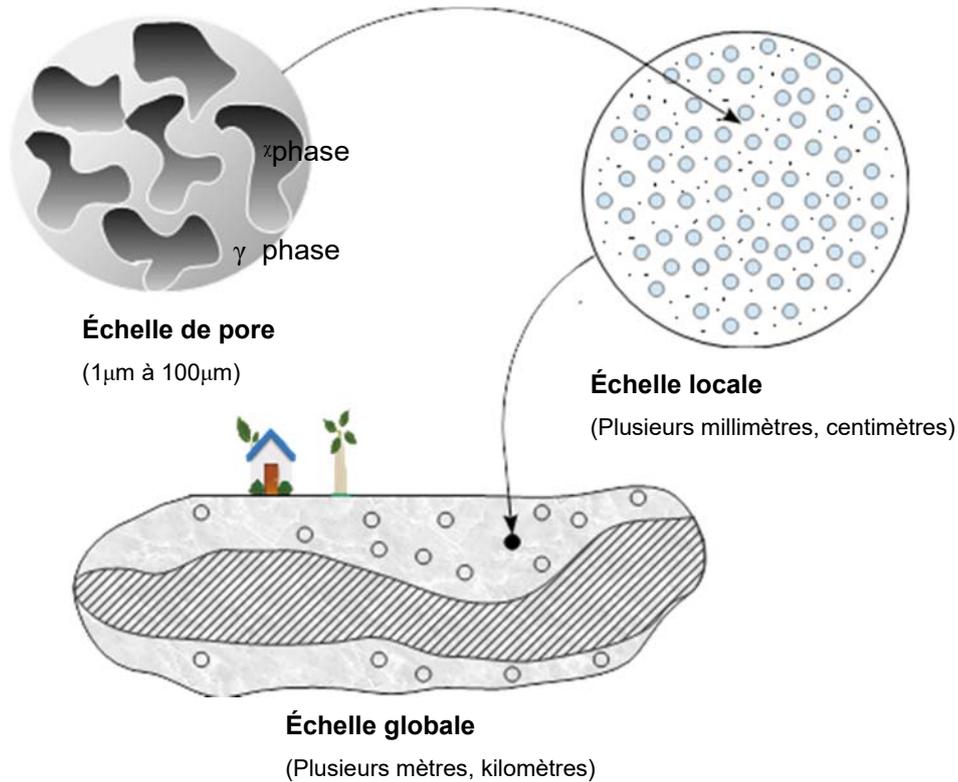


Figure 5 C1. Les différentes échelles d'observation du milieu poreux. [D'après Chiaria 2009]

1.3.1 Échelle du pore

La dimension caractéristique à cette échelle est le diamètre du grain dans les milieux non consolidés et le diamètre moyen du pore pour les milieux consolidés. Les écoulements à cette échelle sont décrits par l'équation de Navier-Stokes.

Les équations régissant les écoulements conservatifs à l'échelle du pore sont les équations de Navier Stokes et de continuité.

Pour un fluide de masse volumique ρ et de viscosité dynamique η , l'équation de Navier Stokes est exprimée en termes de vitesse dans le champ de la pesanteur donnée par :

$$\rho \left(\frac{\delta \vec{v}}{\delta t} + (\vec{v} \vec{\nabla}) \vec{v} \right) = -\vec{\nabla} p + \eta \nabla^2 \vec{v} + \rho \vec{g} \quad \text{Eq7-C1}$$

La complexité de l'équation de Navier Stokes est due essentiellement à deux termes, le terme d'inertie ou convection de quantité de mouvement $(\vec{v}\vec{\nabla})\vec{v}$ et le terme de diffusion visqueuse $\nabla\vec{v}$. Le nombre de Reynolds permet de comparer ces deux termes et il s'écrit comme le rapport du terme d'inertie sur le terme de viscosité.

$$Re = \frac{\text{inertie}}{\text{viscosité}} = \frac{\|\rho(\vec{v}\vec{\nabla})\vec{v}\|}{\|\eta\Delta\vec{v}\|} \quad \text{Eq8-C1}$$

On considère un écoulement fluide où on connaît l'ordre de grandeur de la vitesse \vec{v} ainsi que une dimension caractéristique D de l'écoulement. Le nombre de Reynolds peut alors être évalué à partir de l'équation Eq8-C1 de la manière suivante :

$$Re = \frac{\|\rho(\vec{v}\vec{\nabla})\vec{v}\|}{\|\eta\Delta\vec{v}\|} = \frac{\rho v^2/D}{\eta v/D^2} = \frac{\rho D v}{\eta} = \frac{Dv}{\psi} \quad \text{Eq9-C1}$$

Où ψ est la viscosité cinématique $\psi = \eta/\rho$, v est la vitesse moyenne. Pour les valeurs de Reynolds $Re \gg 1$, le transfert de quantité mouvement par inertie est plus importante que par viscosité, donc le terme d'inertie prédomine. Pour les valeurs de Reynolds $Re \ll 1$ les effets visqueux prédominent sur les effets inertiels et dans ce cas l'écoulement est dit rampant. Les écoulements à faible nombre de Reynolds correspondent aux vitesses très faibles, aux dimensions très petites, ou aux fluides très visqueux.

Dans l'hypothèse de l'écoulement lent d'un fluide newtonien, incompressible, l'écoulement dans un pore est alors régi par l'équation de Stokes :

$$0 = -\vec{\nabla}p + \eta\nabla\vec{v} + \rho\vec{g} \quad \text{Eq10-C1}$$

A laquelle est associée l'équation de continuité (conservation de la masse) pour un fluide incompressible :

$$0 = (\vec{\nabla} \cdot \vec{v}) \quad \text{Eq11-C1}$$

1.3.2 Échelle locale ou de Darcy

Le passage à l'échelle locale permet de décrire l'écoulement d'un fluide incompressible à faible nombre de Reynolds en appliquant la loi de Darcy [Whitaker, 1986 ; Scheidegger 1960 ; Dullien 1979].

$$\langle v \rangle = -\frac{K}{\eta} (\nabla \langle P \rangle - \rho g) \quad \text{Eq12-C1}$$

Où $\langle v \rangle = \frac{1}{V} \int_{(V_p)} v dV$ est la vitesse de Darcy, et $\langle P \rangle = \frac{1}{V_p} \int_{(V_p)} P dV$ est la pression moyenne de la phase fluide. K est le tenseur de perméabilité, grandeur physique intrinsèque du milieu poreux qui quantifie la disposition de la roche à laisser passer un fluide dans les milieux anisotropes K dépend fortement de la direction de l'écoulement ce qui est le cas dans les gisements pétroliers, la perméabilité verticale est souvent plus faible que la perméabilité horizontale à cause de la présence des strates.

Dans le cas des milieux poreux isotropes, le tenseur de perméabilité s'exprime en fonction de la perméabilité absolue k et du tenseur identité I elle s'exprime en Darcy (1Darcy = $0,987 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$).

$$K = kI \quad \text{Eq13-C1}$$

Où k ne dépend que de la topologie du milieu poreux, et la loi de Darcy peut être exprimée par :

$$Q = -\frac{kS}{\eta} \frac{dP}{dl} + \rho g \sin \alpha \quad \text{Eq14-C1}$$

Où S est la section de l'écoulement, l est la longueur et α est l'angle d'inclinaison de l'écoulement. Pour le cas particulier d'un écoulement unidirectionnel, horizontal, l'équation Eq14-C1 s'écrit sous la forme suivante:

$$Q = - \frac{kS \Delta P}{\eta l} \quad \text{Eq15-C1}$$

Où Q est le débit volumique de la phase fluide, ΔP la perte de charge entre l'entrée et la sortie du milieu et S est la section du milieu de longueur l . Elle montre une relation linéaire entre le débit-volumique et la différence de pression.

La loi de Darcy reste de nos jours un élément essentiel de la description mathématique de l'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux. Elle est largement utilisée dans de nombreux domaines : hydrologie, génie chimique, exploitation des gisements d'hydrocarbure.

On définit la vitesse interstitielle :

$$v_i = \frac{v}{\phi} = \frac{Q}{S\phi} \quad \text{Eq16-C1}$$

Equation de Poiseuille : modèle de faisceau de capillaires

Afin d'établir des corrélations pratiques entre les différentes propriétés des écoulements dans les systèmes poreux, nous pouvons représenter ces milieux poreux au travers de modèles simplifiés. Un des modèles les plus utilisés est de considérer le milieu poreux comme un faisceau de tubes capillaires rectilignes de rayons identiques. La loi de Darcy permet de décrire l'écoulement d'un fluide dans un tube capillaire au travers de l'équation Eq15-C1. Si on considère le milieu comme un faisceau de n_t capillaires parallèles de rayon r et de même longueur l , on peut d'écrire l'écoulement en utilisant la loi de Poiseuille :

$$Q = \frac{n_t \pi r^4 \Delta P}{8\eta l} \quad \text{Eq17-C1}$$

Où la section de passage de l'écoulement est :

$$S\phi = n_t \pi r^2 \quad \text{Eq18-C1}$$

En égalisant les relations Eq17-C1 et Eq15-C1 on obtient l'expression [Sorbie, 1991]:

$$rp = \sqrt{\frac{8k}{\phi}} \quad \text{Eq19-C1}$$

Si le faisceau au lieu d'être parallèle est distribué d'une manière aléatoire dans toutes les directions les canaux sont tortueux et le gradient de pression est corrigé par le facteur de la tortuosité Γ , la perméabilité s'écrit sous la forme [Nooruddin et Hossain 2011] :

$$k = \frac{\phi r^2}{8\Gamma} \quad \text{Eq20-C1}$$

Le modèle de Carman-Kozeny

En partant du modèle de Poiseuille de tubes capillaires, la perméabilité en fonction de la surface interne spécifique peut être exprimée par le modèle de Carman-Kozeny (1937), dans laquelle est intégré un facteur de forme caractéristique du milieu f_g qui prend en compte la microstructure, la perméabilité [Nooruddin et Hossain 2011 ; Nelson 1994] s'écrit sous la forme :

$$k = \left(\frac{1}{f_g \Gamma S_{sp}^2} \right) \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2} \quad \text{Eq21-C1}$$

Le modèle de [Carman 1937 et Kozeny 1927] est établi pour une colonne remplie de sphères de diamètre d à compacité maximale, Et $S_{sp}=6/d$; la perméabilité s'exprime par la relation d'Ergun (1952):

$$k = \frac{\phi^3 d_p^2}{180(1 - \phi)^2} \quad \text{Eq22-C1}$$

Relation entre la porosité et la perméabilité absolue.

Dans la pratique une relation exponentielle entre la porosité et la perméabilité est observée [Monicard, 1975]. En effet, le logarithme de la perméabilité en fonction de la porosité donne approximativement une droite avec des pentes différentes en fonction du type de milieu poreux. De nombreux chercheurs ont observé que dans les roches, il existe fréquemment une bonne corrélation entre la porosité et la perméabilité [Serra, 1985]. [Chilingar 1964]. Cette relation linéaire (la pente) dépend de la roche et la géométrie/distribution des pores. Ainsi une perméabilité de 10mD peut avoir des valeurs comprises entre 6 et 31%.

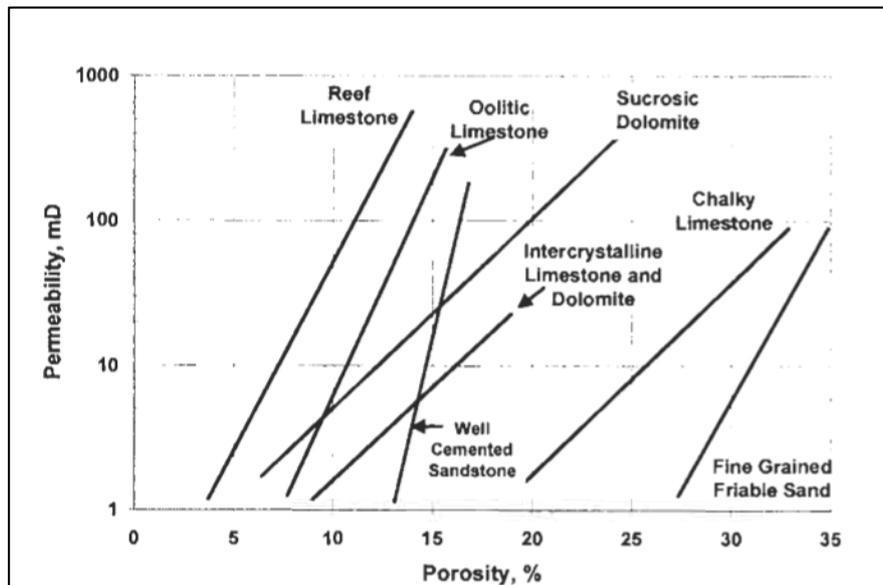


Figure 6 C1. Différents relations linéaires entre la porosité et la perméabilité [Tiab et Donaldson ,2011]

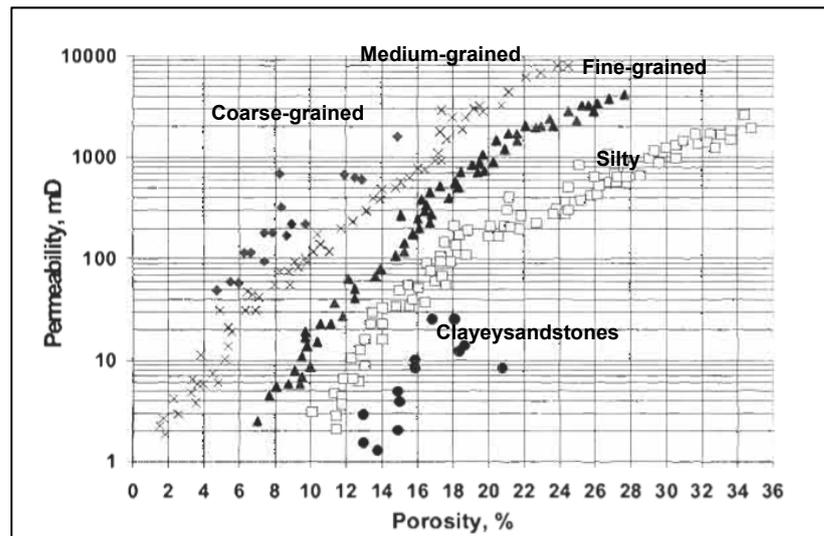


Figure 7 C1. Influence de la taille de grain dans la relation entre la perméabilité et la porosité. [Tiab et Donaldson ,2011]

1.3.3 Échelle globale

Cette échelle prend en compte les propriétés macroscopiques du milieu pour des distances métriques ou kilométriques.

Il existe d'autres échelles d'intérêt, comme l'échelle de la surface souvent nécessaire pour décrire les échanges fluide/solide, ou l'échelle du milieu hétérogène.

1.4 ÉCOULEMENTS MISCIBLES

Ce paragraphe traite du transport de fluides miscibles dans un milieu poreux saturé où l'un des fluides contient un soluté non réactif et conservatif. La répartition spatiale et temporelle de la concentration du soluté résulte de sa diffusion moléculaire et sa dispersion mécanique.

1.4.1 Diffusion moléculaire

La diffusion est un phénomène physique lié à l'agitation moléculaire. Dans un fluide au repos, le mouvement envoie des particules dans toutes les directions de l'espace. Si la concentration n'est pas homogène, c'est à dire s'il existe un gradient de concentration entre deux points voisins, on observe un flux de masse. Ce phénomène est décrit par la loi de Fick [Fick 1855] Eq23-C1 classique où le coefficient de diffusion moléculaire traduit la proportionnalité du flux massique en fonction du gradient de concentration en 1D :

$$F = -D_0 \frac{\delta c}{\delta x} \quad \text{Eq23-C1}$$

Dans les milieux poreux, la présence des grains ralentit la diffusion car les ions doivent alors suivre des chemins plus longs que dans de l'eau libre. Le coefficient de diffusion moléculaire, dit effectif, D_0 tient compte de ce phénomène et est associé au coefficient en eau libre. En outre, le coefficient dépend de la nature de l'ion, de la température (selon une loi d'Arrhénius), de la pression et de la composition du fluide. La diffusion est généralement négligeable par rapport à la dispersion cinématique, sauf dans le cas de vitesses d'écoulement faibles.

1.4.2 Dispersion mécanique

La dispersion mécanique est un phénomène lié aux différentes vitesses dans l'espace poral. Ces différentes vitesses sont liées aux différents chemins et les différentes ouvertures qu'un écoulement peut avoir tout au long du système poral en provoquant les différents gradients de vitesses. Dans un premier temps la friction provoque une vitesse maximale au milieu du pore et une vitesse nulle sur les parois. Une molécule se déplaçant près des parois du pore sera ralentie par friction, alors qu'une autre se trouvant au centre du pore rencontrera moins de résistance.

Dans un deuxième temps, à cause de la variation des dimensions de pores, la vitesse d'un écoulement varie d'un pore à l'autre. Cela fait que le chemin en zigzag suivi pour le fluide fait que certaines particules de fluide parcourent un chemin plus long pour une même distance linéaire.

Les phénomènes qui génèrent le mélange dans la direction de l'écoulement sont expliqués par la dispersion mécanique longitudinale D_L mais le front de soluté peut être aussi perpendiculaire à la direction moyenne de l'écoulement, il s'agit alors d'une dispersion transverse D_T .

$$D_L = \alpha_L v \quad \text{Eq24-C1}$$

$$D_T = \alpha_T v \quad \text{Eq25-C1}$$

Où α_L et α_T sont les dispersivités longitudinales et transverses, v et la vitesse linéaire de Darcy .

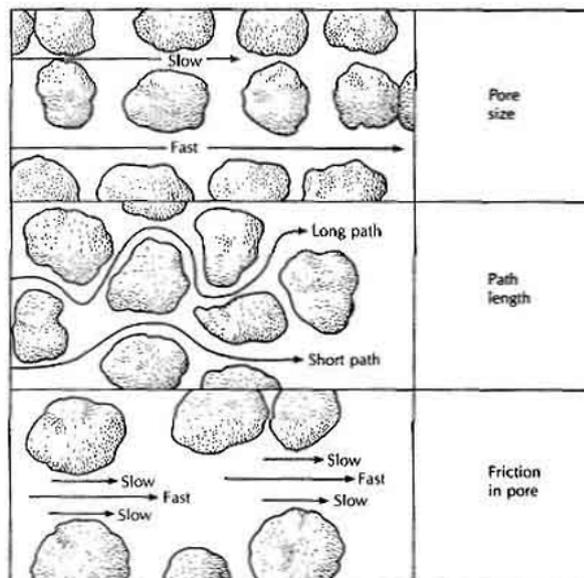


Figure 8 C1. Représentation de la dispersion à l'échelle du pore [Fetter , 1999]

1.4.3 Dispersion

Dans la pratique les mécanismes de dispersion mécanique et de diffusion coexistent donnant lieu à une dispersion globale du soluté et dont les coefficients de dispersion sont :

$$D'_L = \alpha_L v + D^* \quad \text{Eq26-C1}$$

$$D'_T = \alpha_T v + D^* \quad \text{Eq27-C1}$$

De plus si D'_x est la dispersion totale dans la direction x. D'_x peut être exprimé par deux composantes, la dispersion mécanique D et le la diffusion effective D^* qui dépend de la tortuosité du système [Bear 1972] $D^* = \Gamma D_o$, de telle façon que le paramètre de la dispersion dans Eq26-C1 et Eq27-C1 et peut être exprimé sous la forme :

$$D'_x = \alpha_T \bar{v}_x + D^* \quad \text{Eq28-C1}$$

Pour décrire le transport d'un soluté conservatif par un écoulement, il convient de faire un bilan massique sur un volume élémentaire unitaire de milieu poreux.

Si on définit l'équation générale du transport :

$$\frac{\delta c}{\delta t} = -\frac{\delta}{\delta x} J \quad \text{Eq29-C1}$$

J est la somme de la composante convective

$$\vec{J}_C = c \vec{v}_x \quad \text{Eq30-C1}$$

Et de la composante dispersive:

$$\vec{J}_D = -D'_x \frac{\delta c}{\delta x} \quad \text{Eq31-C1}$$

A partir des équations Eq30-C1, Eq31-C1 et Eq29-C1 on peut obtenir l'expression de la conservation de masse:

$$\frac{\delta}{\delta x} \left(D'_x \frac{\delta c}{\delta x} \right) - \frac{\delta}{\delta x} (\bar{v}_x c) = \frac{\delta c}{\delta t} \quad \text{Eq32-C1}$$

Pour un écoulement réactif l'équation ci-dessus est modifiée [Runkel and Bencala 1995 ; Runkel 1996] où Kc est la vitesse de réaction:

$$-Kc + \frac{\delta}{\delta x} \left(D^* \frac{\delta c}{\delta x} \right) - \frac{\delta}{\delta x} (\bar{v}_x c) = \frac{\delta c}{\delta t} \quad \text{Eq33-C1}$$

L'équation de diffusion-dispersion décrit le transport d'un soluté dans un milieu poreux saturé. La solution analytique de cette équation avec les conditions aux limites suivantes fournit la concentration du soluté en fonction de l'espace et le temps

$$\text{conditions aux limites} \begin{cases} c(x, 0) = 0 \\ c(0, t) = C_0 \\ c(\infty, t) = 0 \end{cases}$$

Qui correspondent à l'injection permanente de soluté à la concentration C_0 à l'entrée d'une carotte 1D de milieu poreux. Si on considère un coefficient de dispersion constant la solution est exprimée sous la forme [Ogata et Banks 1961] :

$$c(x, t) = \frac{c_0}{2} \left[\text{erfc} \left(\frac{x - \bar{v}t}{2\sqrt{D'_x t}} \right) + \exp \left(\frac{\bar{u}_x}{D'_x} \right) \text{erfc} \left(\frac{x + \bar{v}t}{2\sqrt{D'_x t}} \right) \right] \quad \text{Eq34-C1}$$

Où erfc est la fonction erreur complémentaire.

Si le temps et/ou la longueur de l'échantillon sont suffisamment grands le deuxième terme est négligeable et l'équation de conservation de masse est décrite par l'équation de Fick:

$$D^* \frac{\delta^2 c}{\delta x^2} = \frac{\delta c}{\delta t} \quad \text{Eq35-C1}$$

Et par conséquent la solution de l'Eq34-C1 se limite à :

$$c(x, t) = \frac{c_0}{2} \left[\operatorname{erfc} \left(\frac{x - \bar{v}t}{2\sqrt{D'_x t}} \right) \right] \quad \text{Eq36-C1}$$

Le profil de concentration est contrôlé par la dispersion mécanique et par la diffusion.

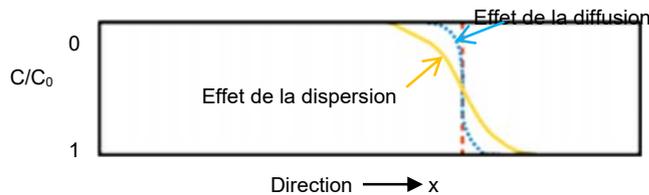


Figure9. Formes du profil de concentration en fonction des phénomènes de dispersion et diffusion.

A vitesse très faible la diffusion est le phénomène qui contrôle le processus et le coefficient de dispersion est $D'_x \approx J$. En revanche pour les vitesses élevées la dispersion mécanique devient le phénomène dominant. Le rapport de la dispersion mécanique et la diffusion moléculaire conduit à définir la dispersion, le nombre de Péclet de grain

$$Pe = \frac{\bar{v}d_p}{D^*} \quad \text{Eq37-C1}$$

Où d_p est le diamètre d'un grain, \bar{v} la vitesse de l'écoulement ($\bar{v} = Q/S\phi$) et D^* est le coefficient de diffusion moléculaire de l'ordre de $10^{-9} \text{ m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$. Dans la Figure 11 C1 on montre la relation entre la dispersion longitudinale et le nombre de Péclet où D_d est le coefficient de diffusion en eau libre.

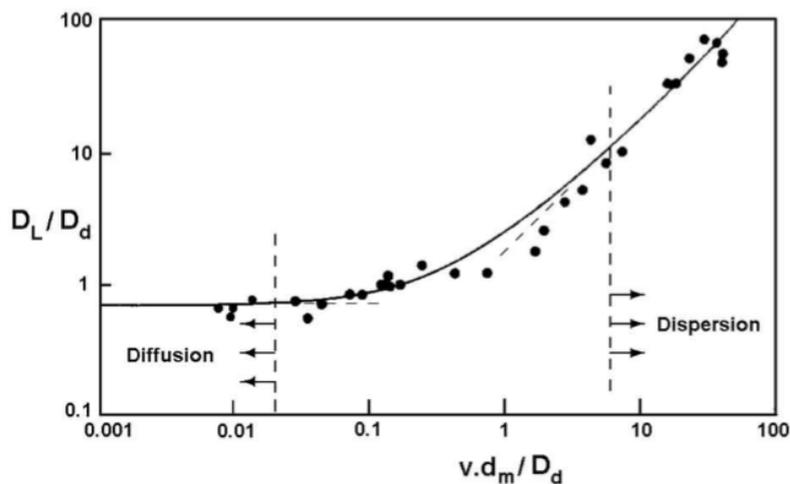


Figure 10 C1. Rapport entre le Pe et la dispersion [Perkins et Johnson 1963]

Dans la figure ci-dessus on note trois régimes en fonction de la valeur du nombre de Péclet. Pour les Pe faibles, la diffusion moléculaire est prédominante, lorsque le Péclet est élevé, le phénomène prédominant devient la dispersion mécanique.

1.5 ÉCOULEMENT DIPHASIQUES

On considère maintenant le cas où le milieu poreux est saturé par deux phases non miscibles une phase $\langle o \rangle$ huile et une autre phase $\langle w \rangle$ aqueuse. Dans ce cas nous considérons en plus des interactions fluides-solide, et les interactions fluide-fluide. Nous introduisons aussi les différents paramètres qui décrivent les écoulements diphasiques.

1.5.1 Notion de saturation

Dans un volume de pore V_p , la saturation S_β définit la proportion du volume de pores occupé par un fluide β :

$$S_\beta = \frac{V_\beta}{V_p} \quad \text{Eq38-C1}$$

Dans un système eau/huile on aura la $S_o + S_w = 1$.

En génie pétrolier on distingue deux saturations remarquables :

S_{wi} : La saturation irréductible en eau est la saturation minimale de la phase aqueuse à la fin de l'écoulement d'huile. L'eau irréductible reste en place et immobile sous l'effet des forces capillaires.

S_{or} : La saturation résiduelle en huile est la saturation minimale de l'huile après imbibition forcée de la phase aqueuse.

1.6 TENSION INTERFACIALE ET MOUILLABILITE

Lorsqu'un système est constitué de deux phases immiscibles la tension interfaciale mesure l'énergie minimum nécessaire pour créer une unité de surface à l'interface de ces deux fluides. Si les fluides sont fortement immiscibles la tension interfaciale est grande et faible si les fluides sont faiblement miscibles. Dans le système eau/huile la tension interfaciale dans le gisement a une valeur compris entre 15 et 35 dynes/cm [Cossé 1988].

Dans le cas d'une goutte de liquide déposée sur une surface solide et entourée d'un fluide immiscible le mouillage du liquide est caractérisé par l'angle de contact θ . Ce paramètre géométrique permet de mesurer l'affinité entre la phase solide et une des phases liquides. Cet angle dépend des tensions de surface impliquées dans l'équilibre de la goutte et il peut être déterminé par l'équation de Young :

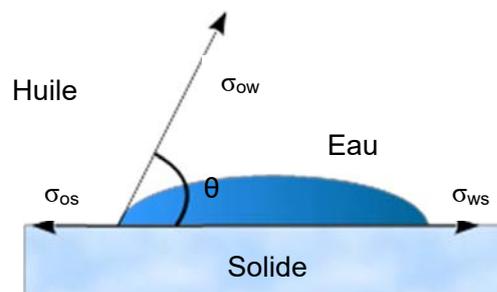


Figure 11 C1. Angle de contact θ entre les fluides immiscibles et le solide.

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}} \quad \text{Eq39-C1}$$

Où σ_{os} est la tension interfaciale entre la phase huile et le solide, σ_{ws} est la tension interfaciale entre l'eau et le solide et σ_{ow} est la tension interfaciale entre les phases fluides immiscibles.

La valeur de l'angle de contact permet d'identifier quelle phase mouille une surface.

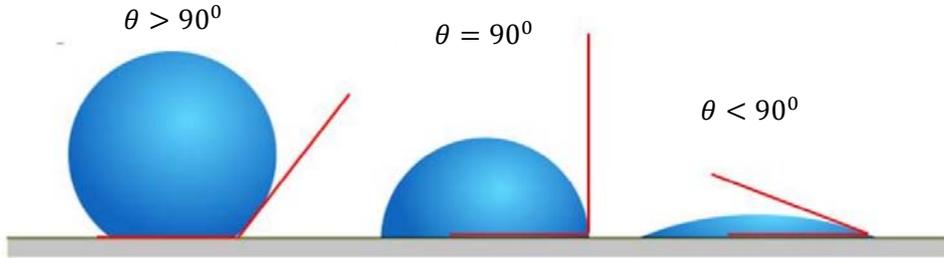


Figure 12 C1. Mouillabilité des systèmes huile/eau/roche.

Anderson (1986b) établi une série de valeurs d'angle contact pour définir la mouillabilité qu'on peut trouver dans les milieux poreux selon le tableau suivant :

Angle de contact	Mouillabilité franche à l'eau	Mouillabilité neutre	Mouillabilité franche à l'huile
Minimum	0°	60-75°	105-120°
Maximum	60-75°	105-120°	180°

Tableau 1 C1. Valeurs de l'angle de contact [Anderson Part2 1986]

L'hystérésis de l'angle de contact peut être mesurée quand la goutte est déposée entre deux surfaces dont une est mise en mouvement.

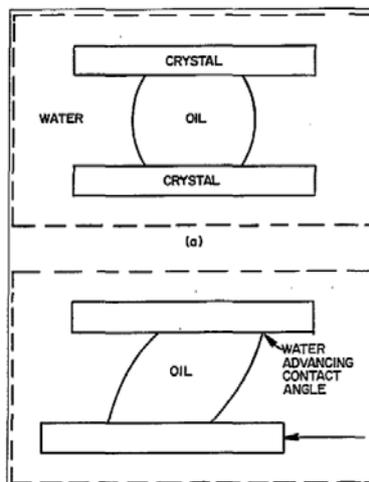


Figure 13 C1. Mesure de l'angle de contact [Anderson Part2, 1986]

L'avantage de mesurer la mouillabilité par angle de contact est la possibilité de quantifier l'influence de paramètres tels que le pH ou la salinité sur cette mouillabilité. Cette méthode est représentative de la mouillabilité à l'échelle du pore mais elle ne prend pas en compte les différentes hétérogénéités ou les rugosités de surface

L'intérêt pour la mouillabilité tient à son influence marquée sur la distribution des fluides immiscibles dans les milieux poreux et à l'impact de cette distribution sur le déplacement de ces fluides

Les réservoirs pétroliers sont des roches poreuses et perméables qui contiennent de l'eau et des hydrocarbures. Leur mouillabilité peut changer d'une mouillabilité franche à l'eau à une mouillabilité franche à l'huile en passant par différentes situations avec des mouillabilités intermédiaires [Anderson 1986a].

La mouillabilité franche à une phase (à l'eau ou à l'huile) : La mouillabilité franche ou mouillabilité homogène est la forte préférence d'adhésion d'une phase sur la surface.

En général on admet que les roches réservoirs sont considérées de mouillabilité franche à l'eau avant la migration des hydrocarbures par différence de densité. Si le milieu a une **mouillabilité franche à l'eau**, l'eau recouvre la surface des pores et sature les petits pores, tandis que l'huile se trouve dans le centre des grands pores sous forme de gouttes.

Dans le cas d'une **mouillabilité franche à l'huile** la répartition des fluides est à l'inverse du cas d'une mouillabilité franche à l'eau. L'huile sature les petites pores et va recouvrir la surface des grands pores. La mouillabilité à l'huile résulte de l'effet de l'adsorption de certaines molécules composant l'huile brute à la surface de la matrice solide.

Compte tenu des interactions entre la roche, l'huile et la phase aqueuse, il existe différents types de mouillabilité. Lorsque la roche ne montre pas une préférence pour l'eau ou pour l'huile, le système devient neutre (**mouillabilité neutre**).

Mouillabilité fractionnaire : La composition minéralogique des surfaces solides du milieu poreux peut varier localement et altérer les processus d'échanges ioniques et d'adhésion des fluides sur la surface. Certains minéraux sont plus susceptibles d'interagir avec les huiles

brutes et les saumures que d'autres. Cette diversité de composition minéralogie et chimique de la surface provoque une mouillabilité hétérogène. Dans le cas de la mouillabilité fractionnaire la surface de la roche présente certaines zones avec une forte mouillabilité à l'huile et d'autres une forte mouillabilité à l'eau.

Mouillabilité mixte : Les petits pores sont saturés par l'eau avec une mouillabilité franche à l'eau, alors que les grands pores sont remplis par l'huile avec une mouillabilité franche à l'huile.

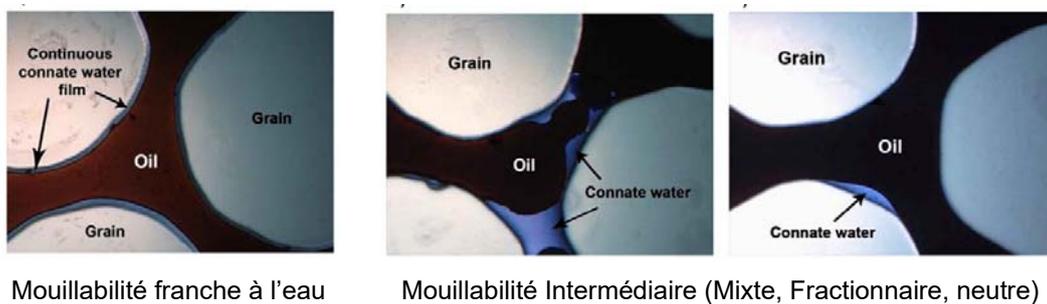


Figure 14 C1. Représentations des phases fluides en fonction de la mouillabilité [Meybodi et al., 2010]

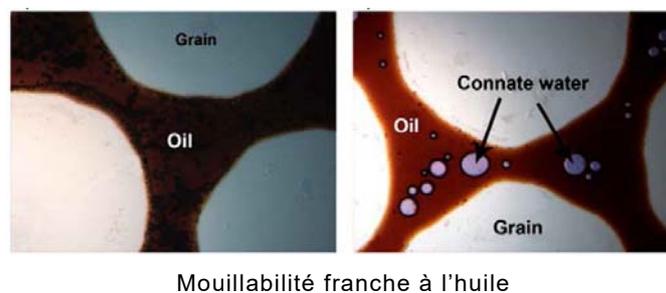


Figure 15 C1. Représentations des phases fluides en fonction de la mouillabilité [Meybodi et al., 2010]

1.6.1 Pression capillaire

La pression capillaire P_c est définie comme la différence de pression existant entre deux points voisins situés de part et d'autre d'une interface délimitée par un fluide non mouillant 1 et un fluide mouillant 2 en équilibre.

$$P_c = P_1 - P_2 \quad \text{Eq40-C1}$$

La pression capillaire met en évidence, l'influence des phénomènes observés à l'échelle du pore tels que les forces de surface ou la mouillabilité. La pression capillaire est liée à la courbure de l'interface R qui sépare les deux fluides et à la tension interfaciale σ (pour un système huile/eau la tension interfaciale a une valeur de l'ordre de 30 mN.m^{-1}). Cette relation est exprimée par l'équation de Laplace :

$$P_c = P_1 - P_2 = \frac{2\sigma}{R} \quad \text{Eq41-C1}$$

Dans le cas d'un tube capillaire de rayon r et contenant de l'huile et de l'eau, l'application de l'équation de Laplace et Young permet d'obtenir la relation :

$$P_c = P_1 - P_2 = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad \text{Eq42-C1}$$

1.6.2 Relation pression capillaire-saturation

Le drainage et l'imbibition sont définis comme le déplacement d'un fluide non-mouillant par un fluide mouillant et réciproquement.

Pour établir la courbe de pression de capillaire de drainage, la saturation de la phase mouillante est réduite jusqu'à sa valeur irréductible par un incrément de la pression capillaire. La pression capillaire est ensuite diminuée progressivement et le fluide mouillant déplace le fluide non-mouillant jusqu'à ce que sa saturation se trouve sous sa forme résiduelle.

Il est important de noter que la première partie de la courbe d'imbibition est une imbibition spontanée jusqu'à atteindre la valeur de $P_c=0$. La deuxième partie correspond à une imbibition forcée où la pression capillaire atteint des valeurs négatives.

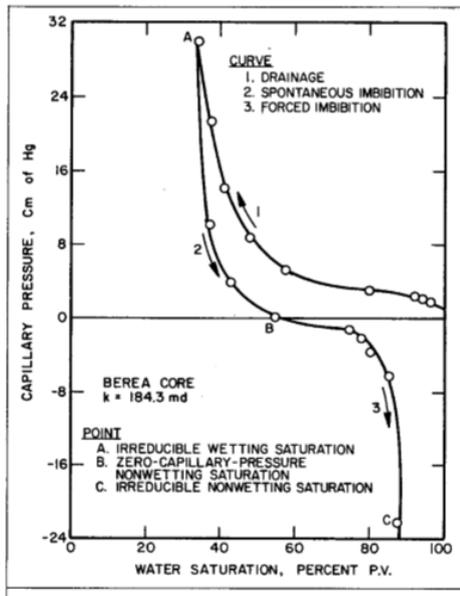


Figure 16 C1. Pression capillaire dans un milieu poreux de Berea [Anderson 1986c]

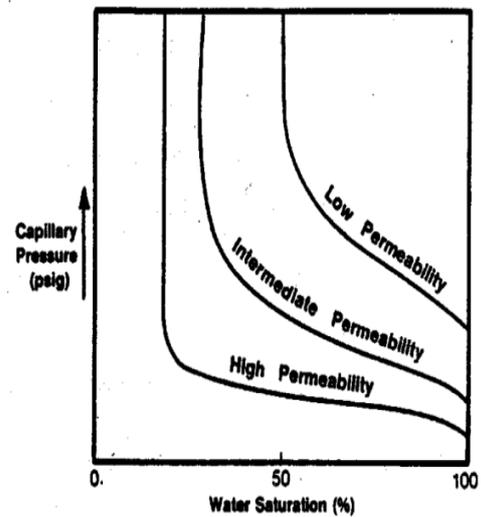


Figure 17 C1. Pression capillaire en fonction de la forme de la courbe de la perméabilité

La pression capillaire durant le drainage est la pression appliquée du fluide non mouillant sur le fluide qui sature l'échantillon. On mesure la quantité de fluide mouillant déplacé en fonction de la pression capillaire appliquée. Cette pression est augmentée jusqu'à la saturation irréductible (S_{wi}), et on obtient la courbe primaire. La pression capillaire est ensuite diminuée progressivement et le fluide mouillant pénètre à nouveau dans l'échantillon et déplace le fluide non mouillant. Ce processus s'appelle imbibition, que dans la phase 2 est fait d'une manière spontanée et dans la phase 3 est forcé. On atteint une saturation résiduelle S_{or} de fluide non mouillant lorsque la pression capillaire redevient nulle pour la phase 2 et négative pour la phase 3. (Figure 16 C1).

La forme des courbes de pression capillaire dépend aussi de la perméabilité des milieux poreux, de la taille des grains, et de la distribution des pores.

1.6.3 Mouillabilité-méthodes de mesure

Dans la littérature, il existe plusieurs méthodes pour évaluer la mouillabilité. Ces méthodes sont quantitatives ou qualitatives [Anderson 1986b].

Parmi les méthodes qualitatives on trouve : L'observation microscopique, les imbibitions, les courbes de la perméabilité relative, la relation entre la perméabilité et les saturations, les courbes de pression capillaires ou la résonance magnétique [Anderson 1986]

Les méthodes quantitatives sont principalement la mesure de l'angle de contact, les tests d'imbibition/drainage (Amott-Harvey, Amott-IFP) ou la mesure de pression capillaire (USBM) par centrifugation.

Test Amott-IFP

Le test Amott-IFP [Amott, 1959] consiste à comparer les quantités de fluides récupérées par déplacement spontané et forcé, par l'eau et ensuite par l'huile.

La procédure expérimentale du test est la suivante :

1. L'échantillon est saturé en saumure.
2. Drainage initial jusqu'à la saturation irréductible en saumure (S_{wi})
3. Imbibition spontanée en saumure et mesure du volume d'huile déplacé V_1
4. Déplacement forcé par la saumure et mesure du volume d'huile déplacé V_2
5. Imbibition spontanée en huile et mesure du volume de saumure déplacé V_3
6. Déplacement forcé par l'huile et mesure du volume de saumure déplacé V_4

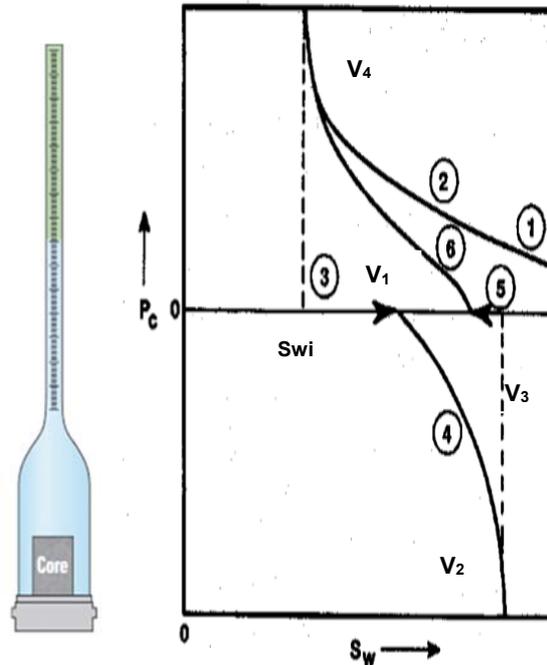


Figure 18 C1. Test Amott-Harvey.

De ces mesures, sont déduits les indices suivants :

L'indice de mouillabilité à l'eau I_w :

$$I_w = \frac{V_1}{V_1 + V_2} \quad \text{Eq43-C1}$$

L'indice de mouillabilité à l'huile I_o :

$$I_o = \frac{V_3}{V_3 + V_4} \quad \text{Eq44-C1}$$

L'indice global de mouillabilité WI de la roche :

$$WI = I_w - I_o \quad \text{Eq45-C1}$$

A partir des valeurs des trois indices, il est possible d'établir la mouillabilité de l'échantillon étudié. Lorsqu'une roche est de mouillabilité franche à l'eau, I_o est nul ou très faible et I_w proche de l'unité. Lorsqu'une roche est de mouillabilité franche à l'huile, les valeurs des deux rapports sont inversées. L'indice de mouillabilité se trouve donc compris entre +1 et -1, pour une mouillabilité franche à l'eau ou à l'huile:

Influence du vieillissement sur la mouillabilité d'une roche au contact d'une huile

Une surface de quartz est de mouillabilité franche à l'eau à cause de la présence de groupes hydroxyles et hydrophiles. Si cette surface est mise en contact avec une l'huile brute, il est possible de changer sa mouillabilité [Skauge et Fosse 1994]. Ce phénomène s'explique par l'adsorption de molécules polaires de l'huile (typiquement asphaltènes) sur la surface de quartz [Valat et al.,1993 ; Bousseau et al., 1995] et est dépendant de la température, pression et durée du contact.

Dans un cas de mouillabilité mixte, le film d'eau dépend d'un équilibre qui s'établit entre les forces de Van der Waals, les forces de double couche électrique et les forces de solvation

[Morrow, 1990]. La présence d'une huile brute perturbe cet équilibre, pouvant conduire alors à la rupture du film et donc à l'adsorption de molécules d'huile à la surface solide

Méthode de mesure USBM (United States Bureau of Mines)

Cette méthode [Donaldson et al., 1969] est basée sur la mesure de la pression capillaire. Dans la première étape de la mesure, les échantillons sont placés dans la saumure et ils sont centrifugés en augmentant progressivement la vitesse de rotation jusqu'à obtenir la saturation irréductible en eau. Dans la deuxième étape, l'échantillon est placé dans l'huile et il est centrifugé jusqu'à la saturation résiduelle en huile. Cette méthode est basée sur l'augmentation de la saturation du fluide non mouillant (respectivement du fluide mouillant) dans le milieu poreux après avoir fourni un travail (respectivement libéré de l'énergie) au système. Dans ce cas, on ne prend en compte que les zones sous-tendues par les courbes de pression capillaire en déplacements forcés.

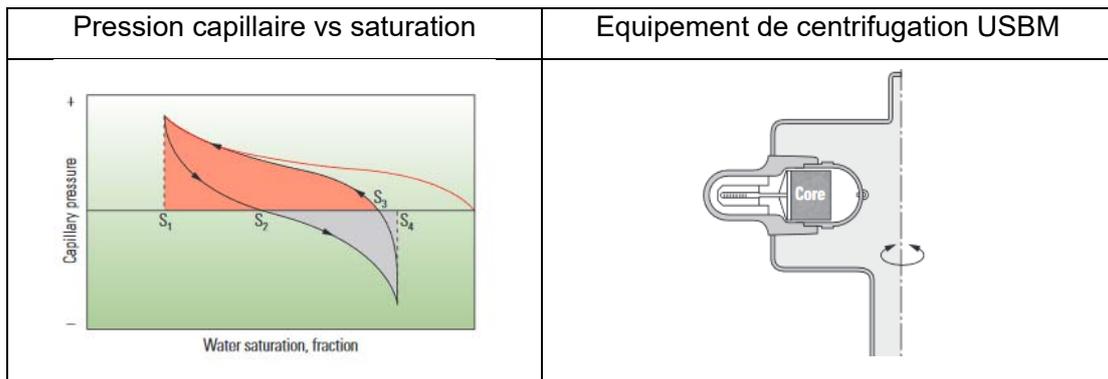
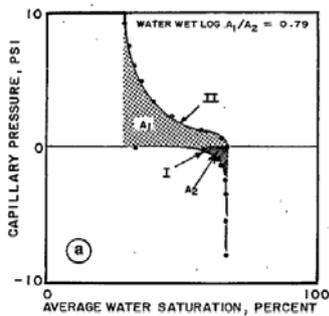
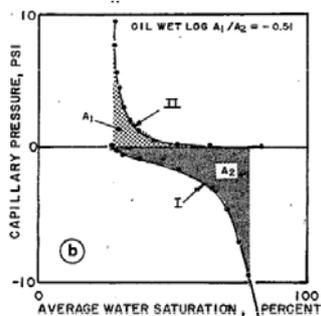


Figure 19 C1. Mesure de la mouillabilité par la méthode USBM [Anderson 1986b].

Mouillabilité franche à l'eau



Mouillabilité franche à l'huile



Mouillabilité neutre

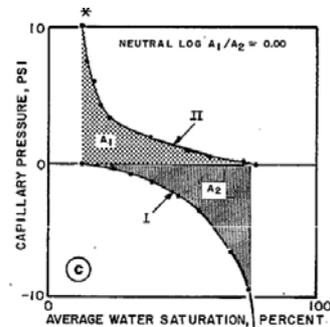


Figure 20 C1. Mesure de la mouillabilité par la méthode USBM [Anderson 1986b].

L'indice de mouillabilité est défini par :

$$I_{USBM} = \log\left(\frac{A_1}{A_2}\right) \quad \text{Eq46-C1}$$

Des exemples de milieux mouillables à l'eau, mouillables à l'huile et de mouillabilité neutre sont représentés sur la Figure 20 C1. Pour une mouillabilité à l'eau l'aire sous la courbe d'entraînement de l'huile est beaucoup plus grande que la zone sous la courbe d'entraînement par l'eau, ce qui donne un indice de mouillabilité proche de 1. A mouillabilité franche à l'huile la zone sous la courbe d'entraînement de l'huile est maintenant beaucoup plus petite que la zone sous la courbe d'entraînement d'eau parce que l'huile est le fluide mouillant, produisant un indice de mouillabilité négatif. À mouillabilité neutre les deux zones sont égales, ce qui rend l'indice de mouillabilité USBM égal à zéro

Anderson (1986b) a effectué une étude comparative de différentes méthodes de mesure de la mouillabilité d'où il ressort que les valeurs des indices dépendent de la méthode choisie.

Méthode	M. franche à l'eau	M. Neutre	M. franche à l'huile
USBM index	WI. proche de 1	WI. proche de 0	WI. proche de -1
Amott Index			
Déplacement par l'eau	Positive	Zero	Zero
Déplacement par l'huile	Zero	Zero	Positive
Amott-Harvey index	$0,3 \leq I \leq 1$	$-0,3 < I < 0,3$	$-1 \leq I \leq 0,3$

Figure 21 C1. Comparaison des valeurs de mouillabilité en fonction de la méthode et la mouillabilité [Anderson 1986b].

1.6.4 Modèle de Darcy généralisé - perméabilité relative

Considérons un écoulement diphasique 1D dans un milieu homogène et isotrope, cet écoulement peut être décrit par la loi de Darcy généralisée à travers les flux de l'eau et de l'huile :

$$v_w = -\frac{k_w}{\eta_w} \left(\frac{dP_w}{dx} + \rho_w g \sin \beta \right) \quad \text{Eq47-C1}$$

$$v_o = -\frac{k_o}{\eta_o} \left(\frac{dP_o}{dx} + \rho_o g \sin \beta \right) \quad \text{Eq48-C1}$$

On introduit la notion de perméabilité effective à la phase considérée, k_o ou k_w . Cette grandeur représente la facilité d'un fluide à s'écouler sous un gradient de pression en présence d'un autre fluide. Ces perméabilités sont liées à la perméabilité absolue du milieu à travers des expressions suivantes :

$$k_w = k k_{rw}(S_w) \quad \text{Eq49-C1}$$

$$k_o = k k_{ro}(S_o) \quad \text{Eq50-C1}$$

Où k_{rw} et k_{ro} sont respectivement la perméabilité relative à l'eau et la perméabilité relative à l'huile. Ces perméabilités relatives dépendent aussi de la saturation de la phase correspondante. La perméabilité relative représente le rapport entre la perméabilité effective d'un fluide à une saturation donnée et la perméabilité absolue du milieu.

Pour un couple eau-huile, où l'eau est le fluide mouillant, l'allure des courbes de perméabilités relatives, en fonction de la saturation est présentée dans la figure suivante :

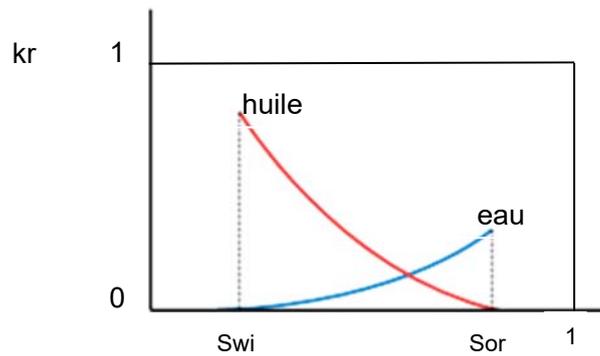


Figure 22 C1. Perméabilités relatives.

La forme des courbes de perméabilité relative dépend des milieux poreux considérés. On remarque que la perméabilité relative à l'eau à la saturation S_{or} a une valeur inférieure à 1, tandis que la perméabilité à huile a une valeur proche de 1. Cela signifie que la présence d'eau irréductible gêne peu l'écoulement de l'huile tandis que la présence d'huile résiduelle gêne notablement l'écoulement de l'eau.

Ces courbes peuvent être obtenues expérimentalement par des méthodes stationnaires ou instationnaires.

On notera que la mouillabilité d'un milieu joue un rôle important sur les perméabilités relatives eau/huile. Cet effet de la mouillabilité sera traité plus en détail dans la partie suivante.

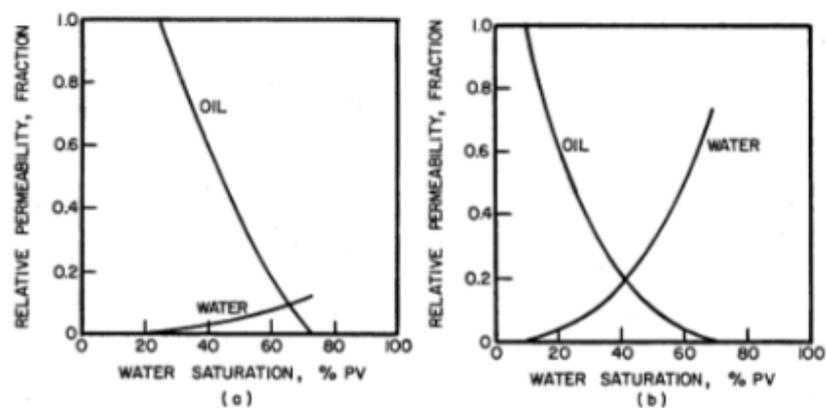


Figure 23 C1. Courbes typiques de perméabilité relative. a) mouillabilité franche à l'eau, b) mouillabilité franche à l'huile [Anderson 1986b]

Hystérésis des perméabilités relatives

Les perméabilités relatives comme la pression capillaire dépendent de la répartition des deux fluides à l'échelle du pore. Il est possible d'avoir plusieurs répartitions à l'équilibre à une même valeur de saturation donc plusieurs couples de perméabilités relatives sont possibles.

Si on suppose un milieu complètement saturé par un fluide mouillant (1), qu'on chasse partiellement par du fluide non mouillant (2), jusqu'à ce que l'écoulement simultané des deux fluides soit possible, et on peut mesurer les perméabilités relatives. On déplace un peu plus le fluide (1) par le fluide (2) on mesure alors à nouveau les perméabilités relatives et ainsi de suite. D'abord en décroissant les saturations et ensuite en augmentant les saturations.

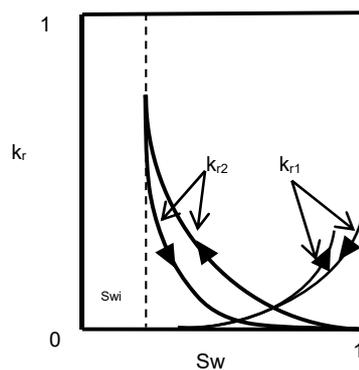


Figure 24 C1. Hystérésis des perméabilités relatives. [Marle 1972]

On remarque que la perméabilité relative au fluide mouillant change peu avec les sens de variations de la saturation. La perméabilité relative au fluide non mouillant au contraire est plus faible en imbibition qu'en drainage.

1.6.5 Paramètres qui influent sur la mouillabilité.

Dans un système eau/huile Il existe plusieurs facteurs qui déterminent le mouillage d'une surface : la composition chimique de l'huile, le pH, la composition de l'eau, la nature chimique du milieu, la topographie de la surface, la pression et la température [Anderson 1986b] et [Buckley et al, 1998].

Composition de l'huile.

Les composants polaires présents dans le pétrole brut comme les résines et les asphaltènes jouent un rôle crucial sur la mouillabilité. Les asphaltènes sont des composés hydrocarbonés constitués de (82 ± 3) %masse de carbone et $(8,1 \pm 0,7)$ %masse d'hydrogène. Le rapport H/C, proche de $1,15 \pm 0,05$, est caractéristique de la présence de cycles aromatiques condensés. L'azote, l'oxygène et le soufre sont trois éléments présents en proportions non négligeables au sein des molécules d'asphaltènes

Les asphaltènes sont de couleur noire et ils constituent les fractions les plus lourdes du pétrole. La théorie colloïdale [Leontaritis et Mansoori, 1987] considère que les asphaltènes sont dissous au sein du pétrole brut (solvant) avec une couche de résine autour d'eux. Cette résine se comporte comme un agent qui aide à la dispersion des molécules asphaltène dans le solvant, et évitent que les asphaltènes ne soient en contact entre elles et précipitent. Ces agrégats sont appelés micelles et le taux d'agrégation dépendra de la composition de l'huile brute et de son caractère aromatique. Les asphaltènes, constituent un matériau hétérogène en composition chimique et polydisperse en taille d'agrégats.

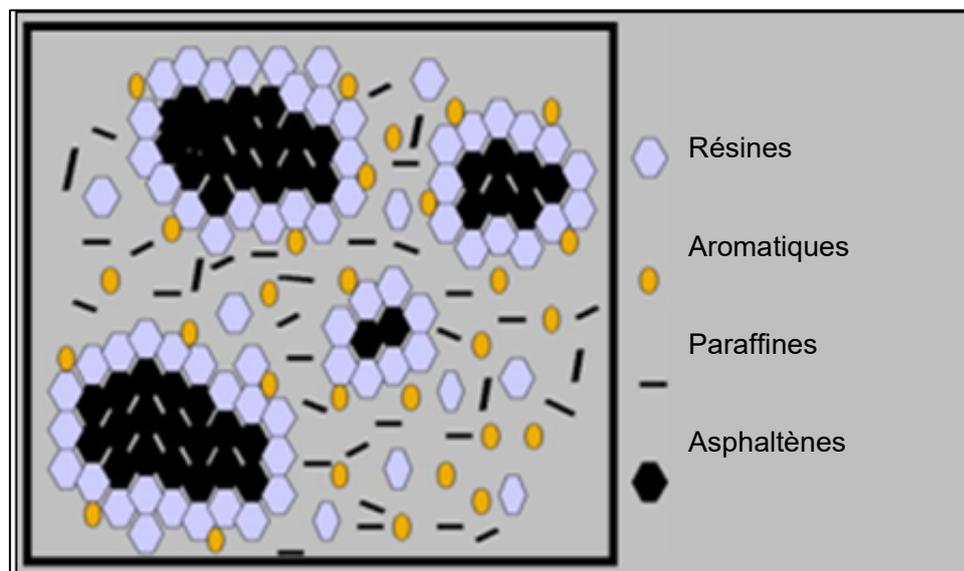


Figure 25 C1. Représentation des micelles au sein de l'huile.

Les asphaltènes sont solubles dans les solvants aromatiques et insolubles dans les solvants paraffiniques, ces derniers peuvent provoquer la précipitation des asphaltènes, donc

l'addition d'une certaine quantité de flocculant comme du n-pentane peut provoquer la destruction de la micelle et la précipitation des asphaltènes.

L'adsorption de l'huile sur la surface va dépendre de la précipitation des asphaltènes et donc de la qualité du solvant. Si le pétrole est un solvant pauvre (paraffinique) les asphaltènes présentes au sein de l'huile auront tendance à précipiter et mouiller la surface.

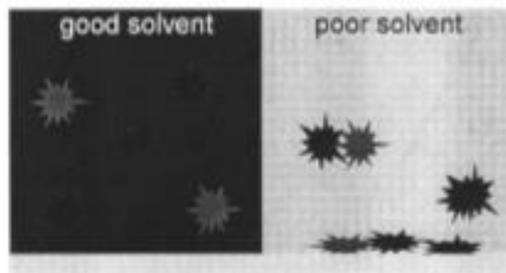


Figure 26 C1. Précipitation des asphaltènes en fonction du solvant [Buckley et al, 1998].

Composition de la surface/ interactions acide-base

La composition chimique du milieu poreux est très importante [Cuiec, 1984] car elle joue un rôle important sur les phénomènes d'adsorption et sur la mouillabilité. La minéralogie de la surface des milieux poreux interagit avec les composants polaires de l'huile brute. Saraji et al. (2010) ont étudié la cinétique d'adsorption des asphaltènes de différentes huiles brutes sur la calcite, le quartz et la dolomite dans des conditions anhydres. Les auteurs ont observé que les asphaltènes présentent une adsorption plus élevée sur la calcite, tandis que dans le quartz et le dolomite ont les mêmes quantités d'adsorption.

Lorsque les effets de la composition chimique de la saumure ne sont pas pris en compte les bases organiques sont adsorbées sur les surfaces de silice (SiO₂) tandis que les composant organiques acides sont adsorbés sur les surfaces des carbonates ceci est dû au fait que les surfaces de silice sont chargées négativement.



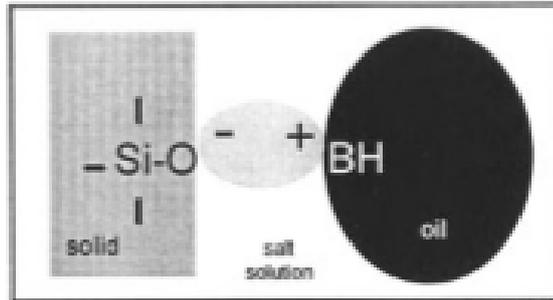


Figure 27 C1. Interaction surface/saumure/huile [Buckley et al 1998]

En revanche les surfaces de carbonate sont chargées positivement à pH au-dessous de 9,5 [Buckley et al., 1998].

Généralement les surfaces adsorbent préférentiellement les composants de polarités différentes. Les surfaces de silice sont plus affectées par les bases organiques et les surfaces de carbonate par les acides organiques. L'altération de la mouillabilité se produit lorsque les composants organiques basiques sont adsorbés par les surfaces de silice. Les composants acides n'ont pas d'impact sur les surfaces de silice, de la même manière que les composants basiques n'ont que peu d'influence sur les carbonates [Anderson 1986a].

Plusieurs travaux montrent que l'adsorption des asphaltènes dépend également de la surface spécifique. La présence des impuretés réduit le nombre des centres actifs en diminuant la probabilité d'adsorption

Composition de la saumure et la présence de multivalents

La composition de la saumure comme la composition du pétrole joue un rôle important sur la mouillabilité de la surface [Buckley et al., 1998 ; Liu et al., 2010].

Dans les systèmes silice/huile brute/saumure, la présence d'ions multivalents dans la composition de la saumure peut réduire la solubilité des tensioactifs de l'huile brute et favoriser leur précipitation et leur adsorption sur la surface. Plusieurs interactions peuvent avoir lieu avec la présence de multivalents

Les deux premiers type d'interactions peuvent limiter l'altération de la mouillabilité tandis que le troisième type favorise l'adsorption des composants tensioactifs. Cette liaison physico-chimique est le résultat des forces de van der Waals à travers la formation d'une double couche d'ions en équilibre sur la surface.

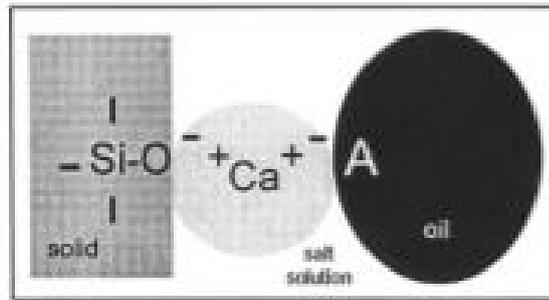


Figure 28 C1. Influence des multivalents sur l'adsorption de surfactants.[Buckley et al 1998]

Le rayon d'hydratation des ions présents dans la saumure (comme par exemple Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+) influent aussi sur le phénomène d'adsorption. Un ratio d'hydratation élevé favorise la présence d'ions dans la double couche.

Le rayon hydrodynamique d'un ion Ca^{2+} étant plus petits que le rayon d'un ion Na^+ explique que les ions divalents soient plus fortement adsorbés que les monovalents dans la double couche. Cette sélectivité qui favorise l'adsorption d'ions de plus forte charge diminue avec la force ionique [Harris 2007].

1.6.6 Mouillabilité des milieux poreux

Relation entre mouillabilité et pression capillaire

La mouillabilité influence la pression capillaire [Anderson 1986d]. La Figure 29 C1 met en évidence cette influence, ainsi que la pression capillaire qui dépend de la mouillabilité.

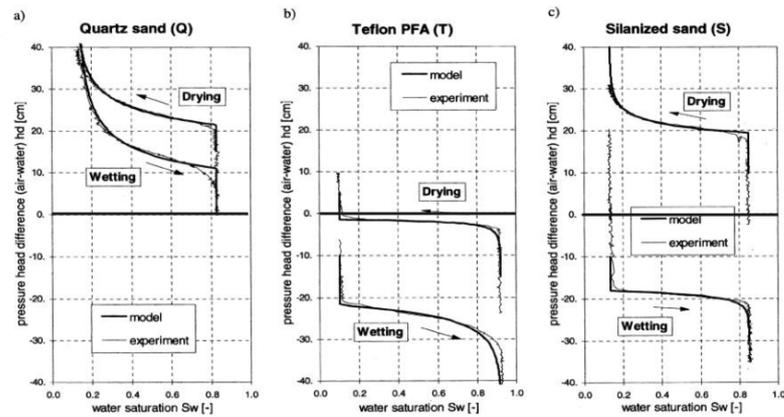


Figure 29 C1. Pression capillaire vs saturation en fonction de la mouillaibilité. a) mouillable à l'eau, b) mouillable à l'huile, c) mouillabilité mixte. [June 2013- Roland Lenormand]

La mouillabilité d'un milieu poreux saturé en huile brute peut être modifiée par un processus de vieillissement (macération). Sous l'effet de la température les composés de type asphaltène peuvent s'adsorber sur la surface solide au cours du temps et modifier la mouillabilité de la roche.

Influence de la mouillabilité sur la perméabilité relative

La mouillabilité joue un rôle important sur la répartition des phases à l'échelle du pore et sur la manière dont l'écoulement diphasique se structure [Anderson 1986e].

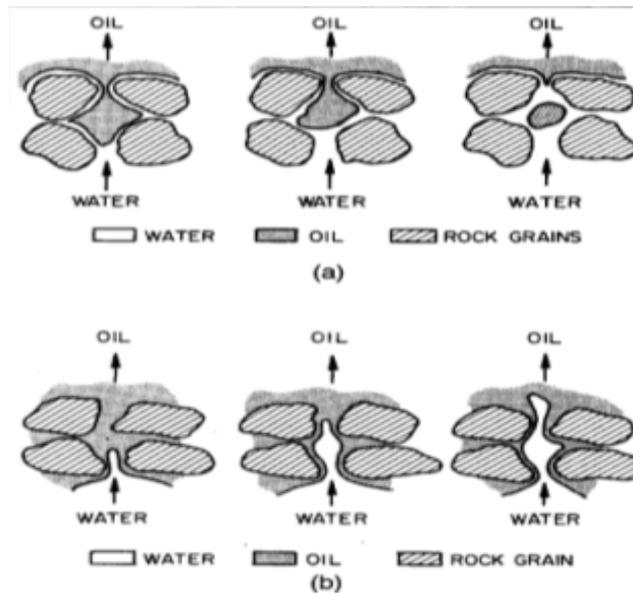


Figure 30 C1. Écoulements d'eau en déplaçant l'huile en fonction de la mouillabilité. a) Mouillabilité à l'eau, b) mouillabilité à l'huile [Anderson 1986e].

Dans un milieu mouillable à l'eau l'huile s'écoule dans les pores de grande taille et l'eau dans les pores les plus petits ainsi qu'à la surface des grains solides. Ceci se traduit par une perméabilité relative à l'huile élevée et une perméabilité relative à l'eau faible traduisant la difficulté de l'eau à s'écouler dans le milieu poreux.

Dans un milieu mouillable à l'huile la situation est inversée et l'écoulement de l'eau se fera avec une moindre résistance que dans un milieu mouillable à l'eau. Ceci se traduit par une perméabilité relative à l'eau élevée, et une perméabilité relative à l'huile faible.

Chapitre II

2 CHAPITRE II : RECUPERATION ASSISTEE DU PETROLE

Lorsqu'un gisement de pétrole atteint la fin de son cycle de production primaire et secondaire, la majeure partie de son contenu (jusqu'aux deux tiers) reste dans le réservoir car il est trop difficile ou trop cher de l'extraire. La Récupération Assistée du Pétrole (RAP, en EOR pour « Enhanced Oil Recovery») désigne un ensemble de techniques permettant d'augmenter la quantité de pétrole extraite d'un gisement. L'injection de polymère est une technique courante de récupération assistée des hydrocarbures pour améliorer l'efficacité du balayage. Avec l'addition des polymères, la viscosité de la phase aqueuse augmente permettant une amélioration du rapport des mobilités. De plus le caractère viscoélastique des solutions de polymères contribue à une amélioration de la mobilisation de l'huile piégée à l'échelle microscopique et une diminution de la saturation résiduelle en huile.

Le succès d'un projet d'injection commence par la sélection du polymère, (comme les exemples de champs Daqing (HPAM, $C_{\text{polymère}} = 1000-1300\text{ppm}$ et $\eta = 40-50\text{cP}$), East Bodo (HPAM, $C_{\text{polymère}} = 1500\text{ppm}$ et $\eta = 50-60\text{cP}$), Dalia (HPAM, $C_{\text{polymère}} = 900\text{ppm}$ et $\eta = 3\text{cP}$) ou Diadema (HPAM, $C_{\text{polymère}} = 1500-3000\text{ppm}$ et $\eta = 15-40\text{cP}$) [Seright, 2016]), adapté aux caractéristiques du réservoir, la salinité, la perméabilité, la température, la mouillabilité, la minéralogie et l'absence d'oxygène afin d'éviter la dégradation potentielle du polymère et par conséquent une perte de l'efficacité du balayage. Le design et la sélection des équipements servant à l'injection de la solution de polymère dans le réservoir jouent un rôle primordial pour éviter toute dégradation, soit chimique (introduction d'oxygène), soit mécanique (pompes centrifuges) des solutions de polymère injectées.

Les études de stabilité menées au laboratoire permettent de s'assurer de la bonne tenue de la solution aqueuse de polymère tout au long de l'injection et les expériences d'injection sur carottes sont utiles pour vérifier l'injectivité de la solution et sa propagation à travers le réservoir.

Dans ce chapitre, nous présentons les différentes problématiques de la récupération du pétrole ainsi que les différents phénomènes qui ont lieu dans les réservoirs lors des écoulements de solutions de polymère.

2.1 INJECTION D'EAU (WATERFLOODING)

L'injection d'eau (waterflooding) est une méthode de récupération secondaire qui consiste à déplacer l'huile en place par déplacement diphasique en maintenant une pression élevée dans le réservoir.

2.1.1 Efficacité du balayage du waterflooding

Le waterflooding est une méthode de récupération secondaire dans laquelle l'eau est injectée dans le réservoir en augmentant la pression pour y déplacer l'huile qui reste piégée. Seule l'huile est produite durant l'injection de l'eau dans le réservoir à la saturation irréductible en eau jusqu'au moment de la percée (Breakthrough, BT). Après la percée la production d'eau augmente et la production d'huile diminue. Le processus d'injection est continué jusqu'à ce que le rapport de production eau/huile (le water cut) soit très élevé et l'extraction devient économiquement non rentable.

$$E_D = \frac{\text{Volume d'huile déplacée}}{\text{Volume d'huile en contact avec le fluide déplaçant}} \quad \text{Eq1-C2}$$

L'efficacité du balayage du waterflooding dépend de plusieurs facteurs comme le rapport de viscosités, la porosité, la pression capillaire que l'on discute plus en détail au cours du chapitre I. L'injection de l'eau en présence d'huile lourde provoque des effets de digitation (instabilités de Saffman-Taylor) et une grande partie de l'huile présente dans le réservoir reste en place. Les instabilités sont plus visibles lorsque l'huile est beaucoup plus visqueuse que l'eau, en d'autres mots lorsque le rapport de mobilité (M) entre les deux fluides est plus défavorable, les effets de digitations sont plus importants, la percée est plus précoce.

Le choix de l'injection d'eau se fait en fonction de deux critères: les aspects techniques et les aspects économiques. L'injection de l'eau est préférable dans les gisements où est nécessaire le maintien de pression, cela veut dire, les gisements où la perméabilité de la roche est suffisante pour y éviter la fracturation de la roche. Usuellement les pressions d'injection sont maintenues au-dessous des pressions de fracturations des terrains (0,2 bar/mètre) [Marle 1972]. L'injection d'eau implique l'implantation du dispositif d'injection où le coût du mètre cube d'eau injecté augmente avec la pression d'injection, et surtout le temps entre le début de l'injection et

l'augmentation sensible de la production d'huile, lequel temps détermine le bénéfice de l'injection est qui peut être de plus d'une année.

2.1.2 Déplacement immiscible :

La théorie de l'avance frontale est une application de la loi de conservation de la masse. Le débit à travers un élément de petit volume de longueur Δx et de section "S" peut être exprimé en termes de débit total $q_t = q_w + q_o \Rightarrow q_w = q_t f_w ; q_o = q_t(1 - f_w)$.

Dans le cas d'un écoulement horizontal (fluides incompressibles et immiscibles) où les forces de gravité et les forces de capillarité sont négligeables devant les forces visqueuses le front d'avancement de l'eau peut être exprimé en première approximation par l'équation de Buckley et Leverett [Buckley and Leverett 1942] et Cossé (1988):

$$f_w(S_w) = \frac{1}{1 + \frac{\eta_w k_{ro}}{\eta_o k_{rw}}} \quad \text{Eq2-C2}$$

Où f_w est le débit fractionnaire de l'eau qui est fonction de la saturation d'eau S_w par l'intermédiaire des perméabilités relatives k_{ro} et k_{rw} ; η_o et η_w les viscosités d'huile et de l'eau respectivement. L'injection de l'eau est contrôlée par les perméabilités relatives à l'eau et à l'huile et le rapport de viscosité eau/huile ($M^0 = \frac{\eta_w}{\eta_o}$).

Les courbes f_w vs *Saturation* montrent un point d'inflexion qui varie avec M^0 (Figure 1 C2). Cette équation montre que pour une saturation donnée, la courbure de f_w vs *Saturation* augmente lorsque M^0 diminue, et par conséquent le front de déplacement est plus droit en augmentant l'efficacité du balayage.

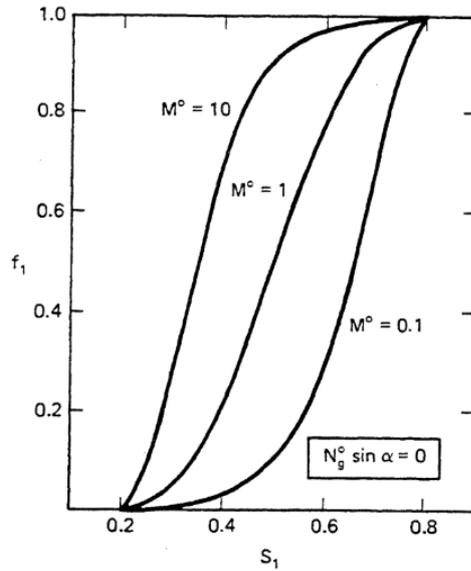


Figure 1 C2. Variation des courbes de débit fractionnaire en fonction de la valeur M^0 où les effets des forces de gravité sont négligeables ($N_g^0 \sin \alpha = 0$). [Lake 1989].

Le déplacement dans un milieu poreux est représenté comme un piston (Figure 2 C2), où le banc d'huile est déplacé par le front d'eau qui sature complètement le milieu poreux jusqu'à une saturation d'eau immobile.

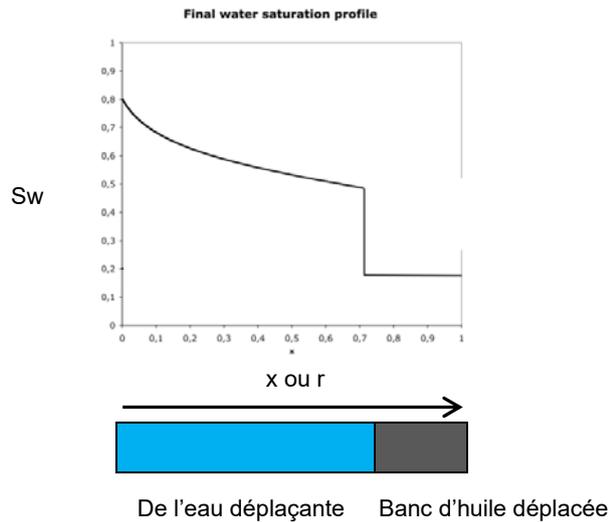


Figure 2 C2. Déplacement frontal [Smith 1992].

Cependant, au cours du balayage de l'huile par l'eau, il existe des variations de saturations et par conséquent de pressions capillaires (Figure 3 C2). De telle façon la théorie du déplacement frontal est insuffisante, car elle ne tient pas en compte des effets des forces capillaires (l'historique de saturation du milieu poreux) cela implique que le déplacement frontal n'est pas de type piston.

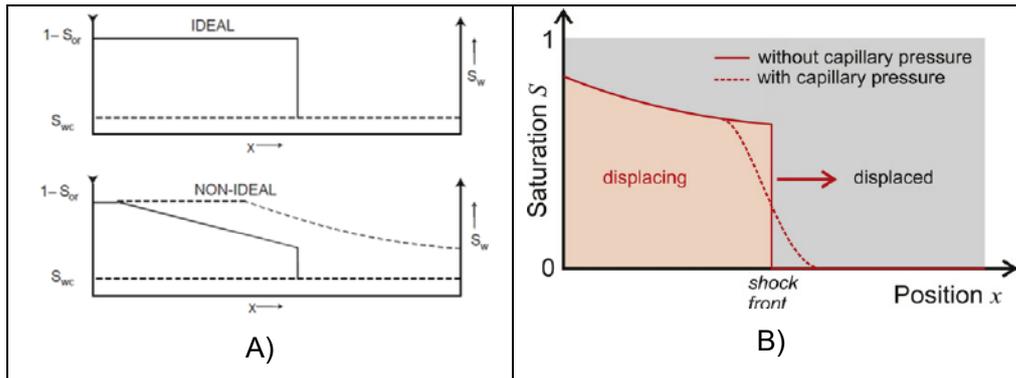


Figure 3 C2. Effets des forces capillaires dans le front d'avancement [Lake 1989].

Nombre capillaire

Le piégeage à l'échelle du pore dépend du rapport entre les effets visqueux et les effets capillaires. Nous définissons le nombre capillaire, Ca , comme le rapport entre les forces visqueuses et capillaires.

$$Ca = \frac{\eta v}{\sigma} = \frac{k\Delta P}{\sigma L} \quad \text{Eq3-C2}$$

Où η est la viscosité du fluide déplaçant, v est la vitesse interstitielle et σ est la tension interfaciale entre l'huile et la solution aqueuse. La Figure 4 C2 [Abrams 1975] montre la dépendance de la saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire pour plusieurs types de roches. Ces courbes, montrent sauf les cas Gallup et Indiana un changement de pente entre $Ca = 10^{-5}$ et $Ca = 10^{-4}$. Pour des valeurs de Ca inférieures à 10^{-5} , la saturation résiduelle en huile S_{or} est relativement insensible aux changements de Ca .

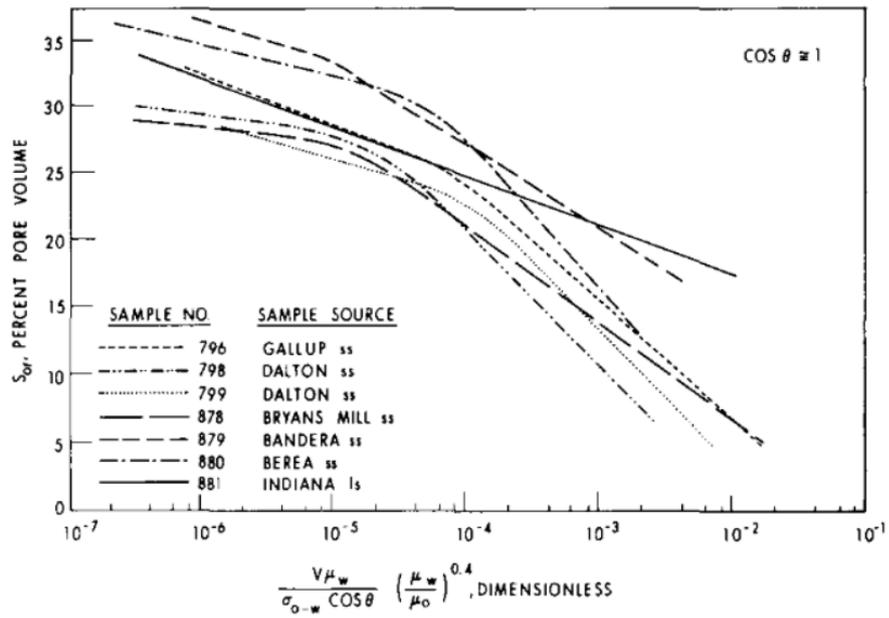


Figure 4 C2. Evolution de la saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire pour différentes roches. [Abrams 1975].

Lake (1989) dans la Figure 5 C2 montre que la dépendance du S_{or} du nombre capillaire est aussi fonction de la mouillabilité. Ce nombre capillaire critique vaut 10^{-3} ou 10^{-6} pour les phases mouillante et non mouillante.

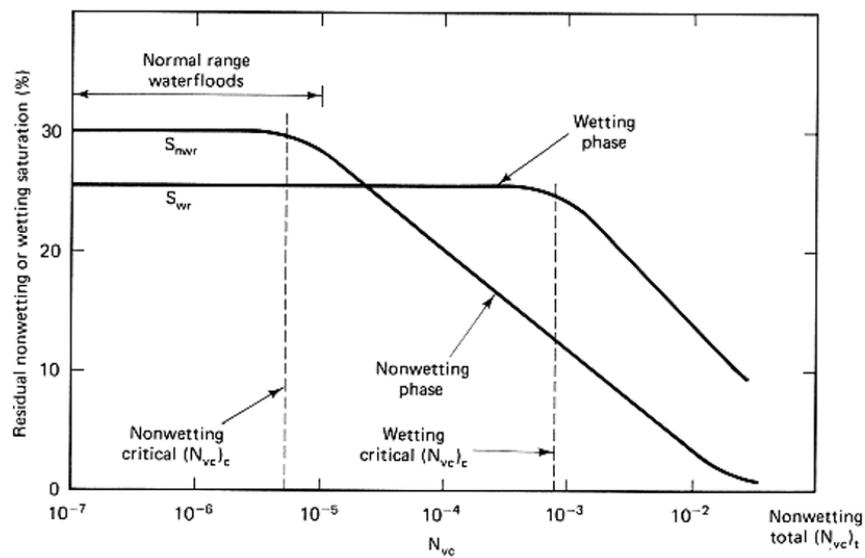


Figure 5 C2. Evolution de la saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire (N_{vc} dans la figure). [Lake, 1989].

Pour obtenir de grands nombres capillaires, plusieurs stratégies peuvent être utilisées : diminution de la tension interfaciale, augmentation de la vitesse ou augmentation de la viscosité du fluide déplaçant. Ce dernier effet est obtenu en utilisant des polymères hydrosolubles (polyacrylamide par exemple) en solution dans l'eau injectée.

Rapport de mobilité

Le rapport de la mobilité d'un fluide déplacé par celle du fluide déplaçant définit le rapport de mobilité [Cossé, 1988]:

$$M = \frac{k_{rw}(S_{ro}) \eta_o}{k_{ro}(S_{wi}) \eta_w} \quad \text{Eq4-C2}$$

k_{ro} est la perméabilité relative au fluide déplacé, k_{rw} est la perméabilité relative du fluide déplaçant.

La stabilité du déplacement est d'autant meilleure que le rapport de mobilités est plus faible, le rapport de mobilités est favorable ($M < 1$) lorsqu'il s'agit des huiles légères (viscosité faible) déplacés par l'eau. En revanche si le rapport de mobilité M est supérieur à 1, des instabilités (langues, digitations) peuvent apparaître.

Digitations visqueuses (Instabilités)

Ces déformations de l'interface eau/huile sont régies par des conditions de stabilité ou d'instabilité. Un mouvement est instable si une modification des conditions initiales du mouvement provoque une variation qui s'amplifie dans le temps. Un mouvement sera donc stable dans le cas contraire

De nombreux auteurs ont étudié expérimentalement les déplacements instables. Le facteur essentiel qui contrôle le développement des digitations est le rapport de mobilités entre les deux phases fluides.

Dans un milieu poreux homogène de perméabilité k un fluide de viscosité η_1 et densité ρ_1 est déplacé par un second fluide immiscible de viscosité η_2 et densité ρ_2 , les effets de

digitations sont contrôlés par les forces visqueuses, la tension interfaciale et la force de la pesanteur [Homsy, 1987]. En prenant la loi de Darcy on peut écrire :

$$\Delta P = P_1 - P_2 = \left[\frac{(\eta_1 - \eta_2)v}{k} + (\rho_2 - \rho_1)g \right] \delta x \quad \text{Eq5-C2}$$

Si la force de pression est positive, tout petit déplacement conduit à une instabilité. Nous voyons ainsi que la relation de la densité et/ou les rapports de viscosités et la direction d'écoulement défavorables peuvent donner un déplacement instable. Par exemple, pour le déplacement vertical d'un fluide dense ρ_1 et visqueux η_1 par un fluide plus léger ρ_2 , et moins visqueux η_2 on a $(\eta_1 - \eta_2) > 0$, $(\rho_2 - \rho_1) < 0$, et $v > 0$. Ainsi, la pesanteur est une composante stabilisatrice, tandis que la viscosité est déstabilisante, conduisant à une vitesse critique v_c au-dessus de laquelle l'écoulement devient instable [Homsy1987]:

$$v_c = \frac{(\rho_1 - \rho_2)gk}{(\eta_1 - \eta_2)} \quad \text{Eq6-C2}$$

Lorsque la force de pesanteur est absente, l'instabilité résulte toujours d'un fluide plus visqueux déplacé par un fluide moins visqueux, puisque le fluide le moins visqueux a la plus grande mobilité. Ainsi, nous voyons que les deux forces fondamentales responsables de l'instabilité sont la pesanteur et la viscosité.

L'injection de l'eau en présence d'huile lourde provoque des effets de digitation (instabilités de [Saffman-Taylor 1958]). Skauge T., et al (2014) ont mis en évidence les effets qu'un rapport de mobilité défavorable peut avoir durant l'injection d'eau. Ces expériences réalisées dans des grès de Bentheimer montrent qu'un rapport de mobilités plus défavorable implique une percée plus précoce et un taux de récupération faible.

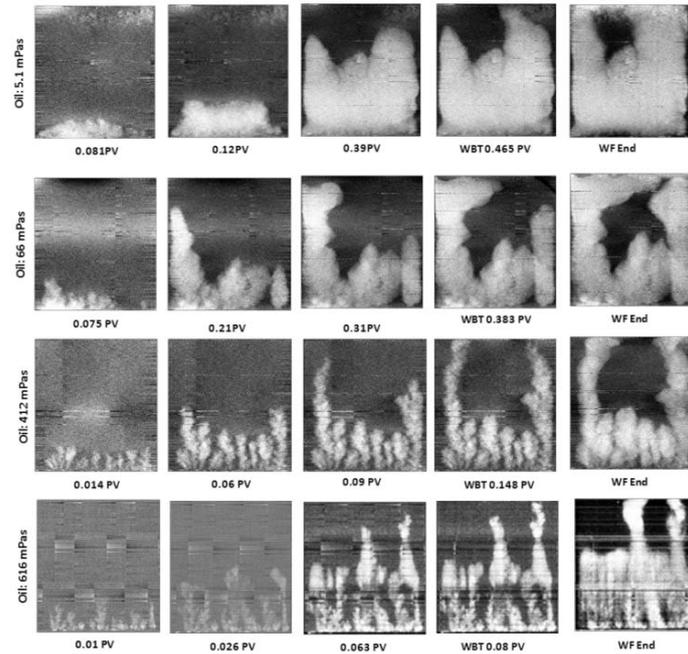


Figure 6 C2. 2D X-ray images des écoulements de l'eau (blanc) et l'huile (noir), mise en évidence des instabilités (effets de digitations) à différents rapport de mobilité. La percée est aussi indiquée (WBT). [Skauge T. et al, 2014].

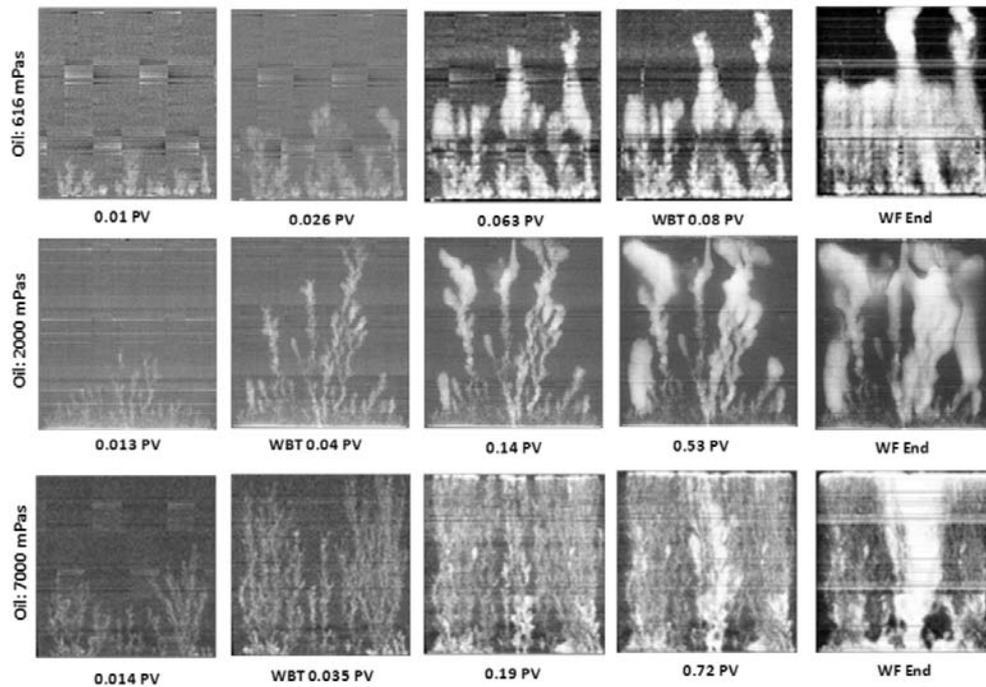


Figure 7 C2. 2D X-ray images des écoulements de l'eau (blanc) et l'huile (noir), mise en évidence des instabilités (effets de digitations) à différents rapport de mobilité. La percée est aussi indiquée (WBT). Les images pour 2000 et 7000 mPas le waterflooding sont prises de Bondino et al., (2011). [Skauge T. et al., 2014].

Sur la Figure 6 C2 et la Figure 7 C2 on observe que la percée (WTB, water breakthrough) intervient plus tôt avec un rapport de mobilité moins favorable (WTB=0,035PV pour le cas d'une huile $\mu_o=7000\text{mPas}$). De la même manière les effets de digitation sont plus importants avec le rapport mobilité plus défavorable.

Le déclenchement de l'instabilité n'est pas forcément lié au seul contraste de viscosité entre les deux fluides. Peters et Flock, (1981); Paterson et al.,(1984), White et al.,(1976), Maloy et al.,(1985) montrent que ces instabilités dépendent aussi de la topologie du milieu poreux, de la mouillabilité et les forces capillaires. Paterson et al., (1984) remarquent que les doigts sont plus irréguliers lorsque le fluide non mouillant déplace le fluide mouillant.

La formation des doigts dépend du nombre capillaire: plus celui-ci est petit, plus les doigts formés sont larges et l'efficacité plus défavorable [Shashvat et al., 2015, 2016].

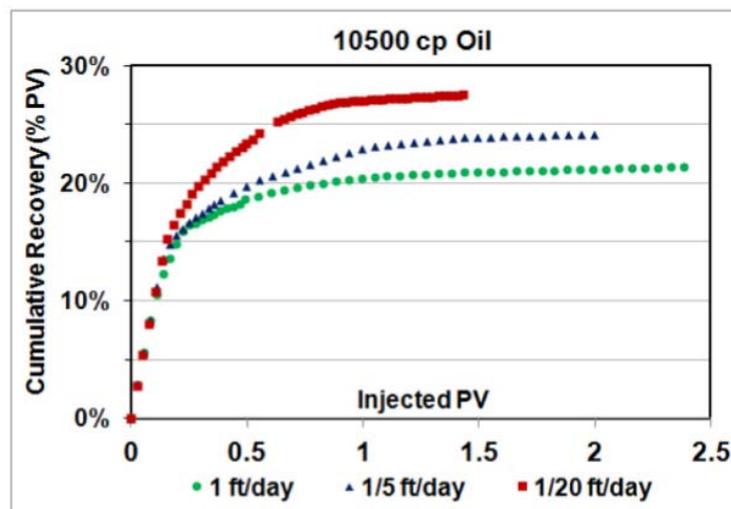


Figure 8 C2. Taux de récupération pour trois expériences réalisées dans des roches Boise au même rapport de viscosité à différents débits d'injection. L'injection d'eau s'est arrêtée au moment que la production d'eau était du 99%. [Shashvat D. et al., 2015].

A forts débits, les forces visqueuses dominent et entraînent les digitations de plus petite largeur. A très faibles nombres capillaire, les forces visqueuses sont négligeables et les forces capillaires vont dominer l'écoulement (Figure 8 C2). La structure observée des doigts va dépendre de la distribution de taille de pores et de la géométrie du système poreux.

Si la pression capillaire domine l'écoulement, les propriétés de la mouillabilité deviennent plus importantes: le fluide non mouillant entre dans un pore rempli de fluide mouillant si la pression est plus grande que la pression capillaire de ce pore.

Influence de la mouillabilité sur l'efficacité du waterflooding

Dans un milieu de mouillabilité très franche à l'eau à la saturation irréductible en eau, l'eau occupe les petits pores et recouvre la surface des gros pores, tandis que l'huile occupe les gros pores. Cette distribution est la plus favorable énergétiquement. Durant l'injection, l'eau est imbibée dans les petits/moyens pores et déplace l'huile présente dans les grands pores. Au début de l'injection l'eau/huile avance sur un front plus ou moins droit mais il existe toujours une partie de l'huile qui reste piégée quasi-immobile car dans le cas des milieux poreux mouillables à l'eau après la percée la production est très faible. [Anderson 1986c]. L'huile restera piégée sous deux formes :

1. Comme des gouttes dans les centres des grands pores
2. Comme de larges extensions d'huile sur différents pores complètement entourées par l'eau.

Pour les milieux mouillables à l'huile la localisation des fluides est à l'inverse du cas d'un milieu mouillable à l'eau : les petits pores sont saturés d'huile et les grands pores sont recouverts par l'huile tandis que l'eau occupe le centre de ces pores. L'efficacité du balayage à l'eau est moins favorable que dans le cas des systèmes mouillables à l'eau. Le front d'eau se déplace sous forme de digitations, et la récupération d'huile est plus lente. Dans ces systèmes il faut alors injecter une énorme quantité d'eau pour arriver aux niveaux de production des systèmes mouillables à l'eau.

Morrow et al., (1995) montrent les différents comportements durant l'injection d'eau en fonction de la mouillabilité. La Figure 9 C2 ci-dessous montre que le taux de récupération final et au moment de la percée (breakthrough) le plus élevés correspondent aux mouillabilités intermédiaires ($-0,3 < I_{w-o} < 0,3$).

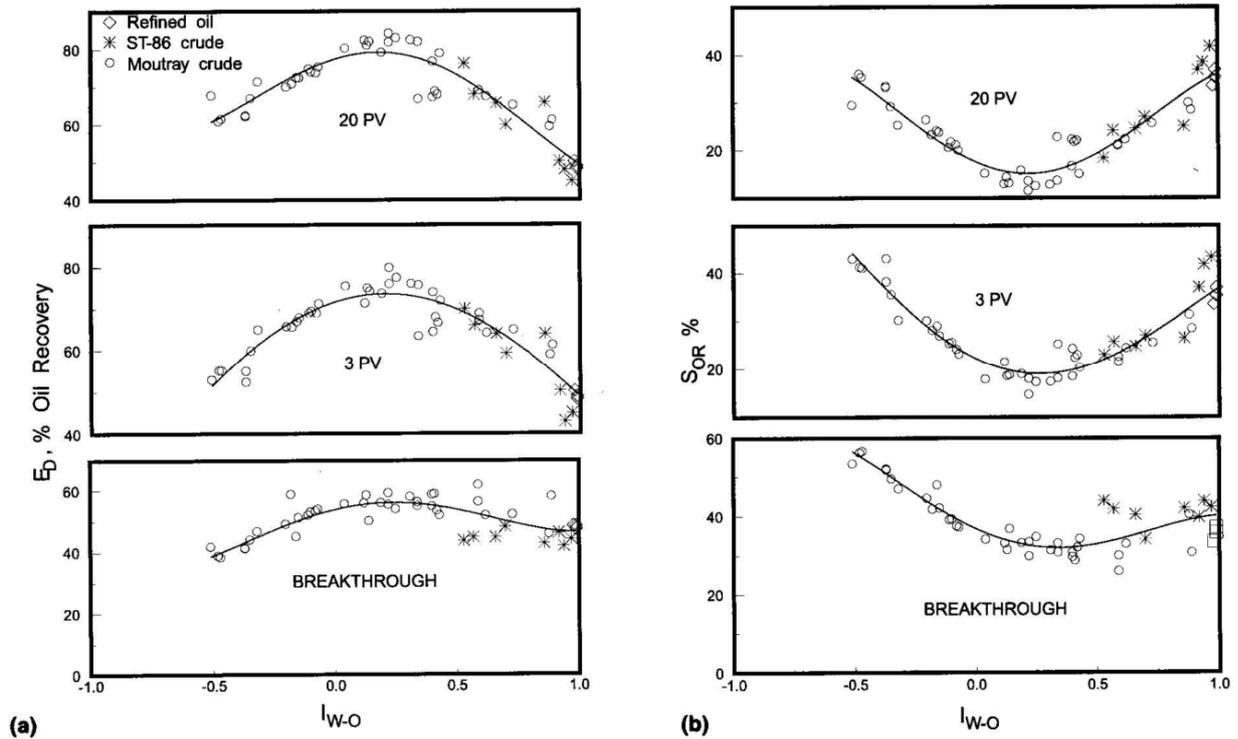


Figure 9 C2. Récupération d'huile a) et saturation résiduelle b) d'huile vs Index de mouillabilité [Morrow et al., 1995].

Après la percée le système devient économiquement défavorable car pour chaque nouveau litre d'huile récupérée il aura fallu augmenter la quantité d'eau injectée, Alors l'amélioration de l'efficacité et l'optimisation du balayage sont vitales pour augmenter le taux de récupération de pétrole.

Mécanismes de piégeage

Si le fluide injecté est de faible viscosité, il « fracture » le fluide résident (plus visqueux) en provoquant des phénomènes de piégeage. Moore et Slobod (1956) analysent le comportement de doublet simple qui consiste à montrer qualitativement comment les multiples

chemins interconnectés de tailles différentes dans un système poreux provoquent le piégeage de l'huile

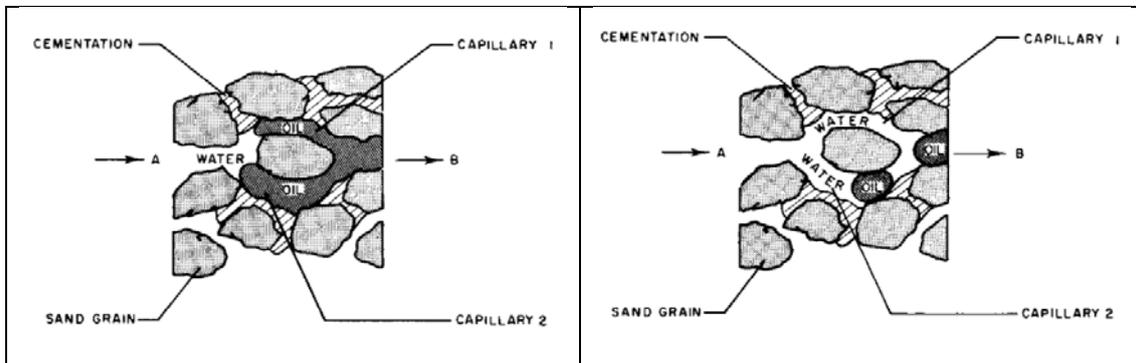


Figure 10 C2. Mécanisme du doublet dans le milieu poreux [Abrams 1975].

Les interfaces dans les deux bras du doublet se déplacent généralement avec des vitesses différentes car les fluides répondent aux effets combinés des forces visqueuses et capillaires. Le gradient de pression capillaire créé par la variation de géométrie des pores génère une augmentation de la vitesse de circulation de la phase mouillante à la constriction. Ainsi, l'une des deux interfaces (Figure 10 C2) arrive au point B d'abord et piège l'huile dans l'autre bras du doublet par un procédé de snap-off.

Le phénomène de « snap-off » capillaire se produit dans un pore lorsqu'un fluide non mouillant est déplacé par un fluide mouillant. L'eau s'écoule sur les parois du pore où sa vitesse à la constriction augmente provoquant un étirement du film de la phase non mouillante jusqu'à sa rupture et la création d'un piégeage de la phase non continue, sous forme de gouttelettes au centre du pore (Figure 11 C2).

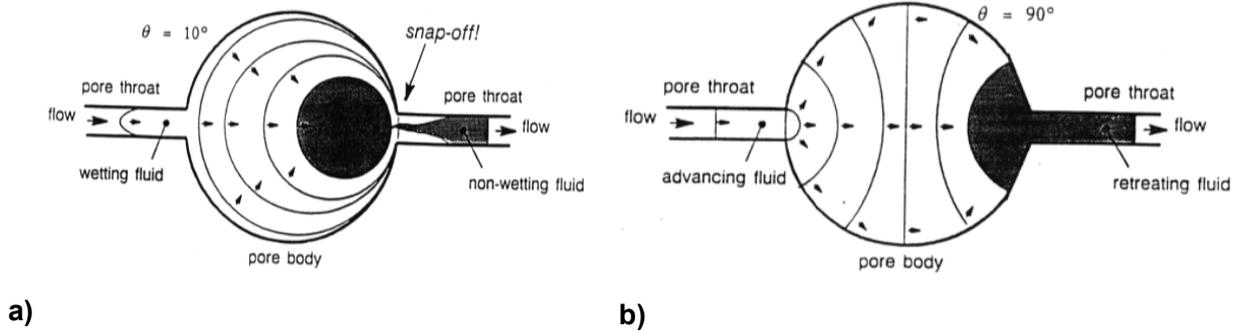


Figure 11 C2. Exemple d'instabilité capillaire snap-off où le fluide non mouillant déplace la phase non mouillante a) forte mouillabilité de la phase mouillante b) faible mouillabilité de la phase mouillante [Lalaing 1997].

La Figure 12 C2 montre l'importance de la géométrie des pores (même mouillabilité, même rapport de mobilité et même nombre capillaire). On observe que l'effet de snap-off se produit lorsque les constriction du système sont plus importantes.

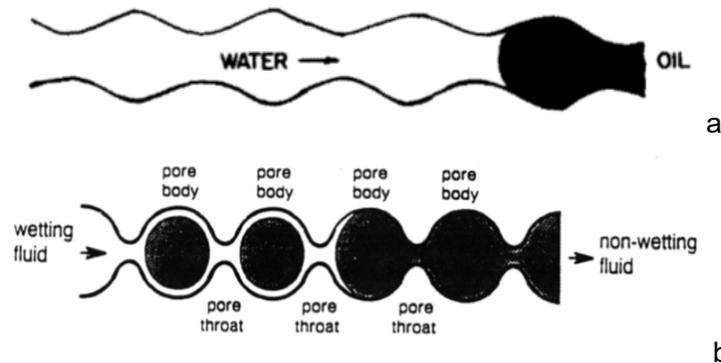


Figure 12 C2. Influence de la forme des pores dans le phénomène « snap-off » [Chatzis et al., 1983].

Le phénomène d'instabilité capillaire ou « snap-off » est aussi dépendant de la mouillabilité et de la géométrie du système [Chatzis et al., 1983].

Pour une certaine valeur de la vitesse Chatzis et al., (1983) ont montré qu'il peut exister une rupture de la phase non mouillante et son piégeage, sous forme de gouttellettes au centre du pore. Ils ont établi que la plupart des piégeages dans les milieux poreux sont produits par snap-off, par by passing (doublet) ou par combinaison des deux. Dans les figures ci-dessous sont illustrés les différents types de piégeages possibles en milieux poreux.

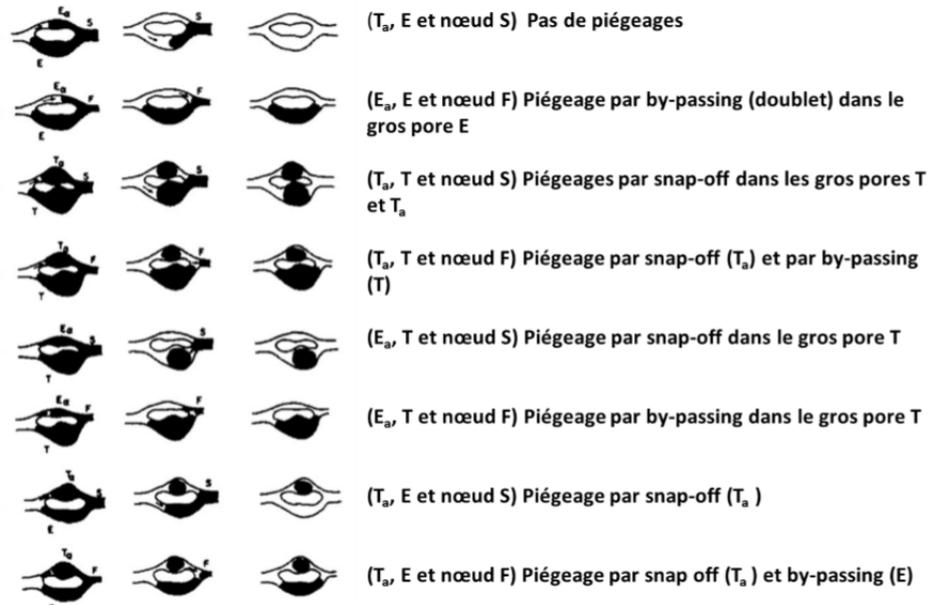


Figure 13 C2. Influence des différentes combinaisons de piégeages [Nono 2014].

Les forces capillaires prédominent vis-à-vis des forces visqueuses pour les écoulements à faible vitesse. Dans ce cas, la vitesse dans le chemin le plus étroit sera plus élevée que dans le chemin le plus gros. Cela provoque des piégeages dans les pores plus gros. Dans le cas contraire (les forces visqueuses très supérieures aux forces capillaires) le piégeage a lieu dans le canal de diamètre plus petit.

Distribution de l'huile résiduelle après injection d'eau

Chatzis et al., (1983) indiquent que la distribution de la taille de l'huile résiduelle est affectée par la distribution de la taille des pores, mais est aussi affectée par la façon dont les pores sont répartis les uns par rapport aux autres.



Figure 14 C2. Distribution de l'huile résiduelle dans des micromodèles avec des distributions aléatoires. [Chatzis et al., 1983].

Les micromodèles sont composés d'une distribution aléatoire de pores de différentes tailles. Dans la Figure 14 C2 on observe deux distributions de l'huile résiduelle, une en forme de points et l'autre en forme de ganglions pour deux systèmes de pores différents. Cela met en évidence l'importance de la distribution en tailles des pores ont dans les phénomènes de piégeage de l'huile résiduelle.

Chatzis et al., (1983) attribue la diminution de la récupération du pétrole à une diminution de la porosité qui provoque une augmentation les phénomènes de piégeage par snap-off.

2.2 INJECTION DE POLYMERE

L'injection de polymère peut améliorer l'efficacité du balayage de deux façons. D'une part, l'incrément de la viscosité améliore le rapport de mobilités entre le fluide déplacé (huile) et le fluide déplaçant (polymère), en réduisant l'effet de digitations. D'autre part du point de vue microscopique, on réduit la saturation résiduelle car le un nombre capillaire est augmenté.

L'injection d'une solution de polymère se fait à vitesse d'écoulement plus faible (augmentation de la viscosité) qui implique un temps de récupération économiquement un peu plus défavorable.

2.2.1 Propriétés des polymères en solution

2.2.1.1 Sélection du polymère

La récupération assistée du pétrole commence par la sélection du polymère. Le choix d'un polymère se fait sur la base de son pouvoir viscosifiant, son coût et sa capacité à résister à différentes conditions physicochimiques et à l'attaque de différents agents chimiques externes.

Les polymères utilisés principalement pour augmenter la viscosité de la phase aqueuse sont des polymères synthétiques tels que les polyacrylamides et les biopolymères tels que les polysaccharides. Parmi les polymères utilisés dans la RAP on peut ressortir le xanthane et le polyacrylamide.

Le xanthane est un biopolymère obtenu par fermentation microbienne de *xanthomascampestris*, il s'agit d'un polysaccharide de masse molaire autour de $1 \cdot 10^6$ g/mol et il est considéré comme un polyélectrolyte rigide [Zirnsak et al., 1998]. Cela limite sa capacité à adopter certaines configurations. Cette rigidité lui procure une résistance à la dégradation mécanique et le maintien de la viscosité dans les gisements même si la salinité est élevée [Kohler et al., 1980]. En revanche le xanthane présente des inconvénients qui limitent son efficacité : colmatage des milieux poreux, dégradation thermique et microbienne.

Les polyacrylamides sont des polymères synthétiques formés obtenu par polymérisation de l'acrylamide.

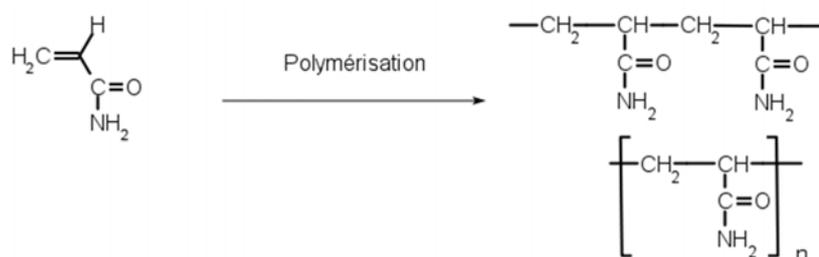


Figure 15 C2. Polymérisation du Polyacrylamide.

Les polyacrylamides sont des polymères à chaîne flexible qui ont de hautes masses moléculaires, autour de $20 \cdot 10^6$ g/mol, qui donnent des solutions très visqueuses. Une fraction de

l'acrylamide peut être hydrolysée pour produire de l'acide acrylique ce qui fait que sa viscosité diminue dans l'eau salée.

Malgré un certain nombre d'inconvénients, liés en partie à la nature flexible de leur chaîne, comme leur dégradation mécanique, perte de viscosité en présence de sel (divalent en particulier), les polyacrylamides sont les polymères les plus utilisés dans les opérations de RAP.

2.2.1.2 Caractéristiques du polyacrylamide

L'acrylamide (monomère) est de couleur blanche, inodore, cristallin, avec un point de fusion de 84,5°C à pression atmosphérique, il est soluble dans des solvants polaires comme par exemple l'acétone, l'acétonitrile, et l'eau.

L'acrylamide peut être hydrolysé pour produire de l'acide acrylique, cela a lieu par traitement du polyacrylamide avec une base ou un acide forts [Nashawi, 1991]. Lorsque seulement une partie des groupes amides sont substitués par des groupes carboxyles l'hydrolyse est dite partielle, en formant le HPAM (polyacrylamide partiellement hydrolysé Figure 16 C2). Cette hydrolyse provoque une augmentation de son pouvoir viscosifiant dans l'eau mais dépend de l'effet de la salinité de l'eau.

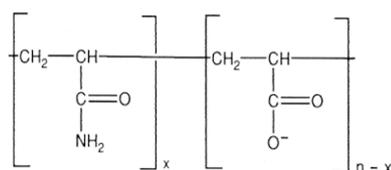


Figure 16 C2. Structure du polyacrylamide et du polyacrylamide partiellement hydrolysé.[Sorbie, 1991].

Lors de la synthèse de ce polymère, il est important d'optimiser ce degré hydrolyse car s'il est très élevé, le polymère devient sensible à la salinité de l'eau.

La viscosité est un des paramètres caractérisant l'écoulement des solutions polymériques, par conséquent une bonne caractérisation du comportement rhéologique du polymère est indispensable pour estimer la performance de la production dans les applications de la RAP.

Le pouvoir viscosifiant du HPAM est dû à sa masse et aux forces répulsives des charges négatives du groupe acide acrylique en tendant à l'extension des chaînes de polymère. Grâce à cette propriété le HPAM peut être utilisé à faible concentration pour obtenir des valeurs élevées de viscosité.

2.2.1.3 Rhéologie des solutions de polymère hors milieu poreux

Sur une large gamme de taux de cisaillement, le polyacrylamide présente un comportement non-newtonien. Pour les faibles taux de cisaillement les solutions montrent un plateau newtonien où la viscosité est constante, suivi d'une diminution de la viscosité pour de plus forts taux de cisaillement. Cette dépendance de la viscosité du taux cisaillement est incluse dans la loi de Newton [Bird et al., 1987].

$$\tau_{xy} = -\eta \frac{\delta v_x}{\delta y} = \eta(\dot{\gamma})\dot{\gamma} \quad \text{Eq7-C2}$$

Où η est maintenant la viscosité dynamique apparente qui est une fonction du taux de cisaillement $\dot{\gamma}$. Pour des concentrations suffisamment grandes, toutes les solutions de polymères présentent un comportement non-newtonien.

Les courbes de viscosité apparente $\eta = f(\dot{\gamma})$ sont généralement présentées en termes de viscosité relative $\eta_r = f(\dot{\gamma})$ où η_r est le rapport entre la viscosité de la solution de polymère et la viscosité du solvant (η_s).

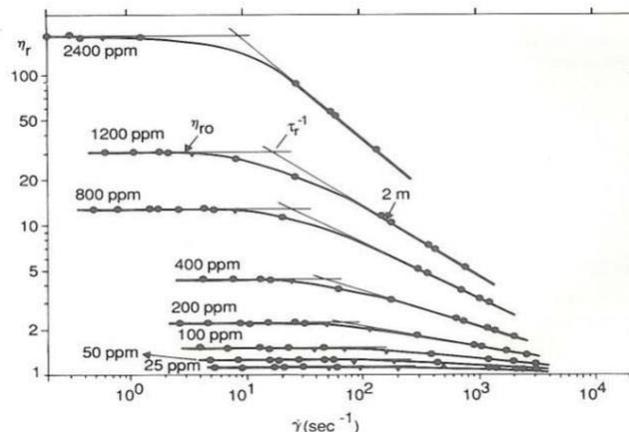


Figure 17 C2. Evolution de la viscosité à différentes concentrations de xanthane en fonction du taux de cisaillement [Sorbie 1991].

Dans la figure ci dessus on observe deux régimes bien différenciés, un régime newtonien et un régime non-newtonien pseudo-plastique, séparés par une zone de transition caractérisée par un taux de cisaillement critique. La relation la plus utilisée, est la loi puissance [Bird et al., 1987] pour décrire la région pseudo-plastique.

$$\eta = m(\dot{\gamma})^{n-1} \quad \text{Eq8-C2}$$

Où m et n sont des constantes caractéristiques de chaque polymère à une concentration donnée. Pour des fluides Newtoniens la valeur de l'exposant n est égale à 1 pour le comportement pseudo-plastique $n < 1$ (typiquement $n = 0,4 - 0,7$) [Sorbie, 1991] et pour $n > 1$ la solution a un comportement dilatant ou rhéo-épaississant.

La loi puissance reste insuffisante pour les taux de cisaillement faibles et très forts. Le modèle de Carreau [Carreau, 1972 ; Bird et al., 1987] est plus approprié pour décrire $\eta = f(\dot{\gamma})$ ces taux de cisaillement. Dans ce modèle la viscosité apparente est donnée par :

$$\eta(\dot{\gamma}) = \eta_{\infty} + (\eta_0 - \eta_{\infty})(1 + (\lambda\dot{\gamma})^2)^{(n-1)/2} \quad \text{Eq9-C2}$$

Où η_{∞} est la viscosité du solvant, η_0 est la viscosité à de taux de cisaillement nul, n est la même constante que dans la loi de puissance et λ est la constant de temps.

Le temps caractéristique λ s'exprimera partir de la viscosité du solvant η_s , de la masse molaire du polymère M_w , de la concentration C , de la température T , de la constante des gaz parfaits R (8,314 J/molK) et de la viscosité intrinsèque $[\eta]$, il s'écrit pour un polymère linéaire.

$$\lambda = \eta_s C M_w [\eta] / RT \quad \text{Eq10-C2}$$

La viscosité intrinsèque $[\eta]$ représente le volume hydrodynamique occupé pour une macromolécule, en donnant une idée de la taille et l'extension de la molécule de polymère dans la solution, elle apparait comme la limite de la viscosité spécifique réduite $\eta_{R} = \frac{\eta - \eta_s}{c\eta_s}$, lorsque la concentration c tend vers zéro [Sorbie, 1991] :

$$[\eta] = \lim_{c \rightarrow 0} \left(\frac{\eta - \eta_s}{c\eta_s} \right) \quad \text{Eq11-C2}$$

Pour les taux de cisaillements faibles:

$$[\eta]_0 = \lim_{\dot{\gamma} \rightarrow 0} [\eta] \quad \text{Eq12-C2}$$

Pour décrire la viscosité des solutions des polymères, on définit la viscosité relative η_r qui est le rapport entre la viscosité de la solution de polymère η et la viscosité du solvant η_s :

$$\eta_r = \frac{\eta}{\eta_s} \quad \text{Eq13-C2}$$

Pour les solvants purs la viscosité relative est 1 [Bird et al., 1987], mais la viscosité relative des solutions peut être développée en séries de Taylor :

$$\eta_r = 1 + [\eta]c + k'[\eta]^2c^2 + \dots \quad \text{Eq14-C2}$$

Dans laquelle k' est la constante d'Huggins qui a des valeurs comprises entre $0,4 \pm 0,1$ [Rodriguez, 1983]. La relation entre la viscosité intrinsèque et la masse moléculaire est donnée par l'équation de Mark-Houwink

$$[\eta] = K'M_w^a \quad \text{Eq15-C2}$$

Où K' et a sont des constantes qui dépendent du couple solvant-polymère à une température donnée. Le paramètre a est l'exposant de Mark-Houwink, et sa valeur est comprise entre 0,5 (θ solvants) et 0,8 pour un bon solvant.

On considère un bon solvant lorsque les interactions polymère/solvant sont favorisées (les chaînes de polymère sont gonflées par le solvant), un mauvais solvant lorsque les interactions polymère/polymère sont favorisées et les chaînes de polymère s'effondrent sur elles mêmes et on considère un solvant θ lorsqu'il est indifférent entre les interactions polymère/solvant et polymère/polymère.

Si un matériau polymérique se dissout dans un solvant, c'est que les interactions attractives (en général de type de van der Waals) entre les monomères et les molécules de solvant sont plus fortes que les interactions attractives entre monomères qui assuraient la cohésion du matériau massif. Dans un bon solvant, les contacts entre monomères sont donc énergétiquement défavorables. Cet effet engendre une interaction effective dite de volume exclu entre les monomères : deux monomères ne peuvent pas se trouver dans un même voisinage en même temps.

Dans le cas d'un bon solvant, où les chaînes ne sont en contact qu'avec le solvant, deux macromolécules sphériques de volumes identiques ne peuvent pas occuper exactement la même position et une interaction répulsive va apparaître, et la distance caractéristique de la répulsion définit le volume exclu qui dépende des valeurs relatives des interactions solvant/segment segment/segment et solvant/solvant.

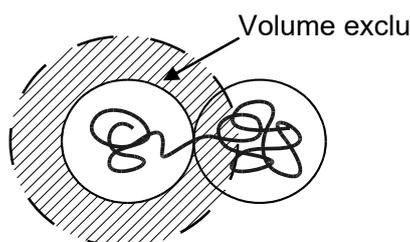


Figure 18 C2.Représentation du volume exclu entre deux dans le cas de deux sphères de volume identique. [Fontanille M. et Gnanou Y., 2010].

Flory (1953) traite l'expansion d'une pelote macromoléculaire comme un champ de forces où existent deux composantes de natures opposées, l'une de répulsion donc d'expansion, et l'autre de rétraction, d'origine entropique. La chaîne adopte une conformation qui est caractérisée par la racine carrée de la distance quadratique moyenne entre les bouts de chaîne à l'équilibre, sans les effets de volume exclu R_0 et le rayon de giration R_g . Cela est décrit par le facteur d'expansion ε qui est alors défini comme :

$$\langle R_0^2 \rangle = \varepsilon \langle R_g^2 \rangle \quad \text{Eq16-C2}$$

Le rayon de giration peut être estimé au travers de la corrélation de Flory (1953).

$$[\eta]M_w = \phi' R_g^3 \quad \text{Eq17-C2}$$

Dans laquelle, ϕ' est une constante universelle sans dimension de valeur $3,66 \times 10^{24}$ mol⁻¹. Physiquement, R_g représente la distance radiale à laquelle la masse entière de la chaîne pourrait être localisée de telle sorte que le moment d'inertie soit le même que celui de la distribution réelle des masses.

Effet de la salinité et du pH

Le pH est un facteur fondamental car il explique de nombreux phénomènes d'interaction qui ont lieu entre le polymère et les différentes espèces ioniques et les possibles modifications de la viscosité qu'elles produisent.

Les polyelectrolytes comme le xanthane et le HPAM ont de multiples charges distribuées tout au long de la chaîne de polymère. Cela implique que les polyelectrolytes montrent des variations dans leur comportement rhéologique par modifications du pH ainsi que de modifications de la salinité de la solution. Pour expliquer les changements de viscosité, il faut considérer les interactions entre les charges du polymère et les charges des ions présents dans la solution [Tanford, 1961]. La force ionique des ions de la solution peut être calculé par :

$$I = \frac{1}{2} \sum_i c_i z_i^2 \quad \text{Eq18-C2}$$

Où c_i représente la concentration molaire de l'ion i et z_i sa valence. Pour un simple électrolyte 1 :1 par exemple NaCl, la force ionique est égale à la molarité. Alors que pour le cas de CaCl₂ de 1M la force ionique a une valeur égale à 3 [Sorbie 1991], par conséquent selon la force ionique de la solution, la conformation des chaînes peut être compacte (effets d'écrantage électrostatique à force ionique élevée) ou étirée (à faible force ionique). Plusieurs travaux [Zaitoun et Poitie, 1983] ; [Moradi et Doe, 1987], ont démontré la sensibilité des polyacrylamides en saumure contenant des divalents (Ca²⁺ et Mg²⁺).

La présence d'ions dans la solution de polymère chargé réduit la viscosité (Figure 18 C2). Les cations divalents (Ca²⁺, Mg²⁺) et monovalents (Na⁺) sont liés aux groupes carboxyliques chargés négativement [Nashawi 1991]. Il est également observé une salinité critique au-delà de laquelle la salinité n'a plus d'influence sur la viscosité [Levitt et al., 2008]

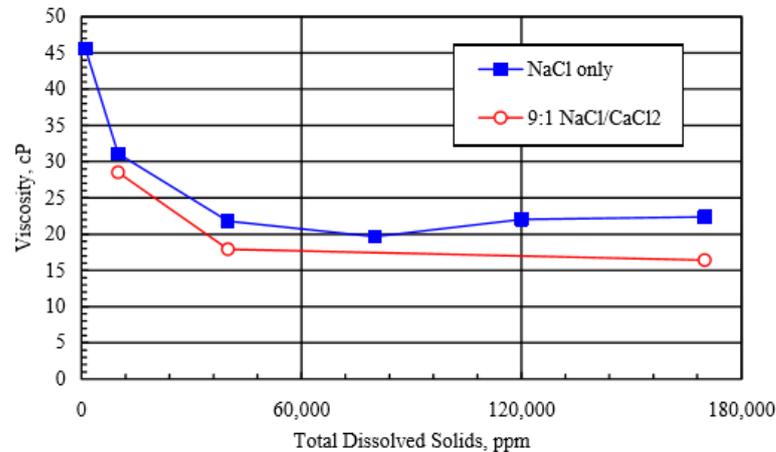


Figure 19 C2. Effet de la salinité sur un polymère 20M Dalton HPAM [Levitt et al., 2008].

Une très forte concentration d'ions divalents et monovalents [Moradi et Doe; 1987] peut occasionner aussi une diminution du point de précipitation du polymère, Ce « cloud point » ne dépend pas seulement de la concentration, Il est aussi dépendant du taux d'hydrolyse, de la température et, de la masse molaire et du taux d'oxygène [Ryles 1985].

Les groupes carboxyles du HPAM, selon le pH, peuvent échanger des protons avec les sels présents dans la saumure. A pH élevés ($[OH^-] \uparrow \uparrow$) les groupes carboxyles (COO^-) induisent une forte répulsion des charges négatives, et une élongation locale des chaînes de polymère et une augmentation de la viscosité. [Suk 2008]

À pH bas, les groupes carboxyles sont neutralisés par des protons (H_3O^+) et la chaîne de polymère cesse d'être chargée et la viscosité diminue. Muller et al. (1980) ont étudié l'hydrolyse du polyacrylamide en conditions acide et basique, cette hydrolyse est favorisée par des températures élevées (Figure 20 C2).

En d'autres termes, si le pH est plus faible que le pKa ($pka \approx 2$), les groupes carboxyliques existent majoritairement sous la forme acide ($COOH$) Si le pH est égal au pKa le point isoélectrique est atteint alors que, si le pH est supérieur au pKa, il y a une prédominance de la forme basique (COO^-). De la même manière pour le groupement amine, si le pH est inférieur au pKa ($pka \approx 9$), la forme acide (NH_3^+) prédomine sur la forme basique (NH_2).

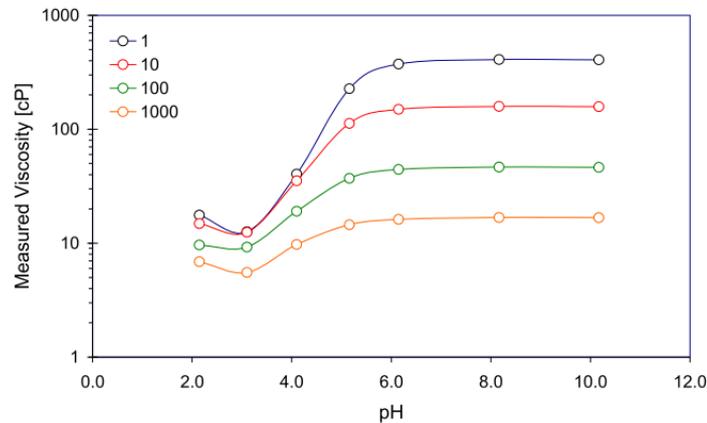


Figure 20 C2 : Evolution de la viscosité vs pH pour du HPAM 0.5% (FLopaam 3330S) et une saumure de NaCl 0.5% à taux de cisaillement (1, 10, 100, 1000 s⁻¹) [Suk 2008].

2.2.1.4 Structure conformationnelle

Daoud M. et al., (1975) relie le rayon de giration R_g au degré de polymérisation N , par la relation :

$$R_g \propto N^{\nu} b$$

Eq19-C2

Où b est la longueur d'un segment et ν l'exposant de Flory qui est évalué en fonction de la qualité du solvant. Pour un bon solvant $R_g \propto N^{3/5} b$, pour un mauvais solvant $R_g \propto N^{1/3} b$ et pour un solvant θ $R_g \propto N^{1/2} b$.

Lorsque l'on part d'une solution diluée et qu'on augmente progressivement la concentration en polymère, il existe une concentration critique c^* à partir de laquelle intervient le recouvrement des chaînes polymères. Alors la concentration de recouvrement géométrique peut être définie par la valeur à laquelle la concentration moyenne en segments dans la solution devient égale à la concentration des segments au sein de la chaîne isolée, soit [De Gennes 1979] :

$$c^* \approx N/R_g^3$$

Eq20-C2

Pour un bon solvant : $R_g \propto N^{3/5}$ et $c^* \propto N^{-4/5}$. On voit que la concentration critique diminue lorsque la masse moléculaire augmente. Le régime semi-dilué est défini pour une

concentration c supérieure à c^* . Dans ce régime les chaînes s'enchevêtrent pour former un réseau physique.

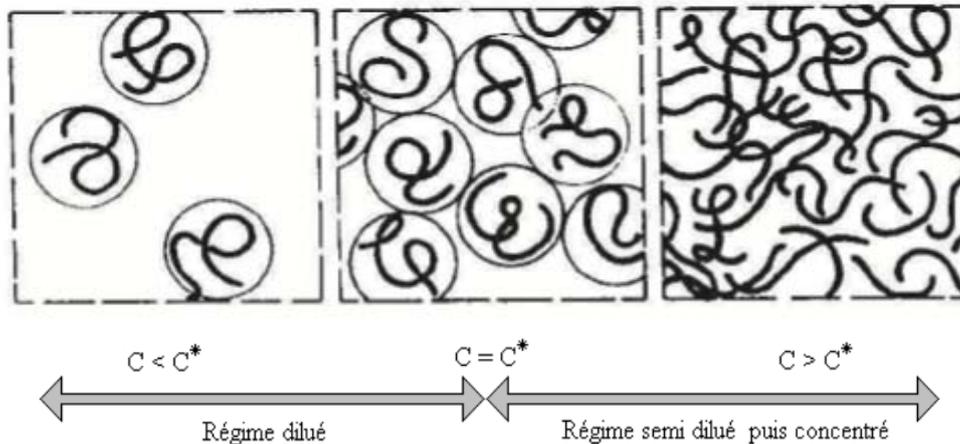


Figure 21 C2. Représentation schématique des régimes de concentration d'une solution de polymère.

Pour les trois régimes de concentration, dilué, critique et semi-dilué, qui décrivent les solutions de polymère en « bon » solvant, Graessley (1980) définit la concentration critique c^* en fonction de la masse molaire et le nombre d'Avogadro ($6,022 \times 10^{23} \text{mol}^{-1}$)

$$c^* = \frac{M_w}{N_A (2R_g)^3} \quad \text{Eq21-C2}$$

On peut exprimer alors la concentration critique c^* en termes de viscosité intrinsèque à travers la corrélation de Flory Eq 17 C2.

$$c^* \approx 1/[\eta] \quad \text{Eq22-C2}$$

Cela permet de déterminer la concentration critique c^* expérimentalement à partir de mesures de viscosité intrinsèque. Gupta et al., (2005) montrent la viscosité à cisaillement nul en fonction du c/c^* , pour sept échantillons de poly (méthacrylate de méthyle) (PMMA).

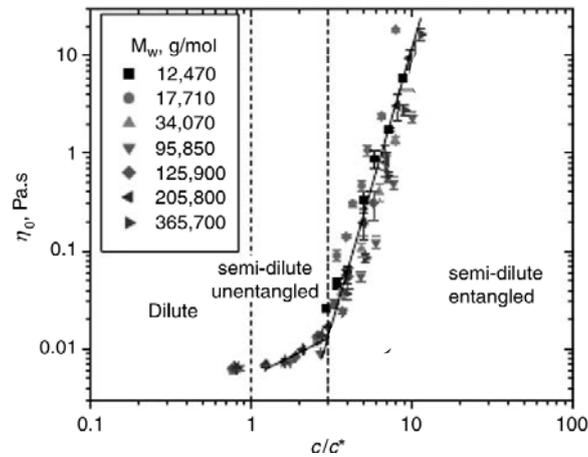


Figure 22 C2. Viscosité (à cisaillement zéro) en fonction de la concentration (c / c^*) Pour 7 échantillons de PMMA de masses moléculaires moyens différentes [Gupta et al., 2005].

Si on suppose que à la concentration de polymère $c=c^*$ les chaînes se touchent mais ne s'interpénètrent pas, leur dimension est $(R_g^2)^{1/2}$ et on peut définir ξ qui est la distance moyenne entre enchevêtrements successifs.

$$\xi = (R_g^2)^{1/2} (c/c^*)^{-3/4} \tag{Eq23-C2}$$

Donc si on a $c \ll c^*$ les chaînes sont suffisamment séparées et le rayon de giration est indépendant de la concentration. En revanche si $c > c^*$, ξ est fonction seulement de la concentration.

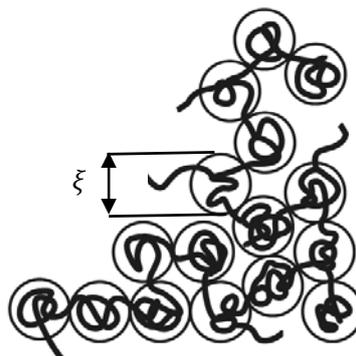


Figure 23 C2.Représentation d'une solution semi-diluée. Les cercles représentent les unités dites " blobs " de taille ξ .

2.2.1.5 Comportement viscoélastique :

Le comportement élastique est la capacité d'un matériau à retrouver sa configuration initiale après une déformation. Cette propriété est associée à la mémoire du matériau. En cisaillement pour de petits déplacements, la déformation γ est proportionnelle à la contrainte de cisaillement τ , selon la loi de Hooke :

$$\tau = G\gamma \quad \text{Eq24-C2}$$

Où G est le module élastique du matériau. Les solutions de polymère ont un comportement visco-élastique car ils ont une certaine capacité à stocker et à récupérer l'énergie mécanique. L'équation rhéologique doit contenir les comportements visqueux et élastique.

Le modèle de maxwell

Le modèle de Maxwell (1867) est le modèle le plus simple pour représenter le comportement viscoélastique. Il est constitué d'un ressort de module G en série avec un amortisseur η . En régime linéaire sa loi de comportement reliant la déformation ε à la contrainte τ est donnée par :

$$\dot{\varepsilon} = \frac{\dot{\tau}}{G} + \frac{\tau}{\eta} \quad \text{Eq25-C2}$$

En régime sinusoïdal de pulsation ω les modules élastique G' et visqueux G'' sont alors données par :

$$G' = \frac{(\lambda\omega)^2}{1 + (\lambda\omega)^2} G \quad \text{Eq26-C2}$$

$$G'' = \frac{\lambda\omega}{1 + (\lambda\omega)^2} G \quad \text{Eq27-C2}$$

Et $\lambda = \frac{\eta}{G}$ est le temps caractéristique du modèle.

2.2.1.6 Modèle de reptation de Gennes

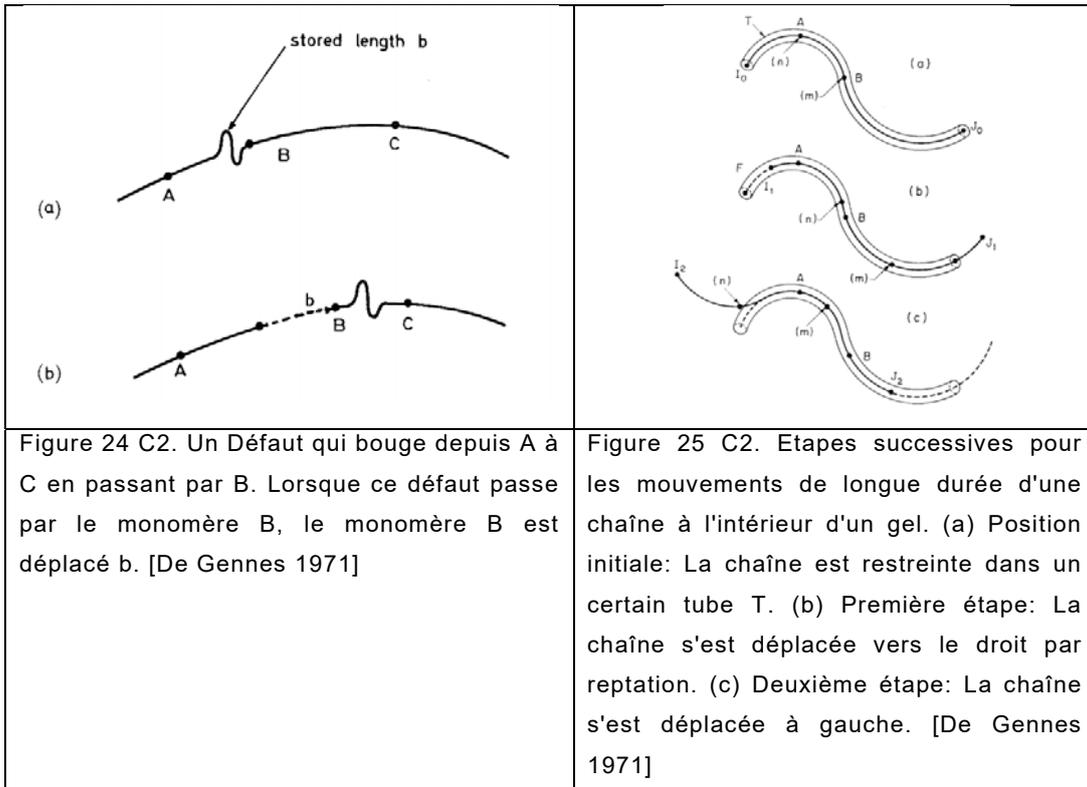
Le modèle de Rouse (1953) explique qu'une macromolécule est constituée par un ensemble de n billes reliées par des ressorts en prenant différentes configurations (chaîne idéalement flexible). Ces blobs à concentrations donnée sont dans un solvant sans interactions hydrodynamiques interchaînes, ni volume exclu (l'espace occupé par les chaînes est négligé) et le temps de relaxation est défini par :

$$\lambda = \frac{b^2 \zeta N_A}{3\pi^2 RT m_o^2} M_w^2 \quad \text{Eq28-C2}$$

Où b est la longueur du monomère, ζ est le coefficient de friction monomérique, m_o est la masse moléculaire du monomère. En réalité ce modèle qui tient compte de la force exercée par les unités répétitives adjacentes ainsi que du mouvement brownien de la chaîne, ne prend pas en compte les enchevêtrements. Ce modèle qui ignore également la variation de la viscosité avec la vitesse de cisaillement, est en fait bien approprié pour les milieux dilués.

La description qui répond le mieux aux réalités est celle proposée par de Gennes à travers son concept de reptation. Ce modèle explique la diffusion d'un polymère dans un solvant où les chaînes de polymère sont physiquement liées entre elles pour former un réseau tridimensionnel. Dans l'espace rempli de solvant entre les nœuds des liaisons des chaînes de polymère, une chaîne libre non chimiquement liée peut diffuser. Le réseau de contraintes topologiques formant un tube autour de la configuration de chaîne instantanée permet à la chaîne de se déplacer à travers du dit tube. Comme la chaîne est très flexible, elle ne peut pas se déplacer dans son ensemble comme un corps rigide, mais elle se déplace à travers des petites ondulations par segments individuels. Ces ondulations, appelées «défauts» par De Gennes, exercent un mouvement diffusif tout au long de la chaîne et donc du tube.

En conséquence, le calcul des fonctions de corrélation dynamique dans le modèle de reptation peut être décomposé en deux étapes bien séparées. La première étape est la diffusion unidimensionnelle des défauts conservés tout au long de la chaîne. Cela donne le déplacement curviligne d'un certain segment intérieur au long du tube et le renouvellement du tube aux extrémités de la chaîne. La deuxième étape consiste à intégrer le déplacement du segment dans l'espace réel en prenant en compte la configuration de marche aléatoire de la chaîne et donc du tube.



Le temps de reptation est alors déterminé par la diffusion et par la longueur de la chaîne selon les expressions suivantes :

Le temps pour les déplacements des défauts :

$$\lambda_d \sim M_w^2 \tag{Eq29-C2}$$

Pour les déplacements de la chaîne dans le tube :

$$\lambda_r \sim M_w^3 \tag{Eq30-C2}$$

Dans les expériences les valeurs des temps sont un peu différentes car pour la diffusion $\lambda_d \sim M_w^{2,3}$ et pour le cas de déplacement $\lambda_r \sim M_w^{3,4}$. Ce désaccord a amené certains auteurs à affiner ce modèle par l'étude de mécanismes moléculaires complémentaires au mécanisme de reptation, tels que les mécanismes de fluctuation de longueur du tube, de renouvellement du

tube et de relaxation du tube. Ces mécanismes sont présentés dans [Léonardi 1996, Van Ruymbeke et al., 2002].

Même si résultats expérimentaux et prédictions théoriques ne concordent pas toujours très bien, la meilleure preuve de la réalité du phénomène de reptation est à trouver dans la différence entre les polymères linéaires et les polymères ramifiés, ces derniers diffusant effectivement beaucoup plus lentement.

2.2.2 Dégradation du polymère

Lors de l'injection de polymère pour la RAP on peut observer une perte des propriétés viscoélastiques des solutions due aux conditions physico-chimiques. Plusieurs facteurs ont une influence sur la dégradation du polymère. Marcus et al.,(2002) et Thomas et al.; (2012) analysent l'influence de la température sur la perte de propriétés viscoélastiques. El-Mamouni et al.,(1999) et Wallace et al.,(1986) ont étudié l'attaque bactérienne sur le polyacrylamide.

La dégradation chimique est associée à la réactivité du groupe amide. Par ailleurs l'hydrolyse du polyacrylamide est aussi dépendante des conditions de pH, de la présence de radicaux libres (Fe^{2+} et Fe^{3+}) qui est aussi responsable de la précipitation en conditions aérobies. Il est très important d'éviter la présence de fer et par conséquent la formation d'oxyde de fer (Nashawi, 1991). La quantité d'oxygène et la présence d'ions divalents (Mg^{2+} et Ca^{2+}) et monovalents (Na^+) peuvent aussi influencer la précipitation du HPAM. L'absence d'oxygène dans la solution de polymère augmente la stabilité du HPAM au-delà de 120°C pour une durée de plus de 200 jours [Thomas et al.; 2012].

Durant l'injection de polymère la solution de polymère injectée doit maintenir la viscosité pour une partie substantielle du transit à travers le réservoir. Lorsque Fe^{2+} et l'oxygène sont présents dans des solutions HPAM aqueuses, les couples redox ou les cycles peuvent dégrader sensiblement les polymères [Pye 1967, Shupe 1981, Grollmann et Schnabel 1981, Ramsden et McKay 1986, Levitt et al., 2011a]. En l'absence d'oxygène dissout et d'agents oxydants, la HPAM peut être assez stable en présence de fer ferreux [Fe^{2+}] [Shupe 1981, Yang et Treiber 1985, Seright et al., 2010].

2.2.3 Ecoulements monophasiques de solutions de polymères en MP

Lors d'une opération d'EOR, l'objectif d'une injection de polymère est de déplacer l'huile non balayée piégée à l'échelle du pore sous l'action des forces capillaires ou bien à l'échelle du milieu poreux à cause de l'existence de zones non balayées (digitations visqueuses).

De nombreux travaux ont montré différents régimes rhéologiques lors de l'écoulement de fluides viscoélastiques en milieux poreux qui mettent en évidence des conditions d'élongation (contraction ou expansion) qu'on ne trouve pas avec un fluide newtonien. Pour les taux de cisaillements faibles/modérés la viscosité apparente présente un comportement de type « shearthinning », [Stavland et al, 2010]

Les viscosités apparentes des solutions de polymère mesurées en milieu poreux sont différentes de celles mesurées hors milieu poreux. Ceci est dû à la taille et la structure des macromolécules, leur interaction avec la roche et à l'écoulement de celles-ci dans des pores de petites dimensions présentant des géométries non régulières.

En considérant l'écoulement rampant d'une solution de polymère à travers un milieu poreux de longueur L , de section S et de perméabilité k , nous pouvons définir la viscosité apparente de la solution de polymère par la loi de Darcy.

$$\eta_{app} = \frac{kS \Delta P}{Q L} \quad \text{Eq31-C2}$$

La viscosité apparente η_{app} est utilisée pour décrire le comportement rhéologique de la solution de polymère en écoulement en milieu poreux.

L'effet de la géométrie du milieu poreux sur l'écoulement d'une solution de polymère est évalué par le taux de cisaillement $\dot{\gamma}$ apparent qui dépend des caractéristiques du milieu poreux de la porosité ϕ et de la perméabilité k selon l'équation [Lopez et al. 2003; Chauveteau 1982].

$$\dot{\gamma} = 4\beta v \sqrt{\frac{\phi}{8k}} \quad \text{Eq32-C2}$$

Où v est la vitesse d'écoulement de la solution de polymère et β est un facteur de géométrie caractéristique du milieu poreux, $\beta = 1$ si le milieu est composé de capillaires identiques [Stavland et al., 2010].

L'écoulement d'une solution de polymère au travers d'un milieu poreux comportant de multiples rétrécissements où se développent de grandes vitesses d'écoulement provoque des vitesses d'élongation importantes. Ainsi, si le temps de relaxation du fluide, (le temps nécessaire pour que les molécules de polymère passent d'une forme allongée à la configuration initiale) est petit devant le temps t_e nécessaire pour traverser un élargissement, le fluide accommode rapidement et aucun effet élastique n'est observé.

Pour une macromolécule on peut définir un temps caractéristique d'étirement comme étant l'inverse du taux d'étirement.

$$e_t = 2v/dp \quad \text{Eq33-C2}$$

Où v est la vitesse interstitielle moyenne et dp le diamètre de grain moyen déterminé à partir de l'équation de Kozeny-Carman. [Norris et al 2013].

Le temps d'application d'une contrainte est également important car après l'application d'une contrainte les molécules de la solution retrouvent un équilibre après un temps de relaxation λ . Dans de telles conditions la relation entre le temps d'application de la perturbation et le temps de relaxation de la solution de polymère est défini par le nombre de Deborah De.

$$De = \frac{\lambda}{t} \quad \text{Eq34-C2}$$

Dans le cas où $De < 1$ cela implique que $\lambda < t$ et par conséquent la chaîne aura suffisamment de temps pour récupérer sa configuration initiale. En revanche si $De > 1$ la chaîne de polymère restera déformée.

- Si De est très faible, alors le comportement est élastique (loi de Hooke).
- Si De est très grand, alors le comportement est visqueux (loi de Newton).
- Si De est de l'ordre de l'unité, alors le comportement est viscoélastique.

2.2.3.1 Réduction de mobilité

La réduction de mobilité est une grandeur physique associée à l'écoulement de la solution de polymère à travers un milieu poreux et dont la mobilité est réduite par rapport à celle de l'eau dans des conditions identiques d'écoulement. Ce paramètre, noté R_M est le rapport entre la mobilité de l'eau $(k/\eta)_w$ et la mobilité de la solution de polymère $(k/\eta)_p$,

A partir de la loi de Darcy R_M est donné par le rapport entre la chute de pression lors de l'écoulement de la saumure ΔP_w et lors de l'injection de polymère ΔP_p .

$$R_M = \frac{(k/\eta)_w}{(k/\eta)_p} = \frac{\eta_p k_w}{\eta_w k_p} = \frac{\Delta P_p}{\Delta P_w} \quad \text{Eq35-C2}$$

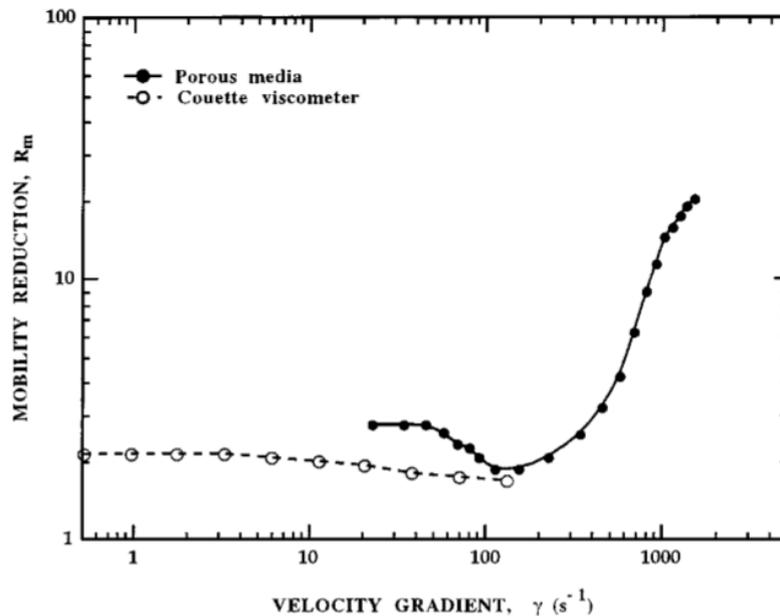


Figure 26 C2 : Viscosité relative et réduction de mobilité de PAM [Zitha et al., 2000].

La Figure 26 C2 montre la réduction de mobilité de mobilité R_M et la viscosité réduite, en fonction du gradient de vitesse. La réduction de mobilité présente les trois régimes d'écoulement caractéristiques (newtonien, shear thinning et shear thickening). La solution de polymère en écoulement exhibe un comportement newtonien pour les faibles cisaillements. Lorsque le taux de cisaillement devient important elle manifeste un comportement pseudoplastique jusqu'à atteindre un minimum. Lorsque le taux de cisaillement est encore plus important la solution montre un comportement rhéopaississant (R_M augmente considérablement)

2.2.3.2 Adsorption

Durant une injection de polymère en milieu poreux il existe une série d'interactions entre les molécules de la solution de polymère et la surface des pores. Cela provoque une adsorption des chaînes de polymère à la surface: L'adsorption à la proximité de la paroi est déterminée par les affinités entre les chaînes de polymères, la composition de la surface et les ions présents dans la saumure [Lecourtier et al., 1989].

Le phénomène d'adsorption est généralement quasi-irréversible [Sorbie, 1991] de caractère endothermique, il est expliqué comme une adsorption physique par forces de van der

Walls (états d'équilibre qui sont obtenus rapidement) entre la surface, les ions de la saumure et les chaînes de polymère.

Le caractère physique et non chimique de l'adsorption donne une idée d'une irréversibilité du processus d'adsorption qui n'est pas entière [Szabo 1975]. L'adsorption peut être caractérisée par les isothermes de Langmuir type (I), cet isotherme est défini comme le rapport entre la concentration du polymère et la concentration de centres actifs de la surface où il existe une haute probabilité d'une adsorption du polymère.

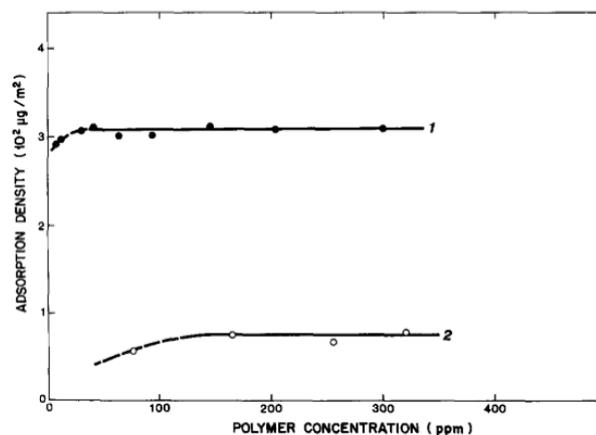


Figure 27 C2 : Isotherme d'adsorption sur deux milieux SiC avec NaCl et pH 7 [Lecourtier, 1989].

Les isothermes de Langmuir de type I sont valables pour une série d'hypothèses simplificatrices :

- Tous les centres actifs ont la même activité, ce qui n'est pas vrai car la composition chimique de la surface présente des impuretés.
- Il n'existe pas d'interactions entre les molécules adsorbées.
- Chaque liaison polymère-surface a la même structure, cela va dépendre des forces électrostatiques dans les centres actifs.
- Chaque centre actif peut être occupé par une seule molécule
- L'adsorption se développe en monocouche
- C'est un équilibre solide-liquide
- L'adsorption est réversible

Il existe plusieurs paramètres qui influencent l'adsorption du polymère. Parmi ceux-ci, nous pouvons citer :

- Les propriétés du polymère comme la taille moléculaire, sa charge, son degré d'hydrolyse et sa masse molaire.
- Les caractéristiques du solvant de la solution de polymère, comme la force ionique, le pH, la dureté de l'eau, le ratio divalents/monovalents.

L'influence de ces paramètres est discutée ci-dessous en termes de la composition du MP, la composition de la saumure, la composition du polymère. On abordera ensuite l'influence de la mouillabilité.

Composition du Milieu Poreux

La composition chimique du milieu est très importante car elle joue un grand rôle sur les phénomènes d'adsorption de polymère [Lee et Somasundaran,1988] et le changement de mouillabilité (chapitre I).

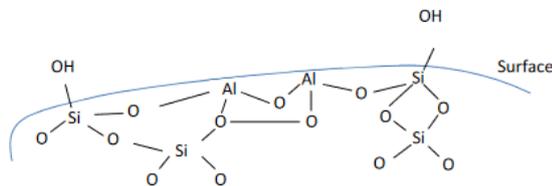


Figure 28 C2. Schéma de la surface de SiO₂.

Dans la figure ci-dessus, les groupes OH sont liés aux centres actifs en Si de la surface où il y a une grande concentration d'ions de charge opposée, ces centres actifs sont susceptibles de favoriser l'adsorption de polymère HPAM. La surface hydratée du MP est chargée des ions de la saumure. Ces surfaces de silice sont chargées positivement pour les valeurs basses de pH, et négativement pour valeurs hautes de pH.

La présence de Al₂O₃ ou Fe₂O₃ augmente le nombre des sites actifs en augmentant ainsi la probabilité d'adsorption de polymère. La Figure 29 C2 montre l'adsorption du

polyacrylamide sur différentes compositions de surfaces, où l'adsorption la plus élevée se produit avec Al_2O_3 et Fe_2O_3 .

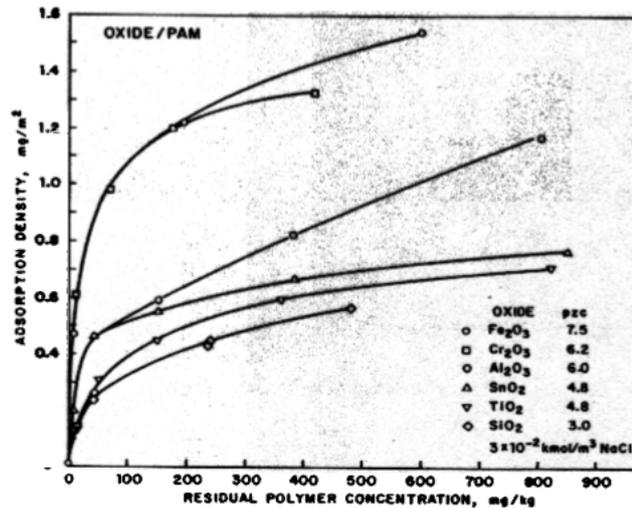


Figure 29 C2 . Isotherme d'adsorption du PAM sur différents oxydes [Leet, 1988].

Composition de la saumure

La présence d'ions multivalents provoque entre 10 et 30% de contraction des molécules de polymère et par conséquent l'adsorption augmente avec leur concentration. Par exemple la quantité de masse adsorbée avec 2g/L de CaCl_2 est 18% plus forte qu'avec 2g/L de NaCl dans les mêmes conditions de pH [Lakatos 1979].

Par ailleurs une faible salinité fait que le volume hydrodynamique des molécules de polymère augmente de manière importante car il existe une grande répulsion entre les groupes (COO^-) en faisant que la masse de polymère adsorbée est très petite. Le volume hydrodynamique ou le ratio hydrodynamique des ions présents dans la solution de polymère influe aussi sur le phénomène d'adsorption. Un ratio hydrodynamique élevé favorise la présence d'ions dans la double couche. Le ratio hydrodynamique d'un ion Ca^{2+} est plus élevé que le ratio d'un ion Na^+ .

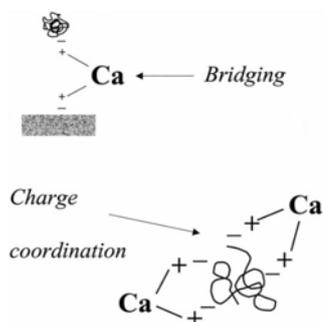


Figure 30 C2. Schéma de l'adsorption par force ionique [Chiappa et al., 1999].

Cela explique que les divalents soient plus fortement adsorbés que les monovalents dans la double couche. Cette sélectivité qui favorise l'adsorption d'ions de plus forte charge diminue avec la force ionique. Par exemple la présence d'ions divalents dans la saumure ou solvant favorise l'adsorption de molécules de polymère sur le quartz, soit par liens entre des ions divalents, les groupes acide acrylique et la surface de quartz.

On observe des comportements différents en fonction des cations présents dans la saumure dans les figures ci-dessous. Les Figure 31 C2 et Figure 32 C2 montrent une adsorption plus importante avec la présence de divalents et que cette adsorption varie en fonction du type de polymère utilisé.

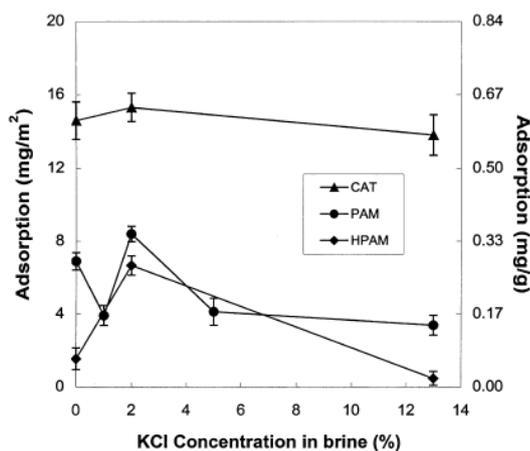


Figure 31 C2 : Adsorption de polymères de charge différente sur du quartz pur à partir de saumures de différentes concentrations en KCl de force ionique différente. [Chiappa et al., 1999].

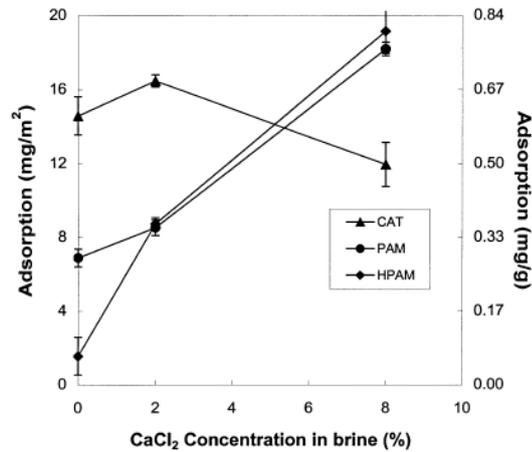


Figure 32 C2 : Adsorption de polymères de charge différente sur du quartz pur à partir de saumures de force ionique différente. La figure montre l'effet d'un ion monovalent Ca^{2+} sur l'adsorption de polymère. [Chiappa et al., 1999].

La conséquence des résultats ci-dessus montre qu'il est préférable d'opérer avec des saumures de faible salinité et un faible ratio de divalent/monovalent.

La dépendance de l'adsorption d'un polymère avec la température varie en fonction du système étudié mais on note que l'adsorption dépend des effets conjugués de la température sur la solubilité du polymère qui est caractérisée par l'interaction entre polymère et solvant, de l'énergie libre de mélange et l'état d'hydratation de la surface et de la solvation du polymère.

L'adsorption est un processus endothermique ; par conséquent il est favorisé par une augmentation de la température.

La quantité de polymère adsorbé augmente avec sa masse molaire [Grattoni, 2004], bien que le degré de dépendance soit influencé par la qualité du solvant. Pour de bons solvants l'adsorption ne dépend pas de la masse molaire. Cependant, pour un mauvais solvant il existe une forte dépendance avec la masse molaire. Expérimentalement, toutefois, la dépendance de l'adsorption vis à vis de la masse molaire peut généralement s'expliquer qualitativement par le caractère polydisperse des polymères.

Nature du polymère

Le type d'interaction entre le polymère et la surface solide est déterminé par la structure chimique du polymère. Par exemple, un polymère avec des groupes non-polaires réagit favorablement sur une surface hydrophobe et un polymère avec des groupes polaires montrera plus d'affinité avec une surface hydrophile [Chiappa et al., 1999].

Si le polymère est chargé, l'interaction électrostatique joue un rôle majeur dans l'adsorption et la force ionique comme le pH de la solution sont les paramètres les plus importants. Pour les polymères non chargés les liaisons hydrogènes et les effets de solvation sont prédominants. [Leet et Somasundara, 1989].

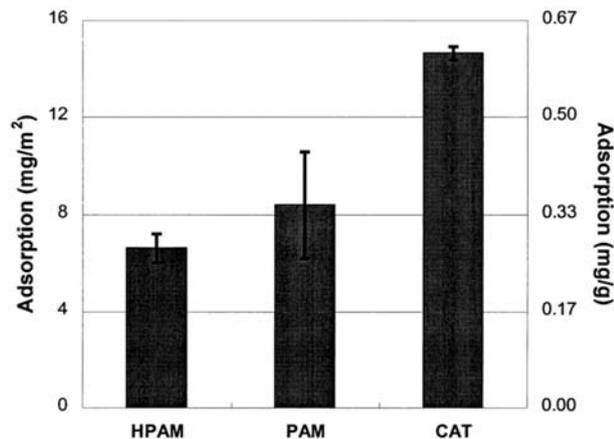


Figure 33 C2 .Adsorption après 24 h. de polymères de charge différente (négatif, neutre, positif). sur quartzite pur Q45 .Solution de polymère de 2000 ppm et 2% KCl. [Chiappa et al, 1999].

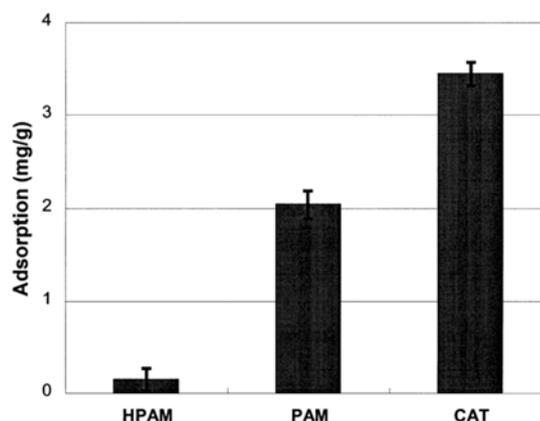


Figure 34 C2. Adsorption après 24 h. de polymères de charge différente, (négatif, neutre, positif). Sur sable PC16. Solution de polymère de 2000 ppm et 2% KCl. [Chiappa et al, 1999].

La Figure 33 C2 et la Figure 34 C2 montrent l'adsorption de trois polymères de différentes charges dans deux milieux poreux (quartz et sable). On observe une adsorption plus importante du HPAM sur le quartz que sur le sable. Cela montre l'influence de la composition du milieu poreux.

2.2.3.3 Rôle de la mouillabilité dans l'adsorption de polymère

Dans le chapitre I nous avons mentionné que la distribution des phases dépend de la mouillabilité. Les milieux poreux peuvent présenter des conditions de mouillabilités différentes d'une franche mouillabilité à l'eau. Par conséquent ce paramètre va jouer également un rôle important dans l'adsorption de polymère sur la surface des pores.

Broseta et al., (1995) ont montré que l'adsorption augmente avec l'hydrophobicité du milieu poreux. Dans les milieux poreux hydrophobes l'adsorption est plus importante que dans les milieux hydrophiles. L'effet de la salinité et du pH jouent également un rôle assez important (voir composition du MP et influence de la salinité).

L'étude de Broseta et al.; (1995) effectuée en présence d'huile résiduelle pour différentes mouillabilités montre l'importance de l'effet de la répartition des phases à l'échelle du pore pour expliquer la différence de comportement de l'adsorption en fonction de la mouillabilité. Dans un milieu poreux mouillable à l'eau l'adsorption du polymère augmente en présence de l'huile résiduelle car l'huile reste piégée sous forme de gouttelettes dans les centres des pores

ce qui offre une surface d'adsorption importante au polymère. En revanche dans les milieux poreux à mouillabilité franche à l'huile le taux d'adsorption diminue fortement avec la présence de l'huile résiduelle, car dans ce cas l'huile recouvre la surface porale et limite la surface à laquelle le polymère peut avoir accès.

Chiappa et al., (1999) ont étudié également l'effet de la mouillabilité en montrant que la présence de composants du pétrole brut dans le milieu poreux peut réduire l'interaction entre les polymères et la roche (asphaltènes et résines) conduisant à une faible adsorption.

2.2.3.4 Effets de la couche de polymère adsorbée

Si l'épaisseur de la couche de polymère adsorbée est importante, celle-ci peut avoir une grande influence sur la rhéologie des solutions en un milieu poreux.

2.2.3.5 Réduction de perméabilité

L'adsorption de polymère implique une réduction de perméabilité, laquelle est déterminée par les différences de pression mesurées lors de l'écoulement de la saumure avant et après l'injection de polymère.

$$R_k = \frac{k_w}{k_{2w}} = \frac{\Delta P_{2w}}{\Delta P_w} \quad \text{Eq36-C2}$$

Où ΔP_{2w} est la chute de pression après adsorption de polymère et ΔP_w avant polymère. En combinant les relations de réduction de mobilité et réduction perméabilité on estime la viscosité relative apparente :

$$\eta_{rp} = \frac{\eta_p}{\eta_w} = \frac{R_M}{R_k} \quad \text{Eq37-C2}$$

En l'absence de modification de perméabilité par la solution de polymère $R_k = 1$ et la viscosité relative apparente est alors égale à R_M .

Il existe plusieurs mécanismes physiques qui peuvent expliquer la réduction de perméabilité comme le gonflement et la contraction de la couche de polymère adsorbée, l'effet de la mouillabilité, la répartition des fluides dans les milieux poreux etc.,. Dans la Figure 35 C2

on voit l'influence de l'épaisseur de la couche de polymère adsorbé sur la réduction de perméabilité.

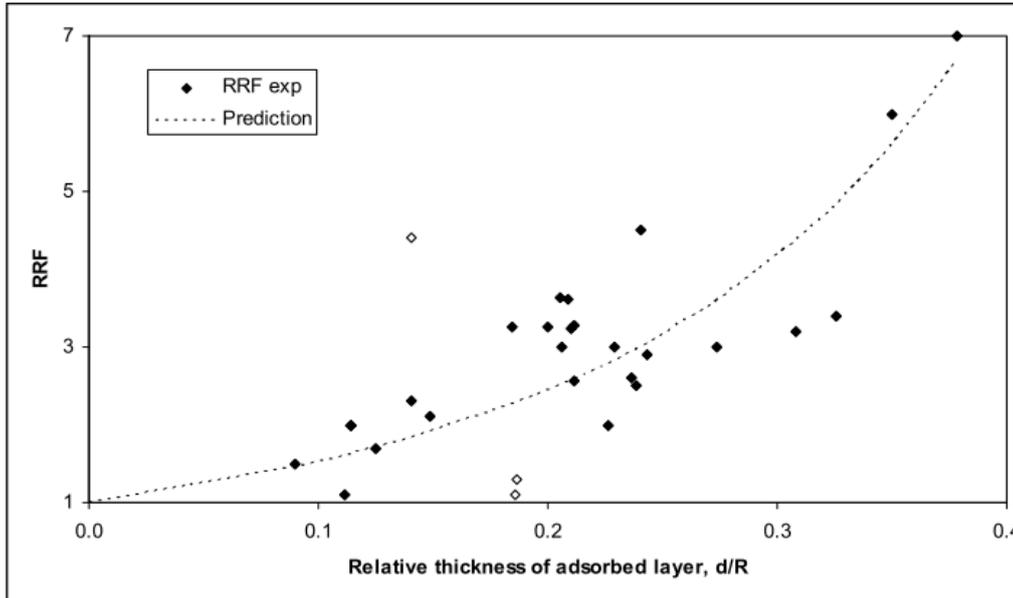


Figure 35. Réduction de perméabilité (RRF) en fonction de l'épaisseur de la couche adsorbée. [Stavland et al., 2010]

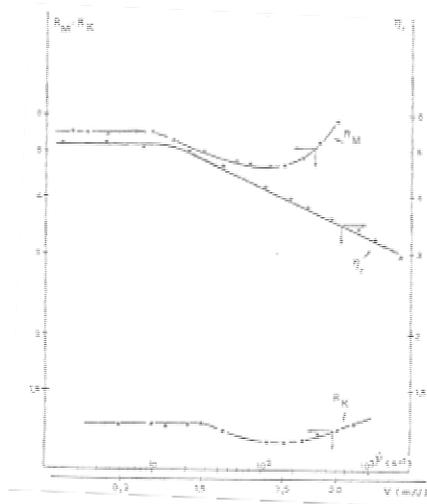


Figure 36 C2. Réduction de la perméabilité et la mobilité vs le taux de cisaillement [Omari 1982].

La Figure 36 C2 montre les courbes de R_M et R_k . Les valeurs sont toujours supérieures à l'unité. Lorsque la vitesse devient importante, cela provoque l'étirement des macromolécules adsorbées et de là un comportement rhéopaississant est observé à grandes vitesses.

2.2.3.6 Épaisseur de la couche de polymère adsorbée

La masse de polymère adsorbé est calculée à partir du volume de pore, du retard de sortie du polymère par rapport à la sortie d'un traceur et de la concentration en polymère.

$$m_{poly} = \delta V_p C \quad \text{Eq38-C2}$$

Où V_p est le volume de pore préalablement déterminé par des expériences de dispersion. L'adsorption a souvent lieu en monocouche. Le retard est calculé à partir des courbes de percée en traçant la concentration relative des effluents c_{efflu} en fonction du temps.

$$\delta = \frac{c_{efflu}}{c_o} \quad \text{Eq39-C2}$$

L'adsorption est souvent quantifiée comme le rapport entre la quantité de polymère adsorbé et la masse du milieu poreux.

$$Ad = \frac{m_{poly}}{m_{total}} \quad \text{Eq40-C2}$$

En supposant que le milieu poreux est un faisceau de tubes capillaires de rayon r_p . L'épaisseur hydrodynamique de la couche de polymère adsorbé est donnée par l'équation ci-dessous [Chauveteau, 1982]

$$e = \left(1 - R_k^{-\frac{1}{4}}\right) r_p \quad \text{Eq41-C2}$$

Où R_k est la réduction de perméabilité

L'épaisseur de la couche adsorbée de polymères flexibles est plus grande que celle des polymères rigides. Par conséquent, la réduction de la perméabilité est habituellement négligeable pour les solutions de polymère rigides. D'ailleurs, R_k et R_M diminuent avec le débit et la taille des pores [Kohler et Chauveteau 1978], [Chauveteau et Kohler 1980].

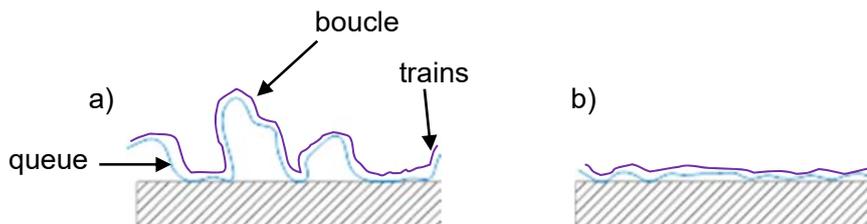


Figure 37 C2. Représentation schématique de l'épaisseur de la couche de polymère adsorbée.
a) polymère flexible b) polymère rigide

2.2.3.7 Volume de pore inaccessible

Il existe un volume de l'espace poral qui n'est pas accessible aux molécules de polymère à cause de leur taille. Ce volume de pore inaccessible est occupé par de l'eau, mais est en équilibre avec la solution de polymère. Lors d'expériences d'injection, l'existence de ce volume de pore inaccessible se traduit par une avancée du polymère plus rapide du polymère qu'un traceur non réactif.

Le volume de pore inaccessible (rapporté au volume de pore total) peut être estimé grâce aux travaux de Stavland et al., (2010). Supposons un écoulement monophasique de polymère à travers un milieu poreux. qui est séparé en deux sections 1 et 2, dont la section 1 permet au polymère de s'écouler à travers ses pores mais non dans la section 2. La loi de Darcy appliquée sur les segments parallèles de longueur l et surface $S = S_1 + S_2$ donne:

$$q_T = q_w + q_p = \frac{k_1 S_2 \Delta P}{\eta_{w1}} + \frac{k_2 S_1 \Delta P}{\eta_{p2}} = \frac{k S \Delta P}{\eta_{app}} \quad \text{Eq42-C2}$$

En simplifiant l'Eq 42 C2 , on obtient :

$$\eta_{app} = \frac{1 + B}{B/\eta_w + 1/\eta_p} \quad \text{Eq43-C2}$$

On peut déduire

$$IPV = 1 - \sqrt{1/(1+B)} \quad \text{Eq44-C2}$$

B est une constante avec une signification physique (k_w/k_p) qui peut être dérivée de la géométrie des pores. En supposant que le milieu poreux se comporte comme un faisceau de tubes capillaires et l'épaisseur de la couche adsorbée est égale à e et le facteur B peut être calculé par [Norris et al. 2013].

$$B = \left(1 - \frac{e}{r_p}\right)^{-4} - 1 = R_k - 1 \quad \text{Eq45-C2}$$

La Figure 38 C2 montre l'accessibilité des macromolécules. Les grandes molécules de polymère sont exclues. Les molécules qui sont suffisamment petites seront capables d'entrer dans le volume total. Les molécules de taille intermédiaire vont entrer dans un volume entre les volumes d'exclusion totale et le volume total.

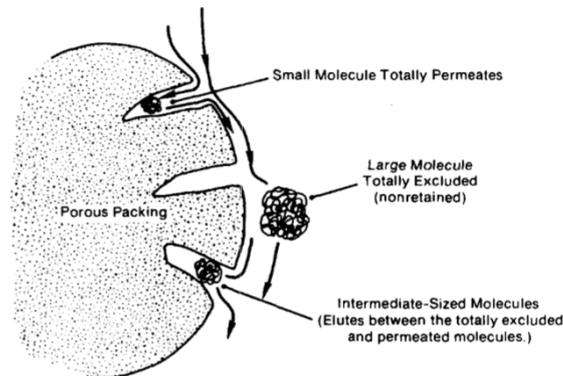


Figure 38 C2. Représentation des IPV en fonction de la taille des macromolécules [Gregory 1984].

2.2.3.8 Déplétion

Plusieurs études menées par Chauveteau (1979,1981,1984) ont montré que la viscosité apparente en milieu poreux peut être supérieure ou inférieure selon que la paroi du pore est attractive ou répulsive

Lorsque la force exercée par la paroi sur les macromolécules n'est pas attractive, une couche de concentration plus faible en polymère se crée au voisinage de cette paroi. C'est la couche dépletée.

Cette couche est due à une gêne stérique qui réduit la probabilité du centre de masse de la macromolécule de se trouver proche de la paroi du pore. Cette situation se traduit à l'équilibre par un profil de concentration qui croît de zéro au niveau de la paroi jusqu'à sa valeur en masse loin de celle-ci. Ainsi, la viscosité est moins importante au niveau de la paroi que dans l'ensemble de la solution en écoulement dans le milieu poreux. Cependant l'effet de la couche de déplétion diminue lorsque le taux de cisaillement augmente à cause de l'orientation des macromolécules.

L'épaisseur de cette couche de déplétion est donc directement liée aux dimensions caractéristiques du polymère, à la concentration et à l'environnement physico-chimique (pH, salinité, température, etc...)

2.2.3.9 Rétention

La rétention hydrodynamique du polymère dans le milieu poreux est un des principaux facteurs qui détermine l'efficacité de l'injection de polymère. Elle dépend des caractéristiques du milieu poreux [Chen et al., 2016] et de la concentration du polymère [Zhang et Seright 2013].

La rétention correspond au piégeage des macromolécules dans les zones stagnantes du milieu poreux et les pores de faible diamètre. La rétention hydrodynamique est un processus réversible qui varie avec le débit d'injection. Cette rétention donne lieu à une forte augmentation de la pression lors de l'écoulement.

Le degré de rétention d'un polymère est déterminé à travers des expériences d'écoulement, de dispersion et de bilan matière. La figure ci-dessous résume les différents mécanismes de rétention du polymère en milieux poreux.

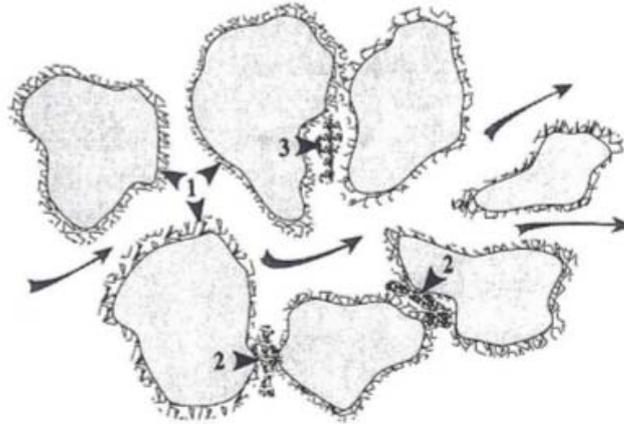


Figure 39 C2. Types piégeage. [Sorbie, 1991].

1. l'adsorption résulte d'une interaction entre les molécules de polymère et la surface solide par liaisons physiques (Van der Waals, liaisons hydrogènes) plutôt que de liaison chimiques .Cette interaction provoque une adhésion des molécules à la paroi qui finit par recouvrir la surface solide accessible
2. La rétention par piégeage mécanique a lieu lorsque les molécules de polymères de taille importante vont se loger dans des pores de petites tailles. La rétention conduit à une obstruction de certains pores et à une réduction de perméabilité qui peut être irréversible.
3. La rétention hydrodynamique est difficile à distinguer du piégeage mécanique et correspond au piégeage de macromolécules dans les points stagnants. Cette rétention est réversible et varie avec le débit d'injection.

2.2.3.10 Dégradation mécanique

Les polymères utilisés en EOR ont des masses moléculaires très élevées pour maximiser leur pouvoir viscosifiant. Dans les installations de surface et lors de l'entrée dans le milieu poreux, la solution de polymère est fortement cisailée. L'élongation des chaînes conduit à une rupture des liaisons C-C des macromolécules. La masse moléculaire des chaînes diminue et se traduit par une baisse de viscosité. On parle de dégradation mécanique des solutions de polymères.

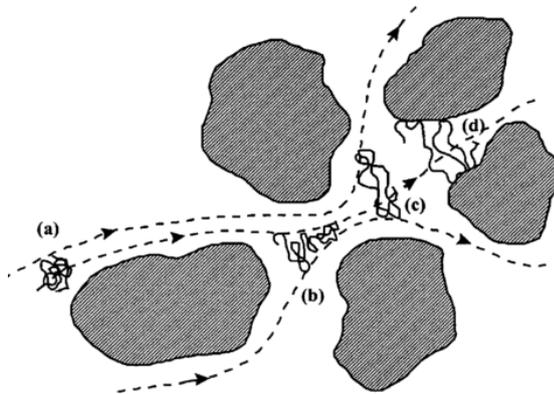


Figure 40 C2. La chaîne enrôlée (a) suivi trois étapes : La chaîne est allongée (b), ensuite, le déplacement de la solution à travers les canaux de pores (c), elle est adsorbée, et elle forme un pont (d) [Zitha et al., 2000].

La Figure 40 C2 montrent les différentes configurations que les chaînes de polymère adoptent à travers du milieu poreux.

2.2.4 Injection de polymère en diphasique

Il existe de nombreux travaux qui ont mis en évidence l'effet de l'injection de polymère sur la récupération des hydrocarbures. Des synthèses peuvent être trouvées dans les ouvrages de [Sorbie 1991], [Sheng 2011, 2013], [Cossé, 1988], [Sydansk et al., 2011], [Latil 1980]. Ces synthèses montrent clairement l'augmentation de la récupération des hydrocarbures lors de l'injection de polymère. Les limitations d'utilisation en fonction de la nature des polymères, des conditions de température, de salinité et de perméabilité son également décrites.

2.2.4.1 Rapport de mobilité

L'injection de polymère est considérée dans deux situations principales :

- Lorsqu'il existe un rapport défavorable de mobilité (waterflooding).
- Une hétérogénéité excessive du réservoir

Le but premier des polymères dans les procédés EOR est de contrôler la mobilité de la phase de déplacement, la phase aqueuse. L'importance du contrôle de la mobilité des fluides pour accroître l'efficacité du déplacement macroscopique a été bien mise en évidence dans des nombreuses recherches. L'injection de polymère provoque une réduction de mobilité en diminuant de manière significative la formation de digitations visqueuses ou de canaux (Figure 41 C2).

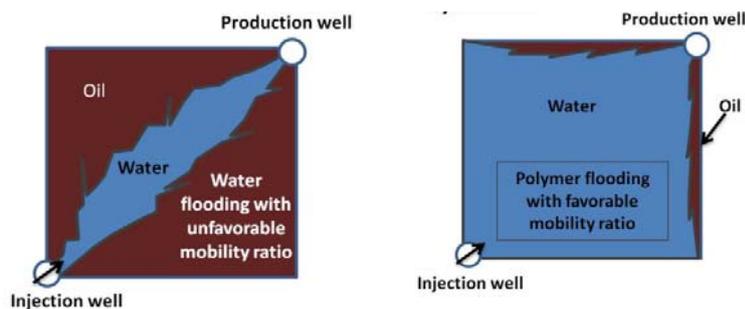


Figure 41 C2. Schéma représentative de l'amélioration de l'efficacité de balayage pour l'injection de polymère [Sydansk et al., 2011]

Le rapport des mobilités M est un paramètre important et utile pour quantifier le contraste entre la mobilité du fluide de déplacement et la mobilité de la phase déplacée.

Dans le cas d'un réservoir hétérogène (Figure 42 C2) l'injection de polymère améliore l'efficacité de balayage grâce à un rapport de mobilité favorable qui réduit les effets de digitations et des percés précoces dans les couches les plus perméables.

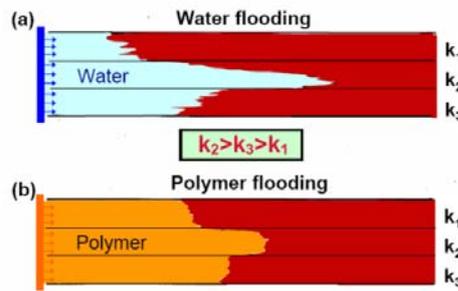


Figure 42 C2. Schéma représentative de l'amélioration de l'efficacité de balayage dans un milieu hétérogène [Kotlar et al., 2007].

En général l'injection de la solution de polymère est effectuée dans des réservoirs où la température n'excède pas 130°C, de perméabilité supérieure à 40mD, de salinité inférieure à 250 000 TDS et pour des viscosités d'huile comprises entre 2mPa.s et 10 000 mPa.s [A. Thomas et al. 2012].

2.2.4.2 Amélioration de l'efficacité du balayage

Dans le cas d'une huile visqueuse, le rapport de mobilité défavorable entre l'eau injectée et l'huile déplacée génère un front de déplacement très instable qui se traduit par des instabilités et, un mauvais rendement de balayage. Des voies d'écoulement préférentielles s'établissent très rapidement conduisant à une faible efficacité de récupération R_e qui est fonction de l'efficacité de balayage E_v et l'efficacité de déplacement E_d [Lake 1989].

$$R_e = E_d E_v \quad \text{Eq46-C2}$$

L'efficacité de déplacement est limitée par la saturation résiduelle en huile laquelle est déterminée par la balance entre les forces visqueuses et capillaires (nombre de capillaire). L'écoulement de l'eau peut être amélioré de manière significative en augmentant la viscosité de l'eau injectée, générant ainsi un rapport de mobilité plus favorable. Il est généralement admis que le déplacement du rapport de mobilité dans une direction favorable améliore l'efficacité de balayage sur une échelle de réservoir, améliorant ainsi la récupération d'huile.

Pendant l'injection de polymère le profil de saturation augmente selon la Figure 43 C2 où le front de polymère est situé entre la région qui a une concentration uniforme (égale à la concentration d'injection C_i) et la région où la concentration de polymère est nulle.

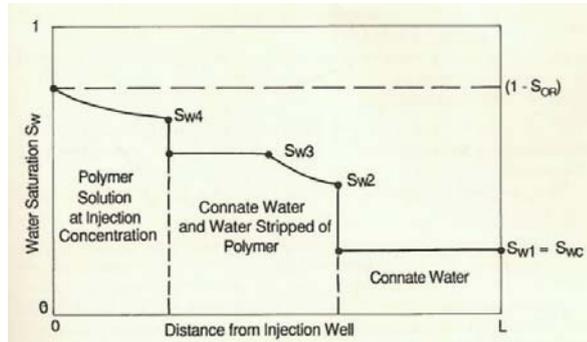


Figure 43 C2. Front de saturation de l'eau [Sorbie 1991].

Entre le front de polymère et le front de l'eau existe une situation intermédiaire avec par un déplacement d'un banc huile lié à l'eau résiduelle et les premières traces de la solution de polymère.

L'évolution de l'écoulement de polymère est expliquée par Pope (1980) en termes de débit fractionnaire et de saturation selon la Figure 44 C2.

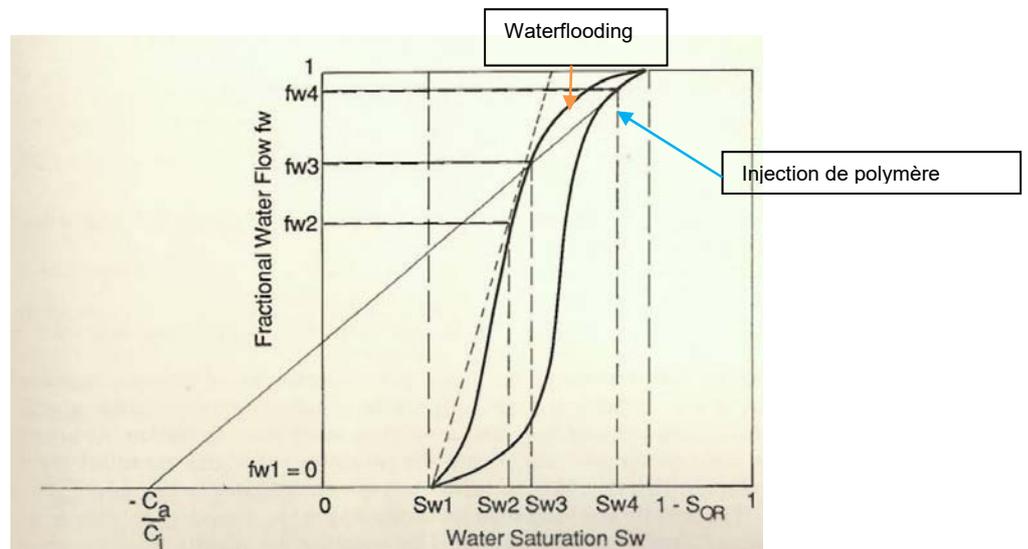


Figure 44 C2. Courbes de débit fractionnaire de l'eau et de polymère avec les points f_w/S_w qui correspondent aux points de la Figure 43 C2 [Sorbie 1991].

En utilisant l'expression du débit fractionnaire pour l'eau (voir « notion de front ») on peut exprimer l'équation Eq 2 C2 :

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} \eta_p}{k_{rp} \eta_o}} \quad \text{Eq47-C2}$$

En appliquant l'équation de la loi de puissance Eq7-C2 et l'équation de Cannella, Huh et al.,(1988) .

$$\dot{\gamma} = \Pi \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^{n/(n-1)} \frac{v}{\sqrt{k S_w \phi}} \quad \text{Eq48-C2}$$

Où le taux de cisaillement est fonction de la saturation. Cette équation exprime que la viscosité de la solution de polymère n'est pas constante car le taux de cisaillement n'est pas non plus constante. Π est une constant de valeur 6.

L'équation Eq47 C2 peut être réécrite par [Koh el al.,2016] :

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{ro} m}{k_{rp} \eta_o} \left(\Pi \left(\frac{3n+1}{4n} \right)^{n/(n-1)} \frac{v}{\sqrt{k S_w \phi}} \right)^{n-1}} \quad \text{Eq49-C2}$$

Pour appliquer la théorie du déplacement fractionnaire Pope (1980) suppose que :

1. La dispersion du polymère ainsi que la pression capillaire sont négligeables
2. L'écoulement est incompressible
3. L'adsorption du polymère sur la roche est uniforme et dépend de la concentration et non de la saturation.
4. La concentration d'injection de polymère est constante
5. La température est constante
6. Il n'y a ni réactions chimiques ni réactions biologiques.

L'injection de polymère à travers le milieu poreux invoque de nombreux mécanismes de transport: convection, dispersion, adsorption, échange ionique. Sans tenir compte de la force de la pesanteur et la force capillaire pour un écoulement des deux phases incompressibles en 1-D les équations du système sont:

$$\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{kk_{rw}}{\eta_w} \frac{\delta p}{\delta x} \right) = \phi \frac{\delta S_w}{\delta t} + q_w \quad \text{Eq50-C2}$$

$$\frac{\delta}{\delta x} \left(\frac{kk_{ro}}{\eta_o} \frac{\delta p}{\delta x} \right) = \phi \frac{\delta S_o}{\delta t} + q_o \quad \text{Eq51-C2}$$

Où q_w et q_o sont les débits d'écoulements de la solution aqueuse et l'huile respectivement. Si on considère le rapport de mobilité comme $M_i = kk_{ri}/\eta_i$ des fluides ce système d'équations peut être représenté par :

$$\frac{\delta}{\delta x} \left(M \frac{\delta p}{\delta x} \right) = q_o + q_w \quad \text{Eq52-C2}$$

Une forme simplifiée de l'équation de transport (1-D) d'un polymère dans un système diphasique dans laquelle le polymère de concentration c est exprimée par l'équation généralisée convection-dispersion où le polymère seulement est présent dans la phase aqueuse [Sorbie 1991] :

$$\phi \frac{\delta}{\delta x} (S_w c) = \frac{\delta}{\delta x} \left(D^* \frac{\delta c}{\delta x} \right) - \frac{\delta}{\delta x} (v_w c) - \frac{\delta c_s}{\delta t} + \phi S_w K c \quad \text{Eq53-C2}$$

2.2.4.3 Récupération assistée du pétrole (polymère)

L'injection d'une solution de polymère sous conditions optimales peut doubler la récupération obtenue par waterflooding. Wang et al.,(2008) dans la Figure 45 C2 montrent l'influence de l'injection de polymère sur le taux de récupération après waterflooding sur des huiles de viscosité différentes.

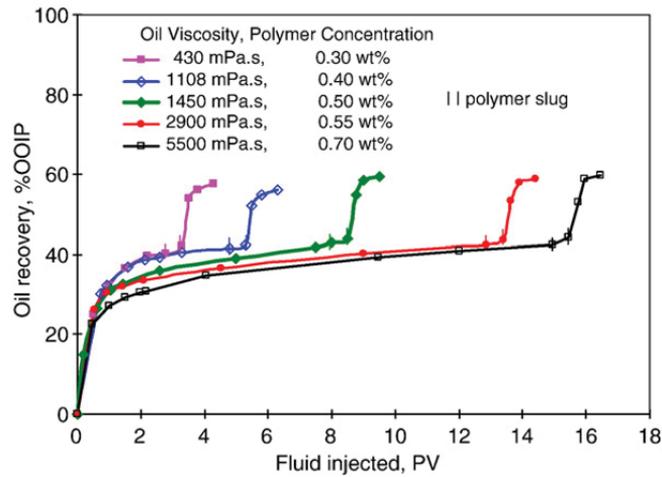


Figure 45 C2. La récupération d'huile cumulée en fonction des volumes de pore injectés pour cinq huiles et concentrations de polymères différentes. [Wang et al., 2008].

Les expériences réalisées dans des colonnes de sable non consolidé de perméabilité $7(\mu\text{m})^2$ à débit constant de $10\text{cm}^3/\text{h}$ montrent que pour chaque viscosité d'huile, il existe une viscosité optimale de la solution de polymère pour laquelle le taux de récupération est amélioré (Figure 46 C2 b). La Figure 46 C2 a) montre la partie de récupération qui correspond à l'injection de polymère en fonction des viscosités effectives calculées à partir de la loi de Darcy.

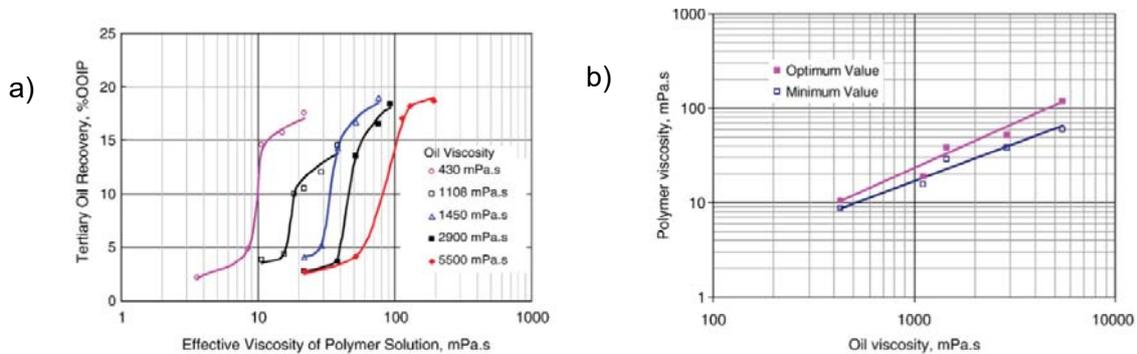


Figure 46 C2. a) Récupération d'huile en tertiaire de cinq huiles de différentes viscosités en fonction de la viscosité effective de la solution de polymère. b) Changement de la valeur optimale et de la valeur minimale de la viscosité effective de Polymère à la viscosité d'huile [Wang et al., 2008].

Ces résultats montrent que la récupération finale d'huile en condition tertiaire est indépendante de la viscosité de l'huile dès lors que la viscosité du polymère est adaptée. Les auteurs établissent une relation entre la viscosité de l'huile et celle du polymère, ces résultats

dépendent des conditions de réservoir comme la perméabilité [Dann et al.,1982] la mouillabilité [Shiran et al.,2015], l'hétérogénéité [Xiaoqin et Pan 2013], et la salinité [Algharaib et al ., 2011]

Les travaux de [Levitt et al., 2011b], réalisés avec des milieux poreux de perméabilités élevées (1-5D) et des huiles lourdes (2000cP) ont mis en évidence une augmentation de récupération pour de très faibles concentration en polymère (200ppm). L'augmentation de la concentration en polymère, et donc de la viscosité n'entraîne pas d'augmentation de la récupération (Figure 47 C2).

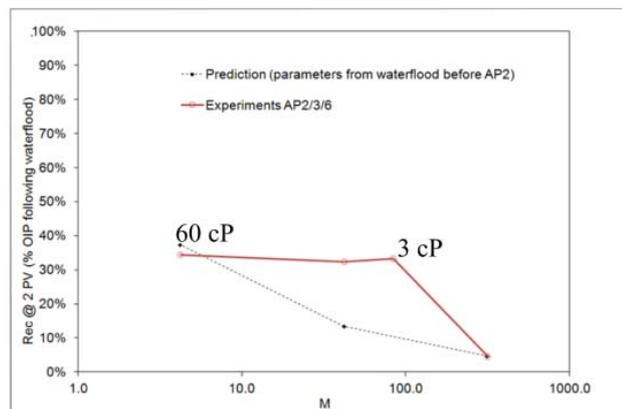


Figure 47 C2. Comparaison des résultats de la récupération tertiaire dans silica packs avec les prédictions de flux fractionnel. [Levitt D. et al, 2011b].

Les travaux ci-dessous de [Wassmuth et al.,2009], [Wassmuth et al., 2007] et [Koh et al.,2016]montrent l'incrément de la récupération d'huile avec l'injection de polymère après un waterflooding. Dans la figure Figure 48 C2 il est montré l'évolution de la production de l'eau (water cut) comme la concentration du polymère dans les effluents.

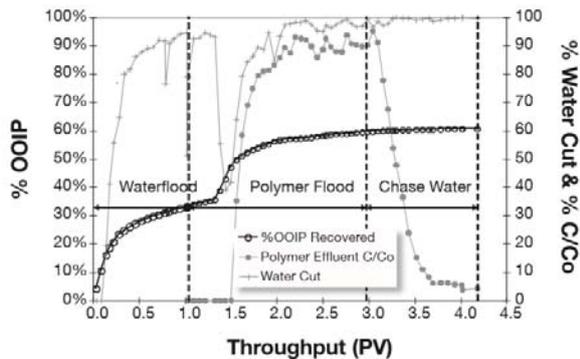


Figure 48 C2. Profil de la récupération d'huile durant l'injection d'eau et de polymère (1500ppm HPAM et 600cP pour l'huile). [Wassmuth et al., 2009]

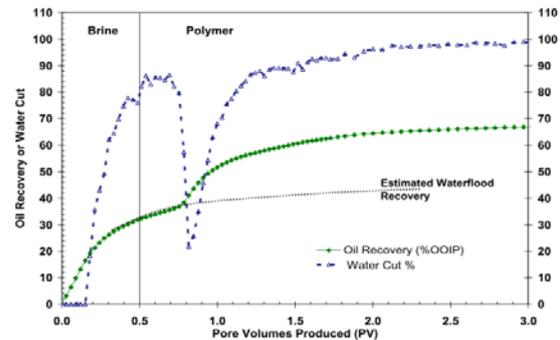


Figure 49 C2. Profil de la récupération d'huile durant l'injection d'eau et de polymère (1500ppm HPAM et 280cP l'huile). [Wassmuth et al., 2007]

Dans des conditions de perméabilités (1500mD) et porosité ($\phi = 0,3$), on attire l'attention sur le taux de récupération différents. L'injection de polymère est faite à deux moments différents. Dans la Figure 48 C2 après 1Vp et dans le deuxième cas (Figure 49 C2) avant 1Vp.

Cottin et al., (2014), présentent des résultats d'injections d'eau et de polymère (secondaire ou tertiaire) dans des milieux très perméables et dont la perméabilité est comprise entre 3 et 45D. L'injection de la solution de polymère est faite après ou avant l'injection de saumure en condition secondaire (sans waterflooding préalable) ou tertiaire (après un waterflooding). Les injections de polymère en condition secondaire et tertiaire se comportent de manière différente. Les injections de polymère en secondaire ont une meilleure efficacité de balayage à l'échelle des pores en raison du meilleur rapport de mobilité.

Dans les injections de polymères tertiaires, l'efficacité de balayage ne peut pas être améliorée facilement car les zones d'huile contournée ont une mobilité beaucoup plus faible que les zones inondées d'eau et le polymère n'est pas suffisant pour contrebalancer ce contraste des mobilités. Par conséquent, il est possible que les perméabilités relatives entre une injection de polymère secondaire et une injection de polymère tertiaire soient différentes.

De la même manière les travaux de Fabbri et al., (2014) et Levitt et al., (2013) comparent les différents comportements par rapport aux injections de polymère en secondaire ou tertiaire en analysant les profils de saturation durant l'injection de polymère. La Figure 50 C2 montre le taux de récupération différents entre l'injection secondaire ou en tertiaire.

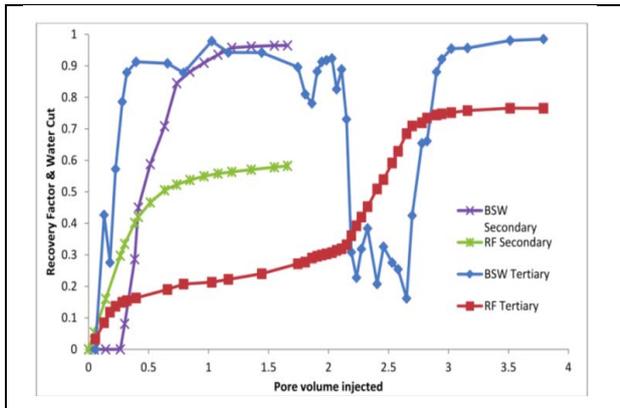


Figure 50 C2. Facteur de récupération et facteur de production d'eau en secondaire et tertiaire. [Fabbri et al, 2014]

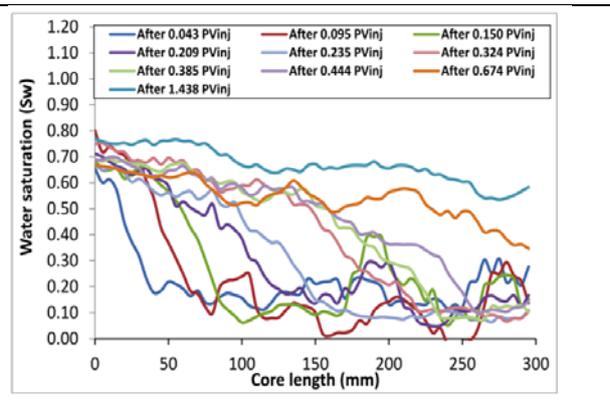


Figure 51 C2. Evolution du profil de saturation de polymère en secondaire. [Fabbri et al, 2014]

Skauge T. et al., (2014) et Bondino I. et al., (2011) montrent l'effet sur la récupération après un écoulement de polymère avec différentes huiles.

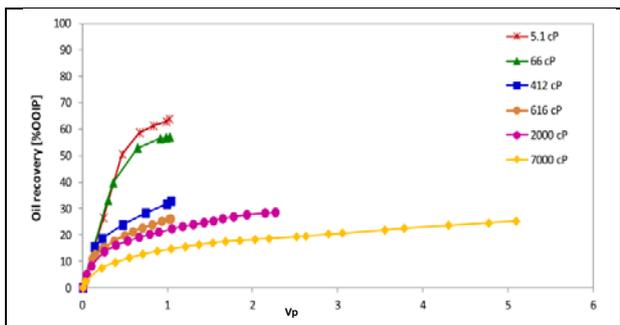


Figure 52 C2. Production d'huile par waterflooding pour différents viscosités d'huile. L'injection de polymère commence à partir de 1Vp sauf dans les cas d'huile de 2000cP et 7000cP. [Skauge T. et al, 2014]

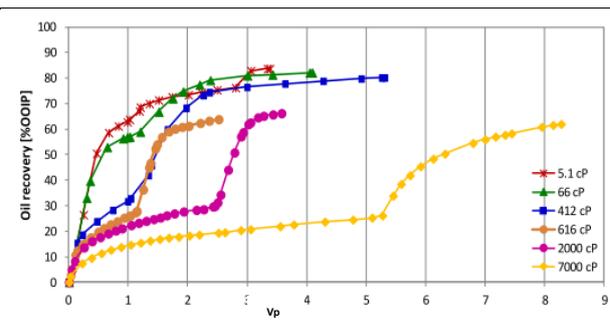


Figure 53 C2. Production d'huile par injection de polymère après waterflooding. [Skauge T. et al, 2014]

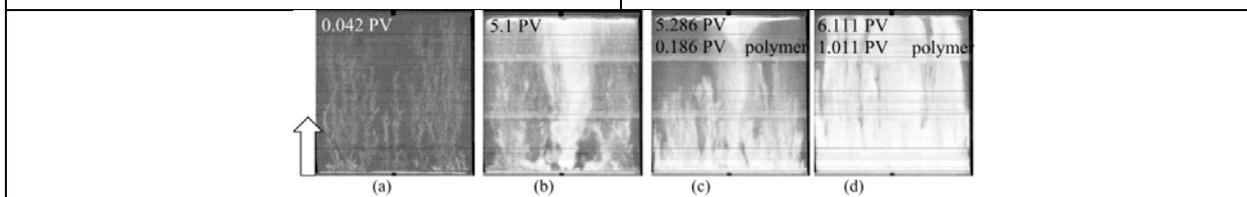


Figure 54 C2. Des images X-ray à quatre moments différents durant l'injection de l'eau (a) et (b) et de l'injection de polymère (c) et (d) pour l'huile de 7000cP. La flèche à gauche indique le sens de l'injection. [Bondino I. et al., 2011].

Les écoulements des solutions de polymères présentent un rapport de mobilité plus favorable que les écoulements d'eau et par conséquent l'efficacité du balayage et les récupérations d'huile à l'échelle macro sont fortement augmentées.

2.2.4.4 Effet de la perméabilité

L'effet de la perméabilité sur le taux de récupération d'huiles lourdes est analysé par Asghari et Nakutnyy (2008) où pour une huile de 1450mPa.s dans deux milieux poreux de perméabilités différentes, le taux de récupération est tracé en fonction de la concentration de polymère. On observe dans la Figure 55 C2 une récupération supérieure pour les cas le plus perméables (même concentration).

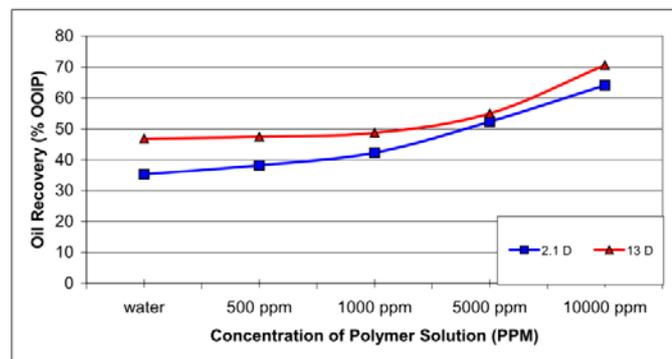


Figure 55 C2. Effet de la perméabilité du sac de sable sur le facteur de récupération [Asghari et Nakutnyy 2008].

2.2.4.5 Elasticité

L'effet viscoélastique du polymère observé par [Urbissinova et al., 2010] et [Dehghanpour H et Kuru E 2010] provoque une chute de pression significativement plus élevée pendant l'écoulement dans le milieu poreux. ils ont constaté que le polymère qui présente une élasticité, a une résistance à l'écoulement plus élevée que le polymère de faible élasticité, bien que leurs viscosités soient identiques. Ceci atteste d'une amélioration de l'efficacité de balayage et par conséquent une meilleure récupération du pétrole [Veerabhadrapa 2012].

Les travaux de [Wang et al.,2000], [Huifen et al., 2004], [Pengpeng Qi. et al.,2016], [Vermolen E. et al.,2014] mettent en évidence les effets élastiques des solutions de polymère HPAM sur la récupération finale. L'injection de polymère permet d'augmenter cette récupération mettant en évidence le rôle des propriétés viscoélastiques des solutions de polymère dans le processus. Sur les figures ci-dessous [Wang et al., 2000] l'effet viscoélastique est observé à travers de la séquence d'injection. Séquence eau-glycérine-polymère, la glycérine augmente la

récupération environ 6 ~ 8% du OOIP, celle-ci suivi par l'injection de polymère, la récupération augmente encore d'environ 6 ~ 7% de OOIP, doublant la quantité par injection de la glycérine. Mais si la séquence d'injection est eau-polymère -glycérine, l'injection de glycérine n'augmente pas la récupération. Cela met en évidence le caractère viscoélastique du polymère.

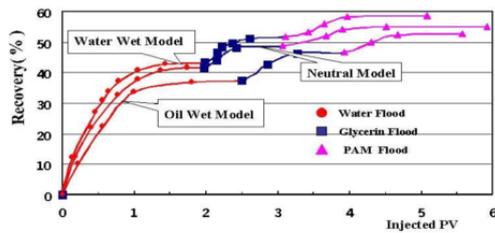


Figure 56 C2. L'incrément de production d'huile est observé par la glycérine d'abord et le polymère après. Sur cette figure on observe aussi l'effet de la mouillabilité. [Wang et al, 2000]

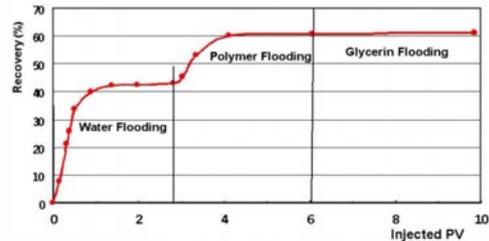


Figure 57 C2. L'incrément de production d'huile est observé après l'injection de polymère, l'injection de glycérine, de même viscosité que le polymère, ne provoque pas de récupération supplémentaire. [Wang et al, 2000]

Wang et al., (2000) observent un changement de mouillabilité qui explique cette montée de récupération. La récupération d'huile avec l'injection de polymère est d'environ 18% de plus qu'après un balayage à l'eau.

Dans les figures ci-dessous pour deux expériences similaires (waterflooding-glycerine-polymer HPAM), Pengpeng Qi. et al.,(2016) montrent la différence de réduction de saturation d'huile pour deux polymère de différents temps de relaxation. Pour la Figure 58 C2 un nombre de Deborah de 11,82 montre une récupération de 7,2% et pour la Figure 59 C2 un nombre de Deborah de 18 montre une récupération de 5%

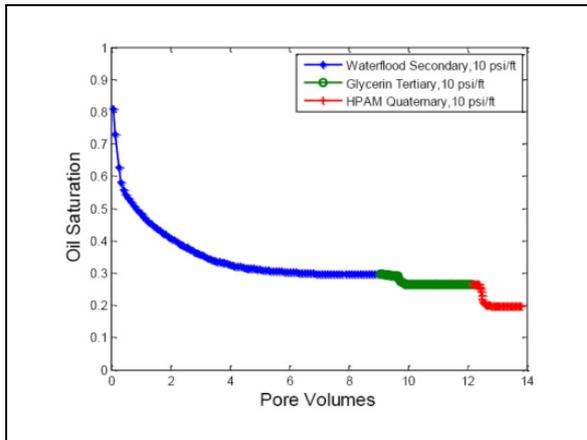


Figure 58 C2. Réduction de la saturation d'huile à nombre capillaire 10^{-5} [Pengpeng Qi. et al.,2016].

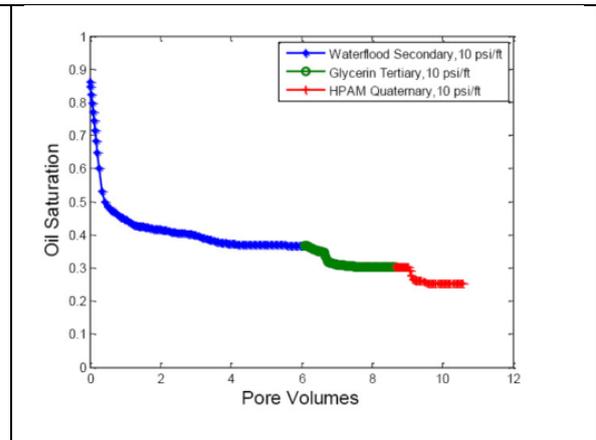


Figure 59 C2. Réduction de la saturation d'huile à nombre capillaire 10^{-5} [Pengpeng Qi. et al.,2016].

Wang et al., (2000) ont établi une série de conditions pour l'amélioration de la récupération de pétrole à l'aide d'écoulements de polymère, une faible salinité augmente le module d'élasticité de la solution de polymère, l'utilisation de polymère de grandes masses molaires augmente aussi le module élastique du polymère. Cette augmentation du module d'élasticité améliore l'efficacité de balayage. Généralement une haute valeur de Deborah augmente la valeur du comportement viscoélastique et par conséquent une réduction de la saturation résiduelle d'huile [Pengpeng Qi. et al.,2016].

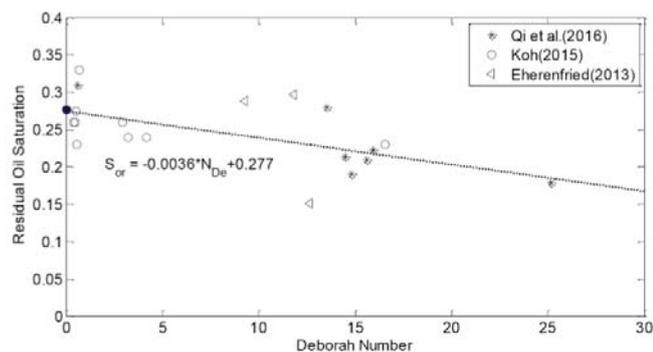


Figure 60 C2. Saturation résiduelle d'huile vs Nombre de Deborah [Pengpeng Qi. et al.,2016].

On a vu que les effets de la morphologie des pores ainsi que la mouillabilité du milieu poreux dominent l'efficacité du balayage lors de l'écoulement de la solution de polymère car le polymère doit garder ses propriétés physiques, en particulier ses propriétés viscoélastiques. Les différents taux de cisaillements auxquels la solution de polymère est soumise lorsqu'elle

traverse les différentes géométries du milieu poreux ont une influence directe sur le taux de récupération de pétrole.

L'étude réalisée par Meybodi et al.,(2011), sur différentes configurations de pores explique la relation entre la configuration du MP et le taux de récupération dans un écoulement de solution de polymère. Les milieux poreux homogènes sont préparés pour créer les conditions de mouillabilité à l'huile, à l'eau et une mouillabilité intermédiaire. L'injection de polymère en secondaire met en évidence les forts taux de récupération du pétrole originel dans les échantillons. Si on compare les comportements dans les différentes conditions de balayages, on voit que les taux de récupération sont plus élevés dans les cas des milieux mouillables à l'eau et de mouillabilité intermédiaire que dans le cas de milieux mouillables à l'huile :

La récupération d'huile est considérablement influencée par la morphologie des pores et la mouillabilité.

2.2.4.6 Injectivité des solutions de polymère en milieux poreux

L'injectivité des solutions de polymère représente la facilité de la solution à se propager dans un milieu poreux, elle peut être définie par la relation suivante :

$$I_{poly} = \frac{Q}{\Delta P} \quad \text{Eq54-C2}$$

Où Q est le débit d'injection, ΔP est la perte de charge. L'injectivité des solutions de polymère dépend de plusieurs facteurs :

- Le degré d'hydratation du polymère
- La dégradation du polymère par les ions multivalents
- Les différentes réactions avec les minéraux du réservoir
- La résistance à l'écoulement en milieux poreux due à sa morphologie.
- Le taux de cisaillement en fonction de la saturation

Pour des débits élevés les macromolécules s'étirent et se brisent ce qui provoque une diminution des propriétés élongationnelles et donc une augmentation de l'injectivité [Seright,

1983]. Il est reconnu que la dégradation mécanique des solutions de polymères peut favoriser leur injection, surtout dans les milieux de faible perméabilité [Shuler et al.,1987].

2.2.4.7 Influence de la couche de polymère adsorbé

Un mécanisme simultané ayant lieu pendant l'injection du polymère est la réduction de la perméabilité relative du phase de déplaçant provoquée par la rétention du polymère (adsorption et rétention mécanique) à l'intérieur du milieu poreux.

Effet sur la perméabilité

Les solutions polymères réduisent considérablement la perméabilité relative de l'eau (k_{rw}), et une réduction minimale de la perméabilité relative de l'huile (k_{ro}) [Schneider et Owens, 1982].

On peut considérer l'article de [Schneider et Owens,1982] comme l'article pionnier sur la mesure de perméabilités relatives en présence de polymère. Des expériences ont été réalisées sur des milieux poreux mouillables à l'eau et mouillables à l'huile, en régime stationnaire. Pour la mouillabilité à l'huile, les MP ont été traités par surfasil et mis en contact avec du diesel pendant 4 jours. La procédure est la suivante :

1. Etablir une S_{wi}
2. Injection d'eau et d'huile pour obtenir la perméabilité de k_{ro1} et k_{rw1}
3. Injection d'huile et d'eau pour obtenir k_{ro2} et k_{rw2}
4. Injection d'eau, pour retourner à la S_{or}
5. Injection de la solution de polymère
6. Injection de l'eau pour obtenir la réduction permeabilité
7. Injection d'huile et de la solution de polymère pour obtenir k_{ro3}
8. Injection d'eau et d'huile pour l'obtention de k_{rop} et k_{rwp}

La Figure 61 C2 et la Figure 62 C2 montrent que pour les milieux mouillables à l'eau on observe que le polymère a un effet de réduction de la perméabilité relative à l'eau sans affecter la perméabilité à l'huile, le comportement est également observé sur les milieux mouillables à l'huile.

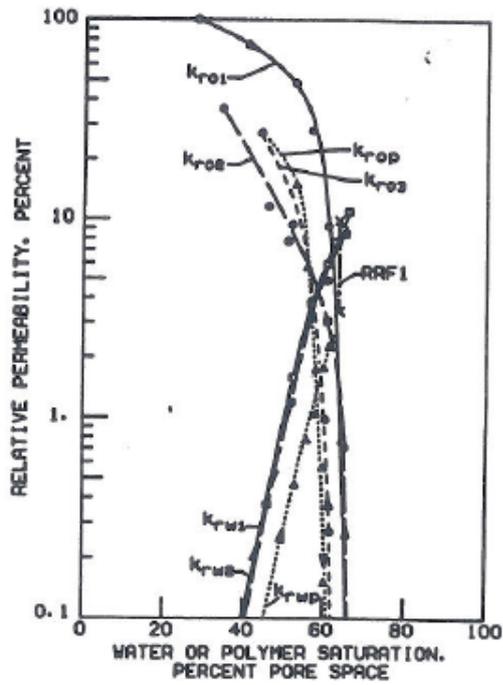


Figure 61 C2. Evolution des courbes de perméabilité relatives avant et après injection de polymère, milieu mouillable à l'eau (Schneider et Owens, 1982)

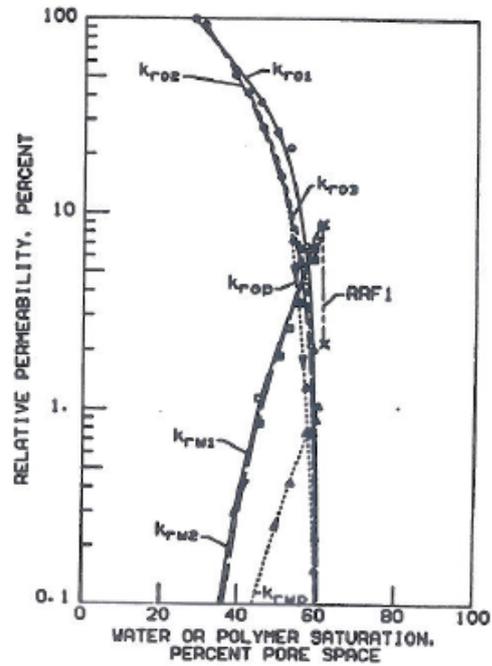


Figure 62 C2. Evolution des courbes de perméabilité avant et après injection de polymère mouillable à l'huile (Schneider et Owens, 1982)

On remarque cependant une différence importante de comportement qui concerne le balayage à l'huile et les valeurs de S_{or} sont différentes en fonction de la mouillabilité, mais le principe de mesure adopté (steady-state) ne permet pas de conclure d'un effet sur les perméabilités relatives en déplacement.

Les mécanismes suivants ont été proposés pour expliquer la réduction de perméabilité: (1) ségrégation des voies d'écoulement (eau et huile); (2) effondrement / gonflement du polymère en fonction du de phase; (3) la formation de couches sur la paroi de pores par le polymère adsorbé; Et 4) l'altération de la mouillabilité ([Mennella et al., 1998], [Liang et Seright, 1997], [Barreau et al., 1997], [Zaitoun et Kohler, 1988]). Parmi ces mécanismes, l'adsorption de polymères et la ségrégation des voies d'écoulement ont été considérées comme les mécanismes dominants de la réduction perméabilité.

Zheng et al. (2000) constatent que l'adsorption de polyacrylamides hydrolysés sur la surface induit une réduction sélective de la perméabilité relative à l'eau par rapport à la perméabilité relative à l'huile. Dans le cas de mouillabilité à l'huile, le changement de mouillabilité a également été considéré comme un autre mécanisme pour la réduction de la perméabilité relative à l'eau. Córdova et al. (2002) ont observé une réduction sélective de la perméabilité due aux polyacrylamides non ioniques adsorbés.

Ali et Barrufet (2000), ont réalisé des expériences sur deux types de grès de perméabilités comprises entre 800md et 2000md afin d'étudier l'influence du polymère sur les courbes de perméabilité relatives avant et après l'injection de polymère. On notera que ces expériences ont été effectuées par centrifugation ce qui ne permet pas de généraliser les résultats. Cependant on confirme d'autres observations de la littérature qui ont montré que la présence de polymère adsorbé réduit fortement la perméabilité relative à l'eau sans affecter la perméabilité relative à l'huile (on note même une légère augmentation du kro qui peut être attribuée à des effets de lubrification).

Effet sur la mouillabilité

Zaitoun et Kohler, (1988) avancent l'hypothèse le changement de mouillabilité par adsorption d'un couche de polymère. L'analyse de la réduction de perméabilité sélective des phases mouillantes et non mouillantes après l'injection de polymère Zaitoun et Kohler mettent en évidence qu'il doit exister un phénomène autre que la restriction de la taille des pores (adsorption de polymère), pour expliquer les comportements contradictoires de perméabilité relative.

Le polymère aurait tendance à rendre mouillables à l'eau les pores ou les régions du système poral mouillables à l'huile. Cette modification permet d'expliquer la diminution de la perméabilité relative à l'eau et l'augmentation de la perméabilité relative à l'huile.

Effet de lubrification

Liang et al, (1994) ont relevé des comportements de lubrification pour les perméabilités effectives à l'huile à la saturation irréductible en eau sans l'effet de la couche de polymère. Cela fait que la perméabilité effective à l'huile est plus grande que la perméabilité absolue du système.

Le film hydrophile de polymère adsorbé sur la surface de la matrice rocheuse a un effet d'attraction lorsque l'eau s'écoule à travers le milieu poreux [Sparlin et Hagen 1984]. Cet effet attractif freine l'écoulement de l'eau tandis que l'huile est repoussée vers le centre des pores. Le film crée un effet de glissement pour l'écoulement de la phase huile et une force de frottement que la phase aqueuse doit surmonter. Cela peut expliquer le pourquoi d'une réduction de perméabilité relative à l'eau plus importante que la perméabilité relative à l'huile.

L'effet lubrifiant sur l'huile est plus prononcé lorsque le rapport des viscosités entre l'eau et l'huile est important.

Effet de gonflement

La réduction de perméabilité sélective est due à la modification de la morphologie du système poral par l'action d'une couche de polymère adsorbée sur un écoulement diphasique eau/huile. Mennella et al.,(1998) établissent que la sélectivité du polymère dans la réduction des perméabilités eau/huile dans un milieu poreux est due à la variation de l'épaisseur de la couche de polymère adsorbé. Cette couche de polymère adsorbé gonfle au passage d'un écoulement d'eau car elle participe à l'hydratation des molécules adsorbées et par conséquent de la couche de polymère. En revanche cette couche de polymère se contracte lorsque l'huile s'écoule car la couche de polymère s'écrase par la force capillaire.

2.2.4.8 Viabilité de l'injection de polymère.

La viabilité du procédé dépend principalement de la quantité de polymère nécessaire par incrément d'huile produite.

Lorsque le coût d'injection de la solution de polymère dépasse la valeur de l'huile produite, l'injection de polymère est arrêtée. Cela dépend donc fortement du prix du pétrole, du coût du polymère et de nombreux facteurs associés au réservoir (saturations, injectivité, perméabilité). Cependant, l'expérience et les considérations techniques favorisent l'utilisation des solutions de polymère car les effets de digitations sont très sévères lors de l'injection d'eau. Bien qu'il existe de nombreuses études [Manichand et al., 2010], [Seright, 2016], [Chang 2014] sur l'amélioration de la récupération avec l'injection de la solution de polymère, il est encore nécessaire de mener des études pour identifier la procédure la plus appropriée pour l'extraction de pétrole.

Chapitre III

3 CHAPITRE III : ETUDE EXPERIMENTALE

Dans ce chapitre, nous décrivons les matériaux et les fluides choisis pour la réalisation des expériences, ainsi que les procédures expérimentales utilisées durant l'étude.

3.1 CARACTERISTIQUES ET PREPARATION DU MILIEU POREUX

Les milieux poreux (grès de Bentheimer) sont de forme parallélépipédique (40mmX40mmX200mm), ils sont disposés entre 2 flasques aux extrémités et enrobés de résine Epoxy et de fibre de verre. Trois prises de pression sont positionnées dans l'enrobage des milieux poreux qui permettent de caractériser notre milieu poreux (perméabilité K_w , perméabilité effective $K_o@S_{wi}$) et suivre les injections de polymère, durant les phases de drainage et d'imbibition.

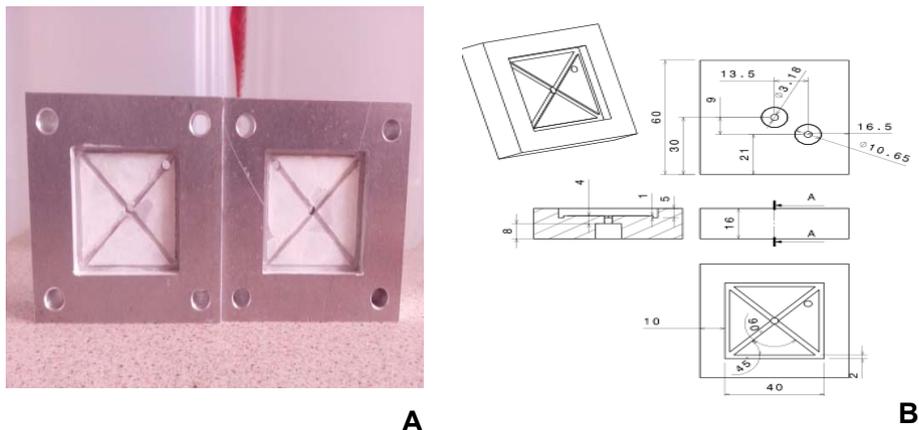


Figure 1 C3 . Image A) et schéma B) des flasques d'entrée et sortie



Figure 2 C3 : milieu poreux natif et enrobé.

Les pourcentages de la composition chimique de notre roche sont présentés dans la Tableau 1 C3 ci-dessous. Il s'agit d'une roche composée essentiellement de silice (SiO_2) et d'Alumine (Al_2O_3).

Composants	%
SiO_2	86,47
Al_2O_3	7,31
$\text{FeO/Fe}_2\text{O}_3$	1,14
TiO_2	0,7
CaO	1,21
MgO	1,76
H_2O	1,2
Undetermined	0,21

Tableau 1 C3. Composition des milieux poreux du grès de Bentheimer.

3.2 CARACTERISTIQUES ET PREPARATIONS DES FLUIDES

Dans cette partie on présente les caractéristiques des fluides utilisés pour les expériences : la saumure, la solution de polymère et l'huile (minérale et brute).

3.2.1 Huile

Nous avons utilisé deux types d'huiles différentes :

Huile Brute

L'huile brute fournie par TOTAL est filtrée à $0,40\mu\text{m}$ et elle se compose principalement d'hydrocarbures aliphatiques, acycliques et aromatiques. Elle présente une couleur brun foncé-noir et sa composition chimique est présentée dans le tableau ci-dessous :

	Température (°C)	55,6
	Density1(kg/m3)	930,9
	API (°)	20,5
	Measured by FGO	%
	N2	-
	CO2	-
	H2S	-
	C1	0,01
	C2	0,00
	C3	0,00
	IC4	0,02
	NC4	0,00
	IC5	0,03
NC5	0,00	
C6	0,22	
C7	0,13	
C8	1,18	
C9	2,15	
C10	2,43	
C11+	93,84	

Tableau 2 C3.Composition de l'huile brute.

L'huile brute est utilisée pour les expériences d'écoulements diphasiques où il sera procédé à une altération de la mouillabilité. La tension interfaciale eau/huile est de 18 dynes/cm et la caractérisation rhéologique est présentée ci-dessous : On observe que la composition de l'huile ne présente pas de traces d'azote. Cela est très important pour à mesurer l'évolution de la concentration de polymère dans les effluents (polymère qui contient de l'azote).

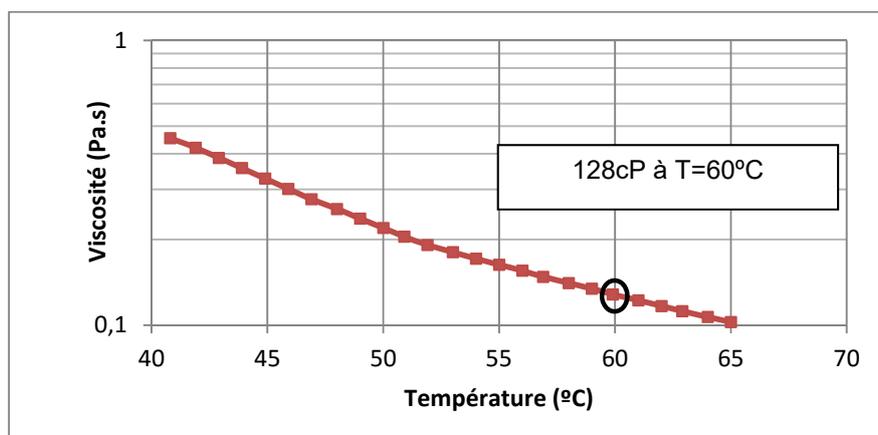


Figure 3 C3. Viscosité de l'huile brute vs température.

Huile Minérale

L'huile minérale (FINAVESTAN white mineral oil) est utilisée pour les écoulements diphasiques sans altération de la mouillabilité. La viscosité de l'huile minérale à $T=25^{\circ}\text{C}$ est égale à 192cP.

3.2.2 Saumure

La saumure est préparée par dissolution d'iodure de potassium (KI) et de chlorure de magnésium hexahydraté ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) dans de l'eau déminéralisée et dégazée (de conductivité $18\text{M}\Omega$). Le sel monovalent KI a un rayon ionique important, il est utilisé pour améliorer la précision des mesures par rayonnement gamma (il sera traité ultérieurement). La concentration de 60g/l ainsi que l'addition de divalents $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ dans la saumure a pour rôle de favoriser le changement de mouillabilité (Chapitre II). Deux saumures sont utilisées avec des concentrations totales en sels de 60 g/L et 20g/L selon les proportions présentées ci-dessous (Tableau 3 C3).

Saumure 60g/L	Saumure 20 g/L
53 g/L de KI	17g/L de KI
7g/L de $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	3g/L de $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$

Tableau 3 C3. Composition des saumures utilisées.

La saumure de 60g/L est utilisée soit en tant que telle soit pour la préparation des solutions de polymère. Tandis que la solution de 20g/L est utilisée pour les tests dispersion. On filtre ensuite la saumure sur un filtre 0,45 µm on fait ensuite buller du N₂ (Figure 4 C3) jusqu'à avoir une concentration d'oxygène inférieure à 1ppm.

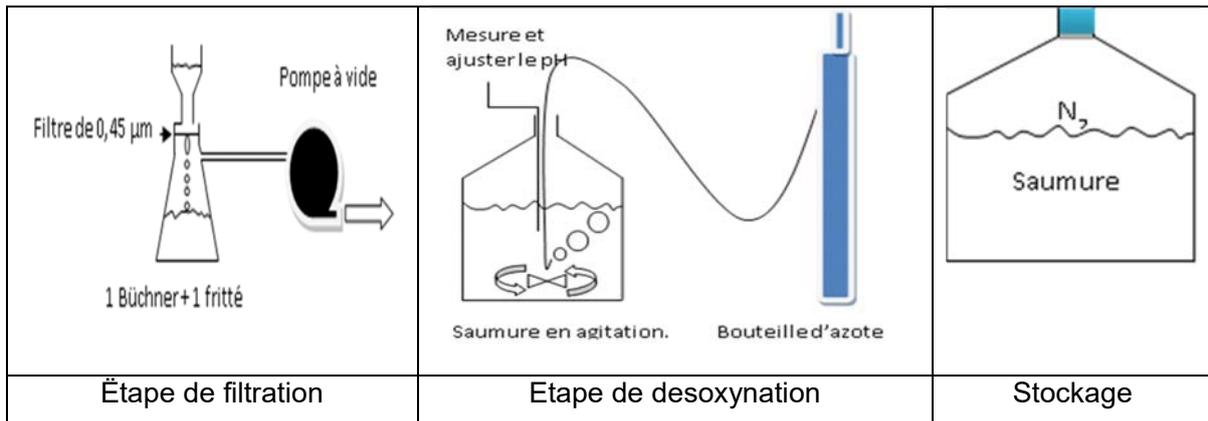


Figure 4 C3. Préparation de la saumure.

La teneur en oxygène :



Figure 5 C3. Mesure de la teneur en oxygène avec le CHEMets colorimetric test kit.

Pour des concentrations comprises entre 1 et 10ppm l'oxygène présent dans la solution aqueuse oxyde le leucodérivé de carmin d'indigo coloré en jaune vert pour former une couleur bleue. L'intensité de la couleur montre la concentration en oxygène présente dans la solution.

Pour les concentrations de 0-1ppm. Le test d'oxygène utilise la méthode Rhodazine pour mesurer les concentrations en oxygène. L'oxygène dissous dans la solution aqueuse réagit avec le leucoderivé de couleur jaune claire de Rhodazine D pour former une couleur rose foncée. La couleur qui en résulte est proportionnelle à la concentration d'oxygène dans l'échantillon.

Le pH est mesuré et ensuite ajusté à la valeur de pH = 6.0 (par des solutions HCl 0,1M et NaOH 0,1M). La mesure du pH est réalisée à l'aide d'un pHmètre HANNA HI9124/HI9125 dont les caractéristiques sont montrées dans la figure ci-dessous.

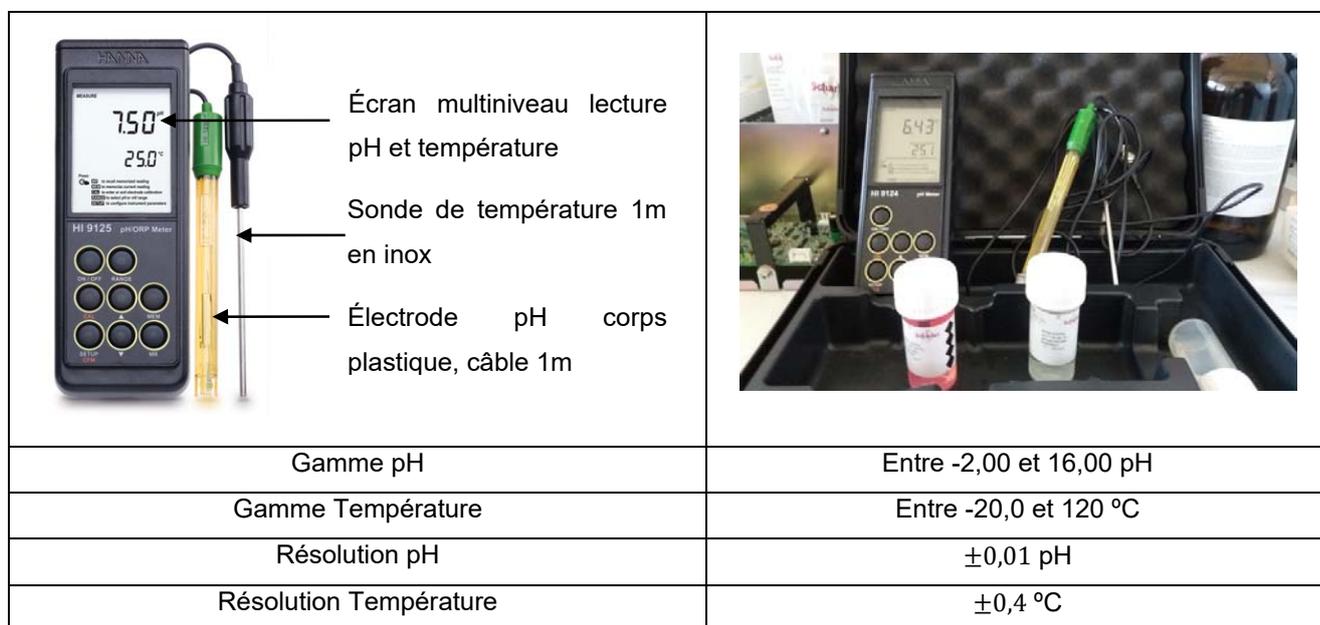


Figure 6 C3. pHmètre HANNA HI9124/HI9125.

On mesure également la conductivité de la solution aqueuse pour calculer le TDS (Total dissolved solid) de la solution aqueuse selon la formule ci-dessous :

$$TDS = Ke\Omega$$

Eq1-C3

Dans laquelle K_e est le facteur de conversion et Ω la conductivité en $\mu\text{S}/\text{cm}$. Le facteur varie entre 0,55 et 0,8, en fonction du liquide et des conditions atmosphériques (température, pression).

La conductivité est mesurée à l'aide du conductimètre HI8633/ HI8733-HI8734

 <p>Écran lecture de la conductivité</p> <p>Sonde HI 76301D sonde de conductivité</p>	
Gamme de mesure	<ol style="list-style-type: none"> 1) 0,0 à 199,9 $\mu\text{S}/\text{c}$ 2) 0 à 1999 $\mu\text{S}/\text{cm}$ 3) 0,00 à 19,99 mS/cm 4) 0,0 à 199,9 mS/cm
Résolution	0,1 $\mu\text{S}/\text{cm}$; 1 $\mu\text{S}/\text{cm}$; 0,01 mS/cm ; 0,1 mS/cm
Exactitude	$\pm 1\%$ en fonction de la gamme

Figure 7 C3.conductimètre HI8633/ HI8733-HI8734.

Pour finir les saumures ainsi préparées sont maintenues sous un ciel d'azote et stockées au réfrigérateur.

3.2.3 Polymère

Le polymère utilisé est un polyacrylamide partiellement hydrolysé (HPAM), fourni par SNF Floerger dont les caractéristiques sont données dans le tableau ci-dessous.

Propriétés physiques et chimiques	
Nom commercial	Flopaam DL 363
Forme	Grains solides
Couleur	Blanc
Odeur	Aucun
pH	6-8
Densité apparente	0,6-0,9
Taux d'hydrolyse	12,57%



Table 4 C3 propriétés du polymère utilisé.

La teneur en eau (hygrométrie) du polyacrylamide est déterminé à chaque fois qu'on prépare la solution et grâce à l'aide d'une balance analytique à infrarouge, où un échantillon de polymère est chauffé pendant 240 min à $T = 140^{\circ}\text{C}$.



Figure 8 C3. Balance analytique à infra rouge.

Une fois que la teneur en eau du polyacrylamide est connue, on calcul la masse de polymère nécessaire pour la concentration souhaitée selon la expression:

$$\text{polymère}(g) = \frac{\left(\frac{\text{solution polymère}(ppm)}{1000}\right) \text{Volume solution polymère}(l)}{\left(\frac{100\% - \text{Volume}\%H_2O}{100\%}\right)} \quad \text{Eq2-C3}$$

Nous sommes partis toujours d'une solution de polymère initiale (solution mère) à partir laquelle on obtient le reste par dilution. La solution mère est préparée suivant la procédure décrite ci-dessous :

Solution mère (5000ppm)

1. Verser la quantité désirée de saumure dans un bécher
2. Placer la tige de l'agitateur 3 pales 55 mm dans le bécher, l'agitateur doit être placé juste au milieu du bécher et le plus bas possible.
3. Fixer la vitesse du rotor à 500rpm
4. Verser le polymère en poudre entre l'axe de la tige et le vortex
5. Laisser la solution sous agitation, pendant 2h
6. Transvaser la solution dans une bouteille en verre
7. Maintenir la solution mère sous un ciel d'azote
8. Stocker la solution au réfrigérateur, pendant 48h

Solutions filles (2500ppm et 1800ppm)

1. Diluer la solution mère (c=5000 ppm) dans la saumure dans les proportions souhaitées
2. Ajuster le pH à 6.0
3. Saturer l'atmosphère en azote et fermer le flacon
4. Conserver au réfrigérateur en évitant la lumière.

3.2.3.1 Dégradation de la solution de polymère

Pour prendre en compte ce qui se passe dans les installations avant la pénétration dans le milieu poreux, le protocole de préparation de la solution fille comporte d'une étape de dégradation mécanique.

La dégradation mécanique est réalisée en utilisant une pompe à pistons et en faisant circuler la solution de polymère à travers une vanne et un tube capillaire de 1/16 '' et 217 cm de longueur (Figure 9 C3). La solution est injectée à un débit de 20ml/min pour la solution à 2500ppm et à 10ml/min pour la solution à 1800ppm. La dégradation est quantifiée en mesurant la variation de la viscosité de la solution.

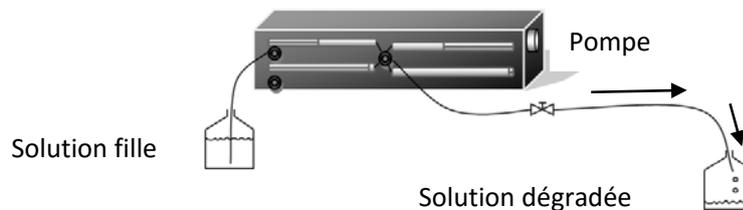


Figure 9 C3. Dispositif expérimental de dégradation de la solution de polymère.

Le taux de cisaillement dans le tube capillaire est calculé à l'aide de l'équation suivante :

$$\dot{\gamma} = \frac{4Q}{\pi R^3} \quad \text{Eq3-C3}$$

Où dans le cas de 2500 ppm (Q=20ml/min) la valeur du taux de cisaillement est égale 27135 s⁻¹ pour chaque passage (8 passages) et dans le cas de 1800ppm la valeur est égale à 13581 s⁻¹ (Q=10ml/min).

3.2.3.2 Filtration de la solution de polymère

Pour finaliser la préparation de la solution fille, celle-ci est filtrée à un débit de 0,30 ml/min à travers le dispositif représenté ci-dessous, et dont on vérifie qu'il ne provoque pas de dégradation mécanique supplémentaire du polymère. Dans le support trois filtres de 1,2 μm - 5 μm et 8 μm de taille de pore sont disposés en série (Figure 10 C3).

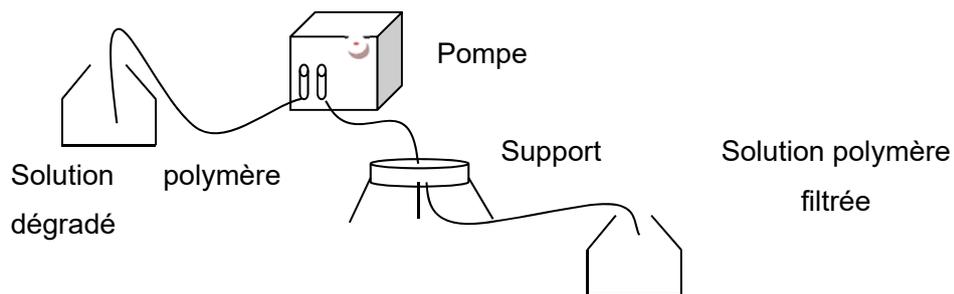


Figure 10 C3. Dispositif expérimental de filtration de la solution de polymère.

3.3 DISPOSITIFS EXPERIMENTAUX

Suite à la préparation des fluides on décrit les dispositifs expérimentaux nécessaires dans la procédure expérimentale.

3.3.1 Rhéomètre

Nous avons utilisé un rhéomètre ARG2 à contrainte imposée. Ce rhéomètre permet également de travailler en température. Il est constitué de deux cylindres coaxiaux, un mobile et l'autre fixe. La viscosité a été mesurée en appliquant des taux de cisaillement croissants entre 0,001s⁻¹et 1000 s⁻¹ aux températures de T = 60°C et T = 25°C.



Figure 11 C3. Images du rhéomètre utilisé pour la mesure de la viscosité des fluides.

3.3.2 Mesure de la saturation par absorption γ

Les mesures de saturation sont effectuées par absorption d'un rayonnement gamma. Le principe de la mesure repose sur l'atténuation du rayonnement qui provient de la source radioactive (Americium 241), à travers le milieu sec ou saturé (une ou deux phases) selon la loi de Beer-Lambert [Nicholls and Heaviside 1988] :

$$N' = N'_0 e^{-\sum_i \varphi_i \gamma_i} \quad \text{Eq4-C3}$$

Où N_0 est le nombre de photons émis pour la source, N est le nombre de photons émergent du milieu poreux, φ_i est le coefficient d'atténuation et γ_i est l'épaisseur de chacune des phases.

Tout d'abord il faut calculer le coefficient d'atténuation de chaque fluide pour déterminer la porosité et les saturations. A l'aide d'une cuve optique dont la distance est connue, on réalise un comptage à sec.

$$N'_1 = N'_0 e^{-\varphi_a \gamma_a} \quad \text{Eq5-C3}$$

Ensuite on réalise un deuxième comptage sur la même cuve remplie de la phase fluide (eau ou huile)

$$N'_2 = N'_0 e^{-\varphi_a \gamma_a - \varphi_\beta \gamma_\beta} \quad \text{Eq6-C3}$$

A partir des équations Eq5-C3 et Eq6-C3 on obtient la valeur du coefficient d'atténuation de la phase fluide (saumure/huile)

$$\ln \frac{N'_1}{N'_2} = \varphi_\beta \gamma_\beta \quad \text{Eq7-C3}$$

Le coefficient d'atténuation φ_w de la saumure (60g/L) a une valeur de 0,505 cm⁻¹ tandis que le coefficient d'atténuation de l'huile brute a une valeur de 0,173cm⁻¹.

Pour la porosité de longueur l , si y_w est la longueur de la phase eau traversée par le rayonnement gamma, la porosité du milieu est exprimée par :

$$\phi = \frac{l}{y_w} \quad \text{Eq8-C3}$$

la porosité du milieu poreux peut s'exprimer à travers des équations Eq7-C3 et Eq8-C3 : [Gharbi et al., 2004]

$$\frac{1}{l\phi_w} \ln\left(\frac{N'_1}{N'_2}\right) = \phi \quad \text{Eq9-C3}$$

Un comptage est effectué sur le milieu saturé en saumure et en huile.

$$N_3 = N_0 e^{-\phi_a \gamma_a - \phi_w \gamma_w - \phi_o \gamma_o} \quad \text{Eq10-C3}$$

Les saturations en saumure et en huile sont décrites par :

$$y_w = l\phi S_w \quad \text{Eq11-C3}$$

$$y_o = l\phi S_o \quad \text{Eq12-C3}$$

En considérant $S_w + S_o = 1$, la saturation de la phase aqueuse est exprimée par l'équation suivante :

$$S_w = \frac{1}{l\phi(\phi_w - \phi_o)} \ln\left(\frac{N'_2}{N'_3}\right) + 1 \quad \text{Eq13-C3}$$

L'émission du rayonnement gamma est répartie suivant une distribution de Poisson. Nous pouvons donc déterminer l'écart type

$$\sigma N' = \sqrt{N'} \quad \text{Eq14-C3}$$

et en déduire l'erreur relative

$$\frac{\Delta N'}{N'} = \frac{1}{\sqrt{N'}} \quad \text{Eq15-C3}$$

Dans le but d'améliorer la précision des mesures, il est nécessaire d'augmenter le contraste d'absorption entre la saumure et l'huile. C'est la raison pour laquelle la saumure est contient de l'iode qui présente un grand rayon atomique grand.

L'équation Eq15-C3 montre que plus le temps de comptage est élevé plus la mesure est précise. Ceci impose d'augmenter le temps de comptage, dans notre cas, il est de 15min par point. Un champ de saturation est mesuré en 54 points (3x18) représentés ci-dessous :

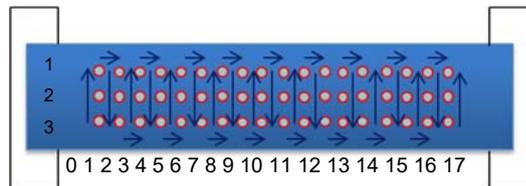


Figure 12 C3. Chemin suivi sur l'échantillon durant le comptage.

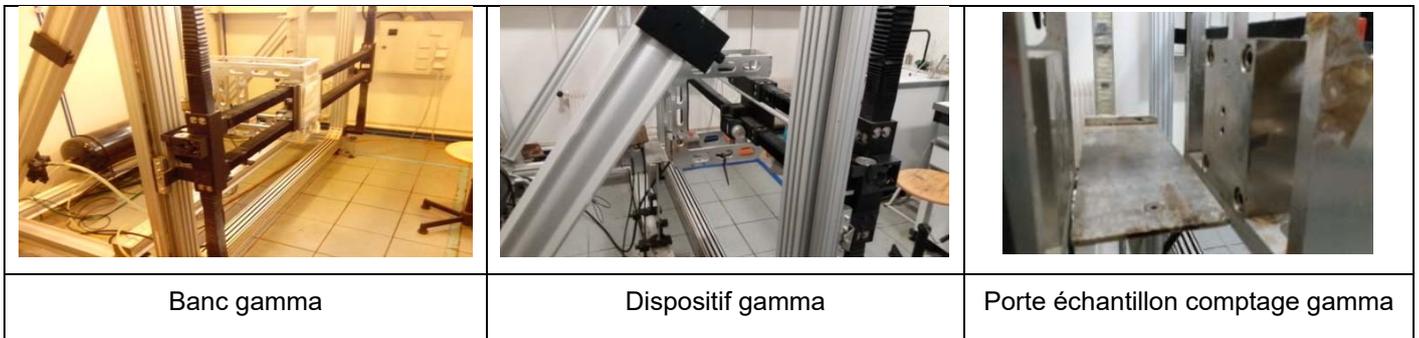


Figure 13 C3. Images de comptage

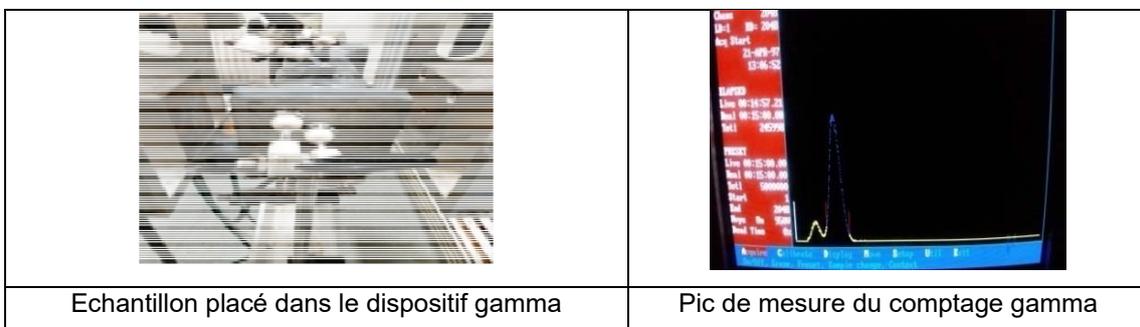


Figure 14 C3. Milieu placé dans l'échantillon et mesure réalisé par point.

3.3.3 Capteurs de pression

Les capteurs de pressions différentielles sont le modèle Rosemount 3051.

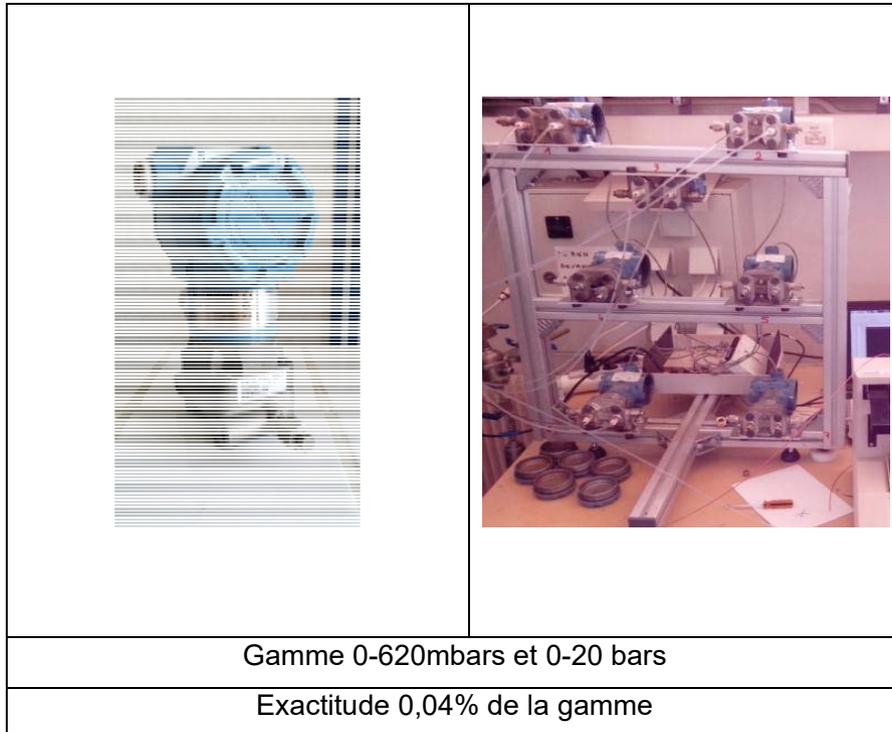


Figure 15 C3. Capteurs de pression Rosemount utilisé.

La perte de charge est mesurée aux extrémités de chaque échantillon ainsi que dans des prises de pression intermédiaires. De telle façon il est possible de suivre l'évolution des écoulements tout au long de l'échantillon.

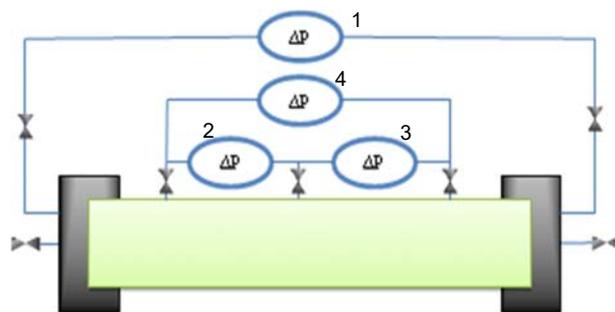


Figure 16 C3. Prises de pression sur l'échantillon poreux. 1) pression aux extrémités, 2) 1^a partie intermédiaire, 3) 2^a partie intermédiaire, 4) Pression intermédiaire (totale).

3.3.4 Pompes

Les systèmes de pompage permettent un écoulement continu et régulier à débit/pression d'injection précis et constant.

		
Pompes seringues 500D ISCO	Pompe P-920 stand alone	Pompe Pharmacia P500
$Q = 204\text{ml}/\text{min}$ $P_{max} = 3750\text{psi}$	$Q_{max} = 20\text{ml}/\text{min}$ $P_{max} = 5\text{MPa}$	$Q_{max} = 499\text{ml}/\text{h}$ $P_{max} = 5\text{MPa}$

Figure 17 C3. Pompes utilisées dans les expériences.

La Figure 17 C3 présente les différentes pompes utilisées pour les expériences. Les pompes seringues sont utilisées pour l'injection de l'huile, la pompe P-920 pour l'injection de la saumure et la solution de polymère, et la pompe Pharmacia est utilisée pour les tests de dispersion.

3.3.5 Filtres à huile

Des filtres Versapore pour la filtration de l'huile brute sont installés en amont du système afin d'éviter le colmatage dans l'échantillon.



Figure 18 C3. Filtres installés sur les bouteilles de stockage de l'huile brute.

3.3.6 Densimètre

La porosité et les saturations sont mesurées par des expériences de dispersion durant lesquelles on mesure la densité à l'aide d'un densimètre (Anton Paar, mPD 200) fonctionnant selon le principe de la vibration d'un tube en U

Le densimètre Anton Paar mesure la température T [°C] et la densité ρ [g/cm³] avec une précision de 1/100 et 5/10000, respectivement. La courbe de dispersion est obtenue par traçage miscible entre les deux saumures de 20 g/L et 60 g/L en mesurant la masse volumique à la sortie du milieu poreux. La densité de la saumure 20g/L est 1,015061 à $T=21^\circ\text{C}$, pour la saumure de 60g/L, la densité est 1,041336 à $T=21^\circ\text{C}$.

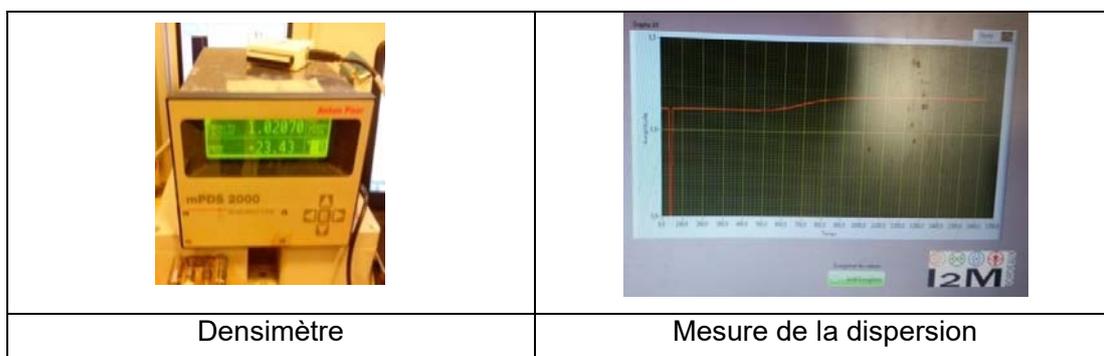


Figure 19 C3. Equipement de mesure de la dispersion.

3.3.7 Cellules type Hassler

Des cellules de type Hassler pour des milieux poreux cylindriques avec des pressions de confinement de 20 bars sont utilisées pour réaliser les expériences de test de mouillabilité.



Figure 20 C3. Cellule Hassler.

3.3.8 Collecteur de fractions

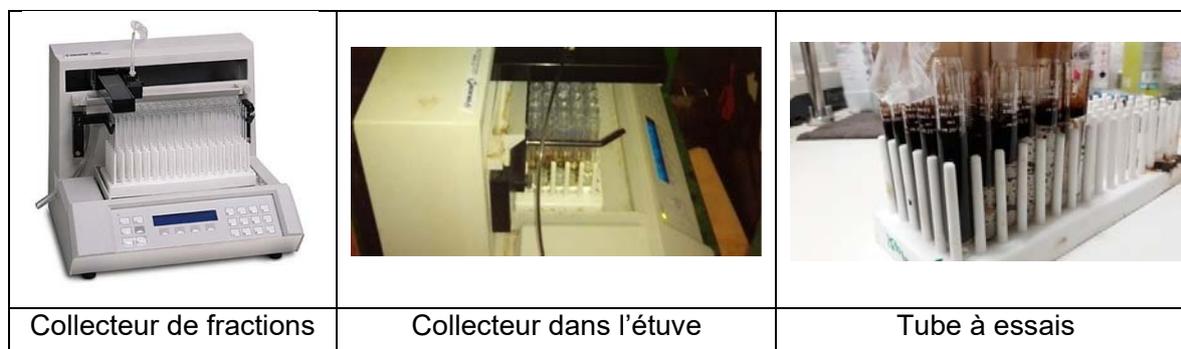


Figure 21 C3. Collecteur de fractions et échantillons collectés.

3.3.9 TOC-L/TNM-L

La mesure du COT (Carbone Organique Total) et TN (Azote Total) s'effectue à l'aide d'un appareil Shimadzu.

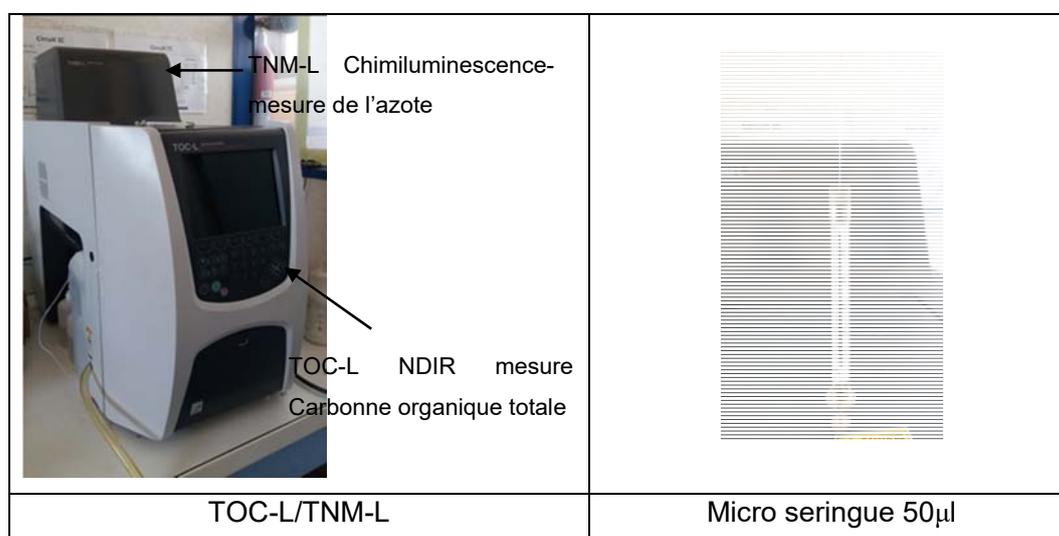


Figure 22 C3. Appareil de mesure COT.TN (Shimadzu)

L'injection de l'échantillon est réalisée de manière manuelle selon la figure ci-dessous :



Solution aqueuse au fond
du tube à essai



Pipette Pasteur pour le
prélèvement de l'échantillon au
fond du tube essai



Prélèvement à travers la
pipette pasteur



Prélèvement de
l'échantillon avec la
micro seringue et
injection dans le
TOC

Figure 23 C3. Procédure de prélèvement pour la mesure de COT et TN.

La mesure de la concentration de polymère dans les effluents est réalisée grâce à l'équipement TOC/TN. Cette mesure est utilisée pour calculer l'adsorption du polymère dans le milieu poreux. Le dispositif mesure les concentrations de carbone et de l'azote simultanément. La présence de traces d'huile dans la solution aqueuse perturbe le résultat de la concentration en carbone du polymère, de sorte que la mesure du carbone n'est pas prise en compte. La composition de l'huile ne contient pas d'azote et par conséquent l'azote mesurée par l'équipement correspond uniquement au polymère.

3.3.10 Mesure de volume

Les différentes éprouvettes, burettes et tubes à essai sont utilisés pour mesurer les volumes d'huile et des solutions aqueuses à l'aide desquels nous calculons les saturations.

			
Tube à essai	Éprouvettes	Burettes 50ml	Burette test Amott 25ml
Erreur de mesure: $\pm 0,01ml$	Erreur de mesure: 250ml--- $\pm 1ml$ 100ml-- $\pm 0,5ml$ 25ml- $\pm 0,25ml$	Erreur de mesure: $\pm 0,05ml$	Erreur de mesure: $\pm 0,05ml$

Figure 24 C3. Équipement de mesure de volume.

3.4 MONTAGE EXPERIMENTAL

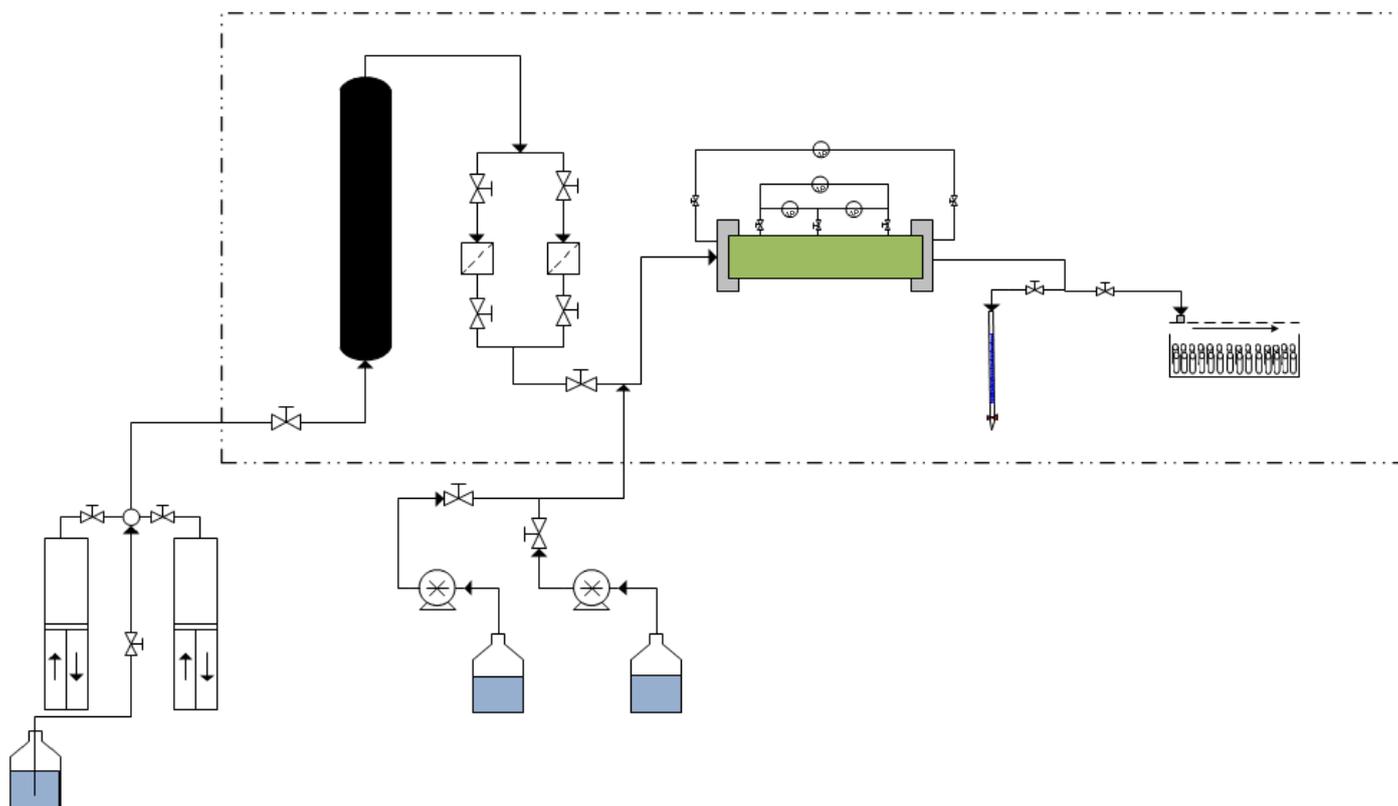
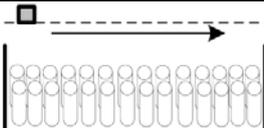


Figure 25 C3. Schéma du montage expérimentale.

Légende	
	Becher de saumure/eau/polymère de 2000ml
	Pompe piston
	Pompe Isco
	Vanne
	Filtre de 0,45µm
	Milieu poreux
	Réservoir d'huile Brute
	Collecteur de fractions
	Burette de 50ml
	Etuve à T=60°C

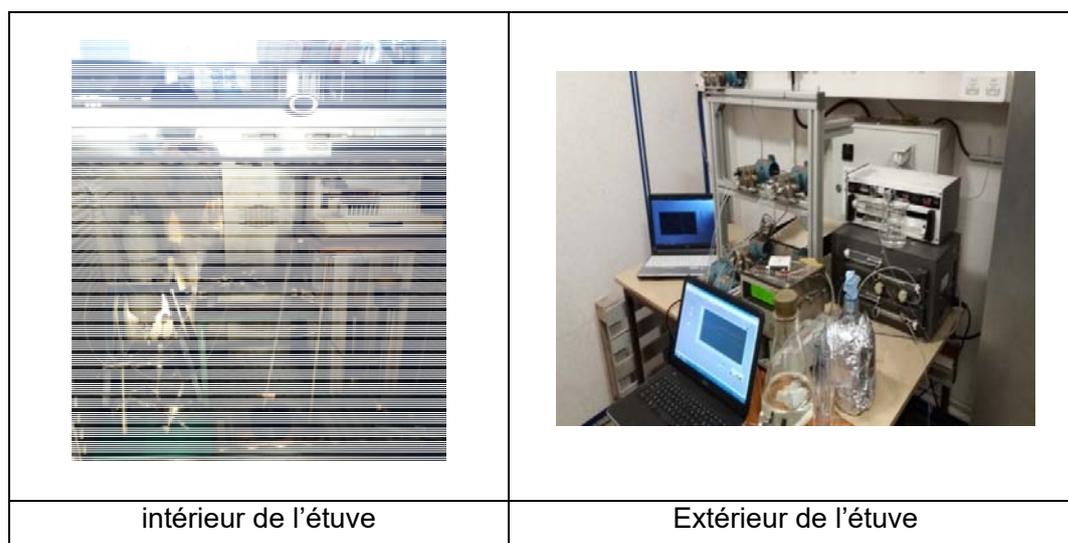


Figure 26 C3. Images du montage expérimentale.

3.5 PROCEDURES EXPERIMENTALES

3.5.1 Caractérisation du milieu poreux

L'échantillon est pesé à sec et positionné dans le dispositif de gammamétrie pour un premier comptage à sec. Ensuite on procède à la saturation en saumure (60g/L) du MP sous vide (obtenu par une pompe à vide Edwards), on pèse le milieu saturé et on en déduit la porosité et le volume de pores.

Après saturation du MP par une saumure (60g/l) la courbe de dispersion est obtenue par injection de la saumure de concentration différente (20g/L) à un débit constant de 0,45ml/min. La mesure de concentration se fait grâce à la mesure de la densité des effluents. Ensuite on fait à nouveau une injection de la saumure de 60g/L à débit de 2,5ml/min. Cela renseigne sur l'homogénéité du MP (symétrie de la courbe de dispersion) et permet de calculer le volume de pore et la porosité de l'échantillon.

Le milieu saturé est soumis ensuite à un deuxième comptage gamma et le champ de porosité local est mesuré. La perméabilité est déterminée par mesure des ΔP à différents débits et application de la loi de Darcy .

3.5.2 Procédure expérimentale monophasique

La solution de polymère ($C = 2500$ ppm) dégradée et filtrée est ensuite injectée à débit (taux de cisaillement) donné et la concentration en polymère (par COT/TN), la viscosité (rhéomètre) et la densité (densimètre) des effluents sont mesurés pour caractériser la cinétique d'adsorption du polymère au débit considéré et la quantité adsorbée (en masse Pol/masse roche). Au terme de cette étape, la réduction de mobilité RM est mesurée à différents taux de cisaillement. A la suite de cette étape le milieu est balayé par la saumure résidente pour enlever le polymère qui n'a pas été adsorbé et le R_k est déterminé à différents débits (taux de cisaillement).

On calcule l'épaisseur hydrodynamique équivalente de la couche adsorbée comparée au rayon de giration des macromolécules de polymère et ce dans le plateau newtonien.

Un deuxième front de polymère (2500ppm)est injecté dans le MP au même débit que le premier pour obtenir le IPV (Innaccessible Pore Volume).

3.5.3 Procédure expérimentale diphasique mouillabilité intermédiaire

3.5.3.1 Drainage

Une fois le milieu saturé à la saumure de 60g/L, On le laisse dans l'étuve à la température $T=60$ °C durant un jour. La perméabilité est déterminée par mesure des ΔP à différents débits et application de la loi de Darcy.

Ensuite l'huile brute ("dead oil") est filtrée à nouveau sur 0,45 μm et est injectée à bas débit (15ml/h), il s'agit du drainage initial, jusqu'à obtenir la saturation irréductible en eau S_{wi} (valeur cible $\sim 0,12$). On mesure aussi la perméabilité effective à l'huile $k_o(S_{wi})$ au S_{wi} , et on fait à nouveau un comptage gamma pour obtenir le profil de saturation.

Le milieu poreux natif saturé à S_{wi} sera laissé en macération pour des durées variables (de 2 à 3 semaines) à température $T=60^\circ\text{C}$ pour atteindre une mouillabilité intermédiaire. Après macération on mesure à nouveau la perméabilité effective $k_o(S_{wi})$.

3.5.3.2 Stratégie d'injection

Imbibition waterflooding

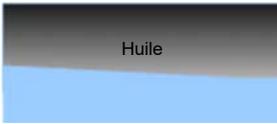
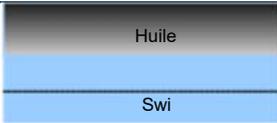
Pour les milieux poreux macérés et après la mesure de $k_o(S_{wi})$ on procède à l'injection de la saumure (60g/L), à un débit de constant 0,75 ml/min ($Ca=10^{-6}$) dans un premier temps jusqu'à l'obtention de la saturation résiduelle en huile, moment auquel on augmente le débit (1,5/3/5/7 ml/min). On mesure la récupération (S_{or}) par volume et la perméabilité effective à l'eau en présence de l'huile résiduelle.

Injection de polymère en diphasique

La stratégie d'injection va dépendre du moment d'injection du polymère. Nous avons étudié différentes procédures d'injection :

- Tertiaire (BT) : injection de polymère au moment de la percée
- Tertiaire ($x V_p$) : injection de polymère après ($x = 1,7 ; 2,5 ; 6 ; 7$) V_p d'injection de saumure à débit constant.
- Secondaire : injection de polymère après macération ou drainage initial dans le cas des milieux mouillable à l'eau.

On procède à l'injection de la solution de polymère à un débit de 0,04ml/min de la solution de polymère (2500ppm ou 1800ppm) ($C_a=10^{-6}$). Durant l'injection on mesure les ΔP et la récupération d'huile. La teneur en polymère de la phase aqueuse effluente est déterminée au cours du temps par mesures de COT/TN. Lorsque la récupération (S_{or}) atteint une valeur constante, on procède à l'augmentation du débit d'injection et on mesure les récupérations supplémentaires (S_{or}) ainsi que les gradients de pression. Suite à cette étape le milieu est balayé par la saumure pour enlever le polymère qui n'a pas été adsorbé et la réduction de perméabilité est déterminé à différents débits. Expérience de traçage di-phasique et comptage gamma final en fin d'expérience pour mesurer la S_{or} finale. Un second drainage après polymère est effectué pour déterminer la nouvelle saturation irréductible à l'eau et la nouvelle perméabilité effective à l'huile.

	Milieu saturé en saumure de 60g/L (mesure de la porosité et la perméabilité absolue)	k et ϕ
	Drainage jusqu'à la saturation irréductible en eau (S_{wi}), perméabilité effective à l'huile ($k_{o@S_{wi}}$). et macération ($k_{o2@S_{wi2}}$)	
	Imbibition de l'eau ou injection de polymère (secondaire)	
	Imbibition de l'eau après la percée S_{or}	
	Imbibition de l'eau, à débit constant jusqu'au volume de pore souhaité ($1V_p, 2V_p, 3V_p...$) (S_{or})	
	Fin d'imbibition de l'eau, obtention de la récupération finale et la saturation résiduelle l'huile	$k_w@S_{or}$

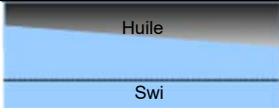
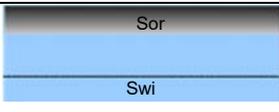
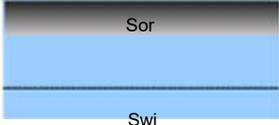
	Injection de polymère	
	Récupération finale et Sor finale	
	Nettoyage à la saumure	Kw ₂ @Sor ₂
	Drainage 2 Swi, ko ₃ @Swi ₃	

Figure 27 C3. Présentation schématique de la procédure expérimentale.

3.5.4 Procédure expérimentale diphasique à mouillabilité franche à l'eau

Dans les expériences de mouillabilités franches à l'eau il n'y a pas d'étape de macération car le drainage initial est effectué par l'huile minérale et la température de travail est T=20°C.

3.5.5 Procédure expérimentale test Amott

L'expérience est effectuée sur des échantillons de forme cylindrique (3,8cm x 6cm) et macérés dans les mêmes conditions que précédemment. La mouillabilité est mesurée par test Amott et comparée à la mouillabilité du MP natif. Les échantillons sont placés dans une cellule Hassler et soumis à une pression de confinement (25bar).

La procédure expérimentale du test est la suivante :

1. L'échantillon est saturé en saumure.
2. Drainage initial jusqu'à la saturation irréductible à l'eau (S_{wi})
3. Imbibition spontanée en saumure et mesure du volume d'huile déplacé V_1
4. Déplacement forcé par la saumure et mesure du volume d'huile déplacé V_2
5. Imbibition spontanée en huile et mesure du volume de saumure déplacé V_3
6. Déplacement forcé par l'huile et mesure du volume de saumure déplacé V_4

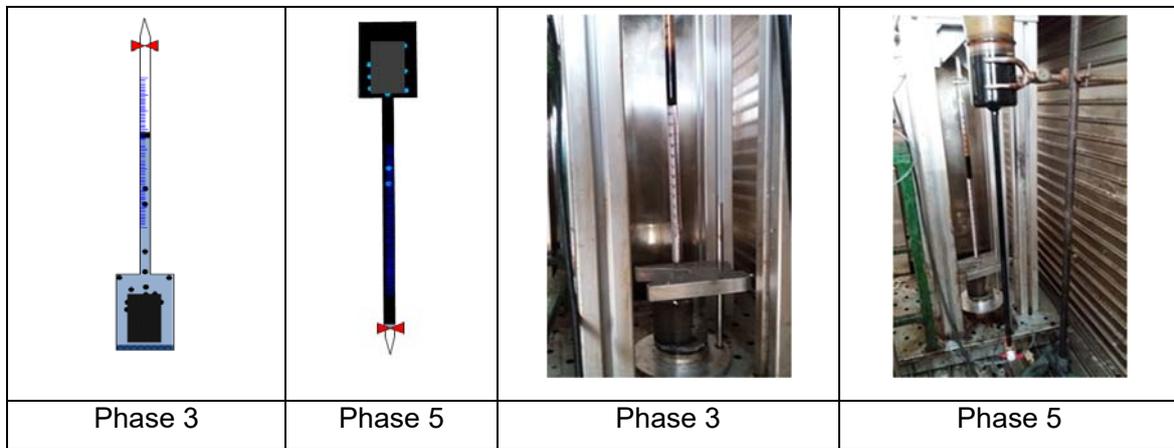


Figure 28 C3. Schéma et image des burettes pour le test Amott

Chapitre IV

4 CHAPITRE IV : RESULTATS

Au vu des résultats présentés dans l'étude bibliographique, on note le manque de données expérimentales sur les stratégies d'injection de polymère ainsi que les effets de la dispersivité des milieux (répartition des phases) sur l'efficacité de balayage. Il est aussi à noter le peu de résultats concernant les effets de l'adsorption de polymère sur le changement de mouillabilité (et la pression capillaire) et son impact possible sur la récupération.

Les conditions fixées pour notre étude sont pour le cas de l'injection d'eau et de polymère à même nombre capillaire $Ca=10^{-6}$, et un rapport de viscosités $M = \eta_o/\eta_p \approx 11$.

Nous présentons ensuite les principaux résultats expérimentaux en suivant les procédures expérimentales exposées dans le chapitre III.

4.1 COMPOSITION DE LA SAUMURE

Dans les chapitres I et II on a vu l'importance de la mouillabilité sur les écoulements dans les milieux poreux ainsi que sur l'efficacité du balayage. Nous avons vu aussi que la mouillabilité dépend de la composition de la saumure, de la composition de l'huile, et de la minéralogie des milieux.

L'objectif initial était de travailler avec des grès de Bentheimer de différentes mouillabilités. La composition de ce grès étant majoritairement de la silice (voir chapitre III), sa mouillabilité initiale, est de type franche à l'eau. Un changement de mouillabilité notable vers une mouillabilité intermédiaire n'a pu être obtenu qu'en utilisant une saumure contenant des ions divalents et un vieillissement en présence d'huile brute sur une durée d'au moins deux semaines à une température de 60°C. Cette procédure d'altération de mouillabilité a été validée et vérifiée par des mesures d'indice de mouillabilité par la méthode d'Amott (dans le chapitre I section 1.6.3).

La préparation de la saumure ainsi que sa composition et sa concentration sont détaillées dans le chapitre III. Le tableau suivant montre les résultats du test de mouillabilité obtenus avec la saumure de 53g/L de KI et 7g/L de $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ dont les caractéristiques sont données dans les tableaux Tableau 1 C4 et Tableau 2 C4.

<i>pH</i>	6,0
<i>Conductivité</i>	44,2mS/cm
<i>Force Ionique</i>	0,412M
TDS = $Ke\Omega$	28288ppm

Tableau 1 C4. Caractéristiques de la saumure.

Macération 20 jours	
V_0^1	1,5 ml
V_0^2	9 ml
lw	0,143
V_w^1	0,5 ml
V_w^2	7 ml
lo	0,067
WI = lw - lo	0,076

Tableau 2 C4. Tableau récapitulatif du test Amott de la saumure de 60g/L.

La valeur de l'indice de mouillabilité, $WI = 0,076$, est une indication d'un système de mouillabilité intermédiaire. La valeur de TDS (total dissolved solids) montre la forte salinité de la saumure. La valeur élevée de la force ionique indique une épaisseur de la double couche très petite, car l'épaisseur de la double couche est inversement proportionnelle à la force ionique [Sorbie 1991]. L'épaisseur de la double couche $x_D = 0,5 \text{ nm}$ est estimée par l'équation :

$$x_D = \frac{\rho RT}{2Y^2 I} \quad \text{Eq1-C4}$$

Où Y est la constante de Faraday (96485 C/mol), et ρ est la permittivité relative ou constante diélectrique de l'eau ($6,95 \cdot 10^{-10} \text{ C}^2 \text{ N}^{-1} \text{ m}^{-2}$).

4.2 RHEOLOGIE DES SOLUTIONS HPAM HORS MILIEU POREUX

L'étude réalisée a pour objectif de déterminer le comportement rhéologique des solutions de polymères utilisées. Les solutions de HPAM présentent une viscosité non newtonienne, avec un plateau newtonien aux faibles taux de cisaillement et un comportement pseudoplastique pour les taux de cisaillement élevés.

Influence de la concentration et la température sur la viscosité

L'étude rhéologique de l'effet de la concentration et de la température est faite pour les solutions de polymères ni dégradées ni filtrées à $T = 60\text{ °C}$ et à $T=25\text{ °C}$ (Voir Annexe I). Les mesures de viscosité ont été réalisées à l'aide d'un rhéomètre à contrainte imposée (ARG2) équipé d'une géométrie de type Couette en appliquant des taux de cisaillement croissants, allant de $0,01\text{ s}^{-1}$ à 1000 s^{-1} .

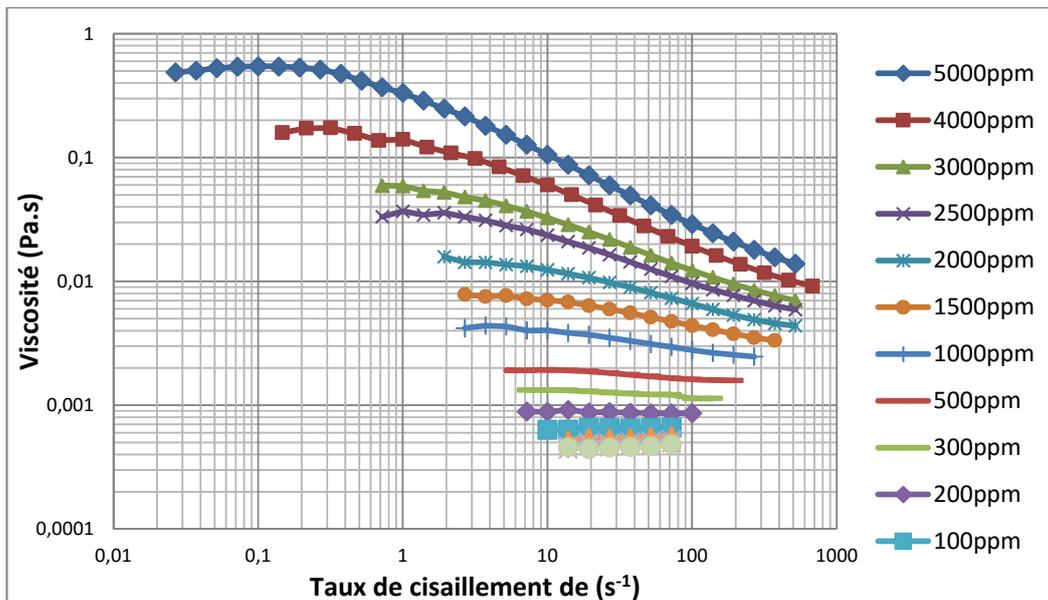


Figure 1 C4. Viscosité dynamique en fonction du taux de cisaillement à différentes concentrations à $T=60\text{ °C}$.

La Figure 1 C4 présente le comportement rhéologique à $T = 60^{\circ}\text{C}$ de nos solutions de polymère pour différentes valeurs de la concentration. Les courbes montrent que la viscosité atteint une valeur constante pour des taux de cisaillement faibles, il s'agit du plateau newtonien.

Pour des taux de cisaillement plus élevés la viscosité diminue, caractéristique d'un comportement pseudoplastique classique pour les polymères en solution et ce comportement est d'autant plus marqué que la concentration en polymère est élevée. De plus, le taux de cisaillement critique délimitant les deux comportements asymptotiques (newtonien et pseudoplastique) est une fonction décroissante de la concentration.

La Figure 2 C4 et la Figure 3 C4 présentent l'évolution des valeurs de la viscosité au plateau newtonien en fonction de la concentration à $T=25^{\circ}\text{C}$ et $T=60^{\circ}\text{C}$. On observe des valeurs supérieures de la viscosité au plateau newtonien pour le cas des échantillons à $T=25^{\circ}\text{C}$ que pour le cas de $T=60^{\circ}\text{C}$. Cela met en évidence l'influence de la température sur la viscosité des solutions de polymère.

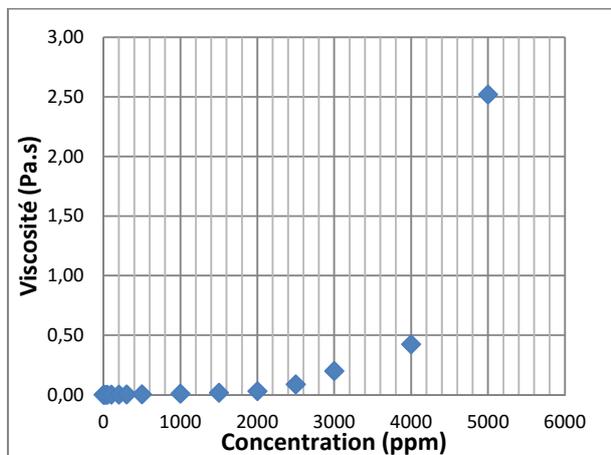


Figure 2 C4. Valeur de la viscosité (plateau newtonien) en fonction de la concentration à $T=25^{\circ}\text{C}$.

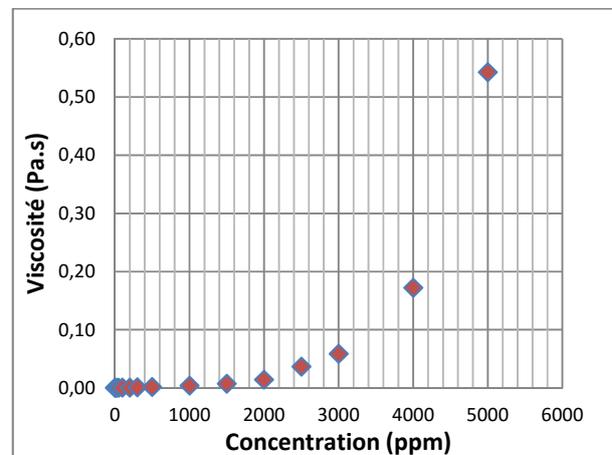


Figure 3 C4. Valeur de la viscosité (plateau newtonien) en fonction de la concentration à $T=60^{\circ}\text{C}$.

A partir de l'étude rhéologique des solutions de polymère, les concentrations choisies pour les expériences en diphasique sont $c = 2500\text{ppm}$ et $c = 1800\text{ppm}$. Pour notre étude le rapport de mobilité choisi est $M \sim 11$ (viscosité de l'huile $\eta_o \sim 128\text{ cP}$ à $T=60^{\circ}\text{C}$).

Pré-dégradation mécanique des solutions de polymère

Pour tenir compte de ce qui se passe dans les installations (pompes, puits) avant l'injection dans le milieu poreux, le protocole de préparation de la solution de polymère comporte une étape de dégradation mécanique par écoulement dans un tube capillaire telle que décrite dans le chapitre III.

On a montré dans le chapitre II l'influence du rapport de viscosités huile/polymère sur l'efficacité de balayage (instabilités). La caractérisation rhéologique a été alors réalisée sur les solutions de concentration 2500ppm et 1800ppm à différents stades du processus de dégradation comme le montre la Figure 4 C4 et Figure 6 C4 respectivement.

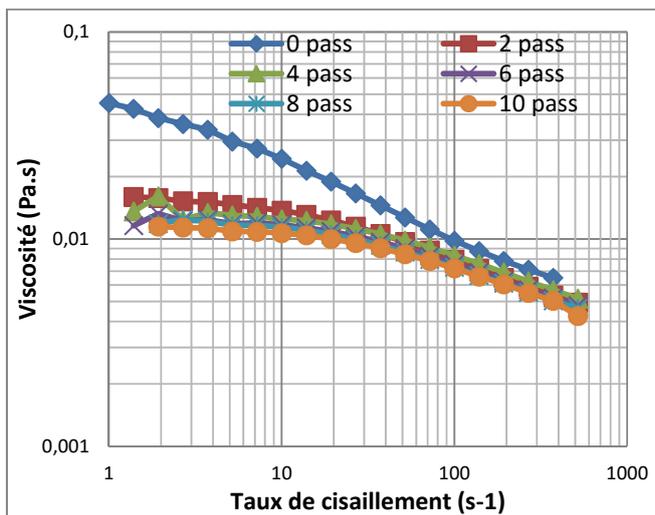


Figure 4 C4. Variation de la viscosité à $c=2500\text{ppm}$ différents passages pour un taux de cisaillement de 27135 s^{-1} à $T=60^\circ\text{C}$.

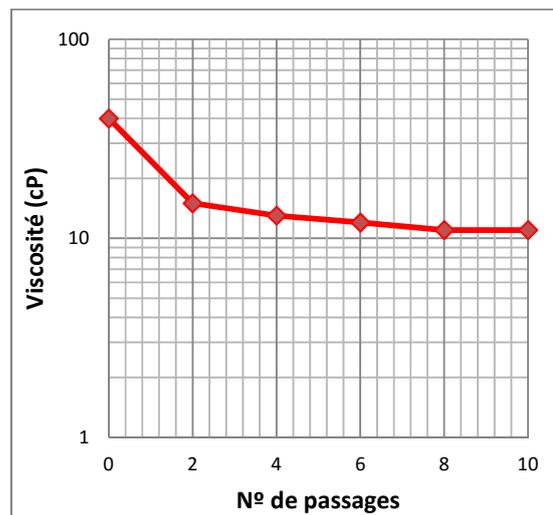


Figure 5 C4. Valeur de la viscosité à $c=2500\text{ppm}$ (plateau newtonien) en fonction des passages $T=60^\circ\text{C}$.

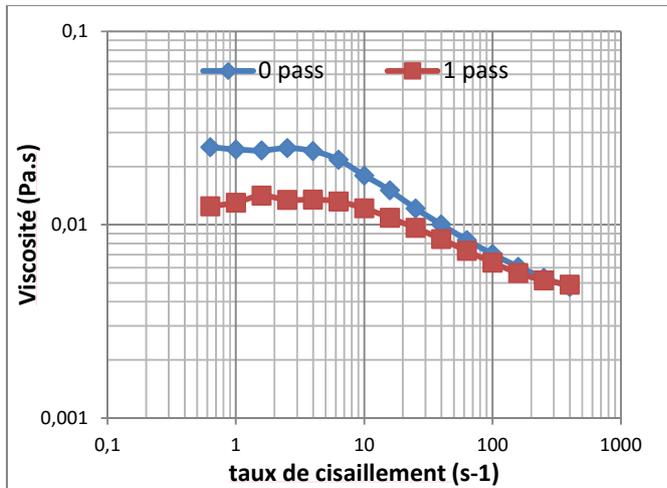


Figure 6 C4. Variation de la viscosité à $c=1800\text{ppm}$ pour différents passages pour un taux de cisaillement de 13581 s^{-1} à $T=60^\circ\text{C}$.

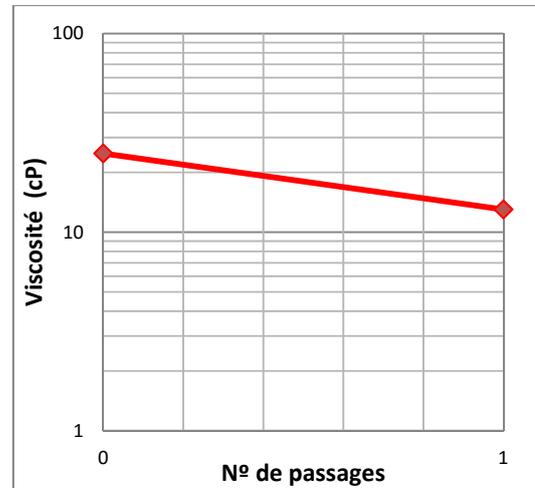


Figure 7 C4. Valeur de la viscosité à $C=1800\text{ppm}$ (plateau newtonien) en fonction des passages $T=60^\circ\text{C}$.

L'évolution de la viscosité des solutions de polymère durant le processus de dégradation est représenté dans les Figure 4 C4 à Figure 7 C4 pour $T=60^\circ\text{C}$. Dans le cas $c=2500\text{ppm}$ on voit que la dégradation mécanique est plus importante lors des deux premières passages et qu'il est nécessaire d'effectuer 10 passages pour arriver à $\eta_p \sim 11\text{cP}$. A l'inverse, dans le cas de $c=1800\text{ppm}$, un seul passage est nécessaire et à un taux de cisaillement plus faible pour atteindre à $\eta_p \sim 13\text{cP}$. Il est à noter qu'en plus de la diminution de la viscosité, on abaisse de manière significative le taux de cisaillement critique ce qui permet d'avoir un plateau newtonien plus étendu. Cela sera pris en compte pour interpréter l'évolution du taux de récupération au travers de deux paramètres : le rapport de mobilité (polymère/eau) et l'effet de la dégradation. Notons que pour $T=25^\circ\text{C}$ la viscosité à la fin du processus de dégradation est $\eta_p \sim 22,4\text{cP}$ pour $c=2500\text{ppm}$ et $\eta_p \sim 20\text{cP}$ pour $c=1800\text{ppm}$ (Voir Annexe I).

Masse moléculaire dégradée et rayon de giration

Le calcul du rayon de giration du polymère dégradé est estimé ici à partir de la relation de Flory (Eq 17 C2), où il est nécessaire de connaître la viscosité intrinsèque et la masse molaire du polymère dégradé. La viscosité relative est exprimée en série de Taylor (Eq 14 C2) puis la relation de Mark-Houwink est utilisée (Eq 15 C2).

Ainsi les valeurs expérimentales de la viscosité relative plateau en fonction de la concentration sont calculées par la relation de Huggins (Eq 14 C2), en prenant une valeur de k' de 0,4. Cela permet d'obtenir la viscosité intrinsèque des polymères non dégradés et dégradés. Une fois que les valeurs des viscosités intrinsèques sont connues, on calcule la masse molaire du polymère dégradé à l'aide de l'équation Mark-Houwink, connaissant la masse molaire de la solution de polymère non dégradée et en supposant le cas d'un bon solvant ($a=0,8$). Pour finir on calcule le rayon de giration par la corrélation de FLory (Eq 17 C2) . Ce processus est résumé dans le tableau suivant :

Equations	Valeurs et paramètres	résultats
$\eta_r = 1 + [\eta]_{nd}c + k'[\eta]_{nd}^2c^2$	$k' = 0,4$ et $c = 2,5g/L$ $\eta_r = 78,29$	$[\eta]_{nd} = 5082 \frac{cm^3}{g}$
$\eta_r = 1 + [\eta]_dc + k'[\eta]_d^2c^2$	$k' = 0,4$ et $c = 2,5g/L$ $\eta_r = 24,04$	$[\eta]_d = 2576 \frac{cm^3}{g}$
$[\eta]_{nd} = K'Mw_{nd}^a$	$Mw_{nd} = 20 \cdot 10^6 g/mol$ $a = 0,8$	
$[\eta]_d = K'Mw_d^a$	$a = 0,8$	$Mw_d = 8,55 \cdot 10^6 g/mol$
$[\eta]_dMw_d = \phi'R_g^3$	$\phi' = 3,66 \times 10^{24} mol^{-1}$	$R_g = 0,18\mu m$

Tableau 3 C4. Tableau résumant le processus du calcul rayon de giration du polymère dégradé à $c=2500ppm$ $T=60^\circ C$.

Equations	Valeurs variables	résultats
$\eta_r = 1 + [\eta]_{nd}c + k'[\eta]_{nd}^2c^2$	$k' = 0,4$ et $c = 1,8g/L$ $\eta_r = 51,53$	$[\eta]_{nd} = 4821 \frac{cm^3}{g}$
$\eta_r = 1 + [\eta]_dc + k'[\eta]_d^2c^2$	$k' = 0,4$ et $c = 1,8g/L$ $\eta_r = 27,68$	$[\eta]_d = 3382 \frac{cm^3}{g}$
$[\eta]_{nd} = K'Mw_{nd}^a$	$Mw_{nd} = 20 \cdot 10^6 g/mol$ $a = 0,8$	
$[\eta]_d = K'Mw_d^a$	$a = 0,8$	$Mw_d = 12,8 \cdot 10^6 g/mol$
$[\eta]_dMw_d = \phi'R_g^3$	$\phi' = 3,66 \times 10^{24} mol^{-1}$	$R_g = 0,22\mu m$

Tableau 4 C4. Tableau résumant le processus du calcul rayon de giration du polymère dégradé à $c=1800ppm$ $T=60^\circ C$.

Le Tableau 3 C4 et Tableau 4 C4 présentent les valeurs du rayon de giration pour les deux concentrations de polymère dégradé utilisées dans nos expériences. Comme attendu, nous observons un rayon de giration plus grand dans le cas d'un polymère le moins dégradé (1800ppm).

Le calcul des masses moléculaires des solutions de polymère dégradées de $c=2500\text{ppm}$ et $c=1800\text{ppm}$ permet d'estimer la concentration critique de recouvrement C^* à partir de l'Eq 21 C2. Pour la solution de polymère à $c=2500\text{ppm}$ la concentration critique estimée est $c^*=304\text{ppm}$ et, pour la solution de polymère $c=1800\text{ppm}$ la concentration critique est $c^*=205\text{ppm}$.

En suivant la même procédure que $T=60^\circ\text{C}$, les résultats à $c=2500\text{ppm}$ et $c=1800\text{ppm}$, à $T=25^\circ\text{C}$ sont résumés dans le tableau suivant :

Résultats
$[\eta]_{nd} = 5619 \frac{\text{cm}^3}{\text{g}}$
$[\eta]_d = 2692 \frac{\text{cm}^3}{\text{g}}$
$Mw_d = 8 \cdot 10^6 \text{ g/mol}$
$R_g = 0,18 \mu\text{m}$

Tableau 5 C4. Résultats du processus du calcul de rayon de giration du polymère dégradé à 2500ppm à $T=25^\circ\text{C}$

Résultats
$[\eta]_{nd} = 4778 \frac{\text{cm}^3}{\text{g}}$
$[\eta]_d = 3196 \frac{\text{cm}^3}{\text{g}}$
$Mw_d = 12 \cdot 10^6 \text{ g/mol}$
$R_g = 0,22 \mu\text{m}$

Tableau 6 C4. Résultats du processus du calcul de rayon de giration du polymère dégradé à 1800ppm à $T=25^\circ\text{C}$

Influence du pH sur la viscosité

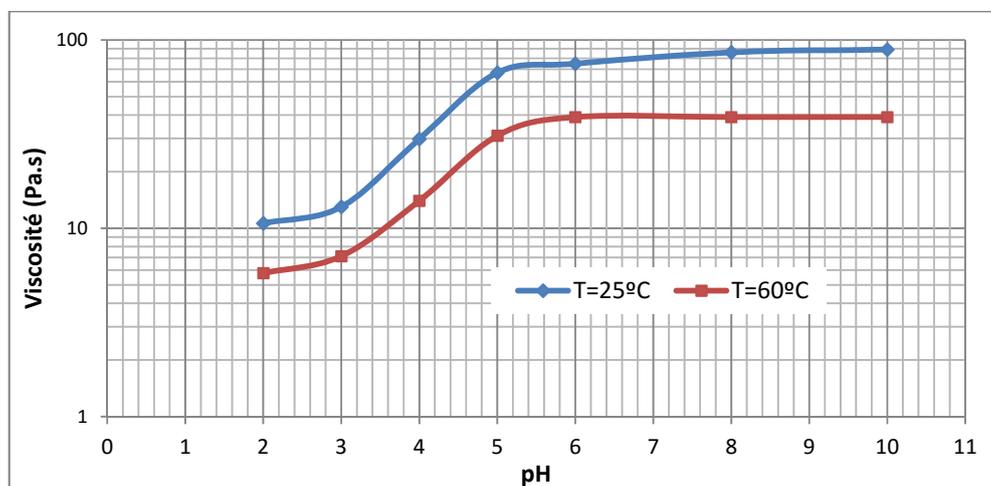


Figure 8 C4. Variation de la viscosité $c=2500\text{ppm}$ en fonction du pH à $T=60^\circ\text{C}$ et $T=25^\circ\text{C}$.

La Figure 8 C4 présente la variation de la viscosité plateau en fonction du pH de la solution native de HPAM à 2500ppm (non dégradée) pour deux températures. Elle montre un comportement similaire aux deux températures, la zone de transition se situe entre les $\text{pH}=3$ et $\text{pH}=5$ au-delà de laquelle la viscosité atteint une valeur plateau. Nous pouvons en conclure que tous les groupes fonctionnels carboxyle sur le HPAM sont saturés avec des protons à $\text{pH} \leq 3$ diminuant la viscosité. En revanche, les groupes carboxyle sont totalement dissociés à $\text{pH} \geq 5$ et la viscosité atteint une valeur plateau élevée. Le comportement est identique pour toute température. Ces résultats sont en bon accord avec les données de la littérature décrites dans le Chapitre II.

Discussion de la caractérisation des solutions

La composition de la saumure (53g/L de KI et 7g/L de $MgCl_2 \cdot 6H_2O$) contenant des ions monovalents et divalents contrôle le changement de mouillabilité [Buckley et al., 1998 ; Liu et al., 2010] lorsque l'échantillon est mis en contact prolongé avec une huile brute à $T=60^\circ C$.

Les valeurs des viscosités au plateau newtonien mesurées à différentes concentrations permettent de déterminer la concentration de HPAM donnant le rapport de mobilité souhaité ($M \approx 11$) après l'étape de dégradation.

On a observé que pour un même taux de cisaillement la dégradation mécanique est plus importante lors des premiers passages à travers le tube capillaire avec un plateau newtonien plus étendu à chaque passage. Après les premiers passages la viscosité est modifiée légèrement et par conséquent il est nécessaire de réaliser plusieurs passages pour atteindre la valeur de la viscosité souhaitée.

La perte de viscosité durant l'étape de dégradation mécanique est irréversible à cause des fortes elongations et de la scission des macromolécules de polymère [Kim et al., 2000] et [Martin 1986] ce qui provoque en conséquence des modifications dans les propriétés des solutions de polymère (masse molaire, rayon de giration, etc.) par rapport à leurs valeurs initiales.

Le taux de cisaillement ainsi que le nombre de passages sont alors adaptés en fonction de la viscosité initiale pour les deux concentrations. Cela signifie qu'on dispose de deux solutions ($c=2500ppm$ et $c=1800ppm$) à différents niveaux de dégradation mais de même viscosité finale.

Le calcul des paramètres moléculaires du polymère (rayon de giration, masse molaire, et concentration critique) montre un rayon de giration et une masse molaire plus élevés pour la solution la moins dégradée ($c=1800ppm$) et de ce fait il est attendu un comportement viscoélastique plus marqué que pour la solution de 2500ppm.

Pour finir nous avons analysé l'effet du pH sur la viscosité des solutions de polymère à deux températures ($T=25^{\circ}\text{C}$ et $T=60^{\circ}\text{C}$). Situait le point isoélectrique dans un intervalle de pH entre 3 et 5 pour toute température (Figure 8 C4).

4.3 CARACTERISATION DES MILIEUX POREUX

Les milieux poreux (MP) sont caractérisés par la mesure de la porosité, du volume de pores (V_p), de la perméabilité et l'homogénéité.

Porosité et homogénéité des MP

La porosité et le volume de pores sont obtenus par comptage gamma et par test de dispersion. Ce test de dispersion renseigne aussi sur l'homogénéité du MP et sert de référence pour la suite de l'expérience (mesure de Sor).

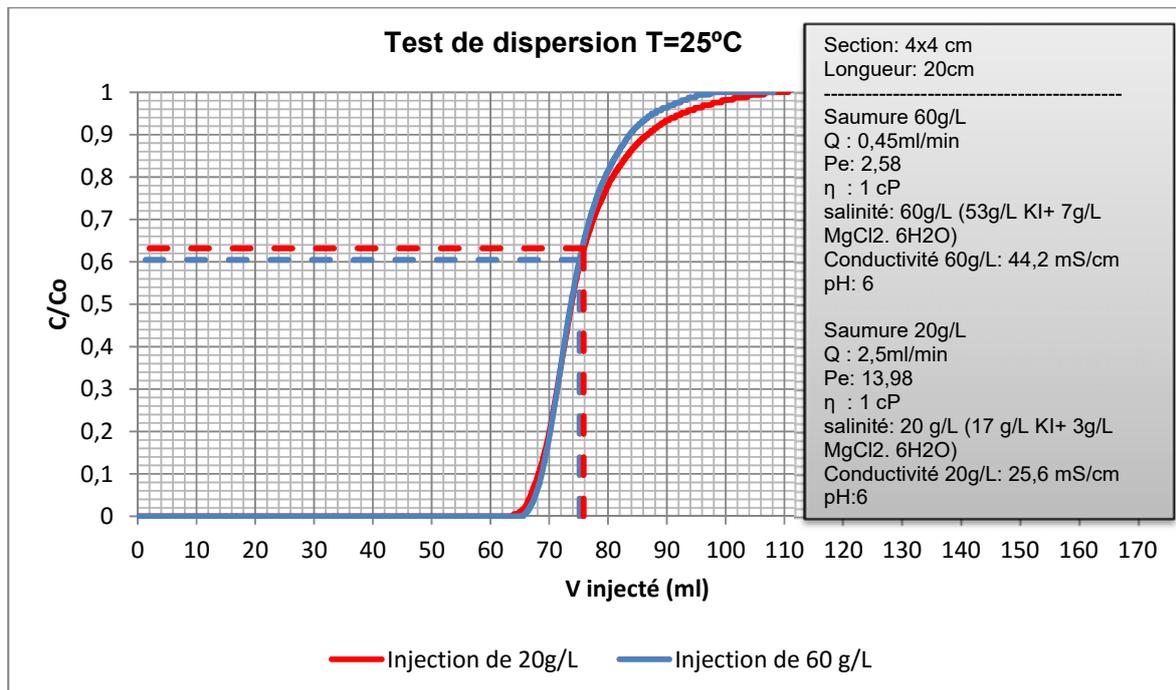


Figure 9 C4. Test de dispersion réalisé sur un échantillon de MP.

Dans la Figure 9 C4 le tableau montre les conditions dans lesquelles le test de dispersion a été réalisé. A partir de cela on en déduit le V_p et la porosité des MP par égalité des aires au-dessous et au-dessus de la courbe de percée obtenue (règle des trapèzes), le nombre de Péclet (Pe) (2,6 et 14) représentant le ratio entre la dispersion et la diffusion.

La symétrie des courbes de dispersion est un indicateur de l'homogénéité du milieu. Le MP ne présente pas d'hétérogénéités qui pourraient influencer sur les écoulements.

Après l'expérience de dispersion un comptage gamma est réalisé pour calculer à nouveau la porosité du milieu :

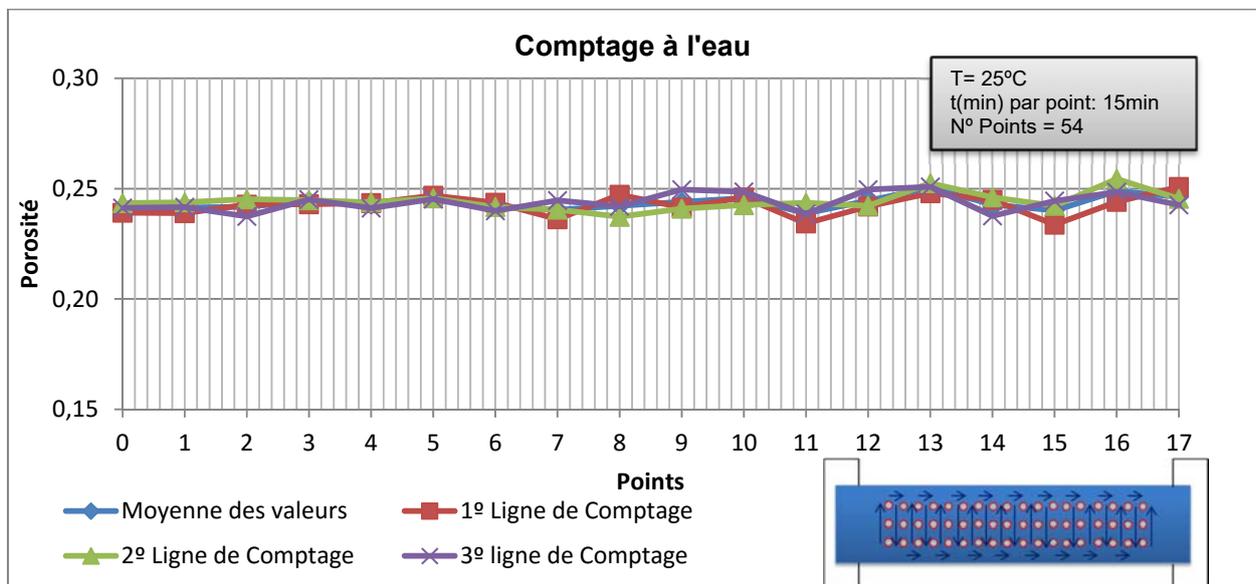


Figure 10 C4. Mesure de la porosité par rayonnement gamma.

La Figure 10 C4 présente la variation de la porosité le long de l'échantillon poreux mesurée par atténuation gamma. Le comptage est fait en 54 points équidistants répartis en 3 lignes et 18 colonnes. Le comptage gamma du milieu poreux saturé (Figure 10 C4) conduit à une valeur de porosité constante le long des trois lignes de comptage. Cela témoigne encore une fois de la bonne homogénéité des milieux poreux utilisés pour les expériences en diphasique et en monophasique qui seront réalisées.

Perméabilité

La mesure des chutes de pression lors de l'injection de saumure à différents débits nous permet de calculer la perméabilité des milieux poreux à l'aide la loi de Darcy. La Figure 11 C4 montre la variation des pertes de charge à différents débits. Les prises de pression sont disposées le long du MP comme indiqué dans le chapitre précédent. Lors de ces expériences, le changement de débit est opéré après la stabilisation du signal de pression.

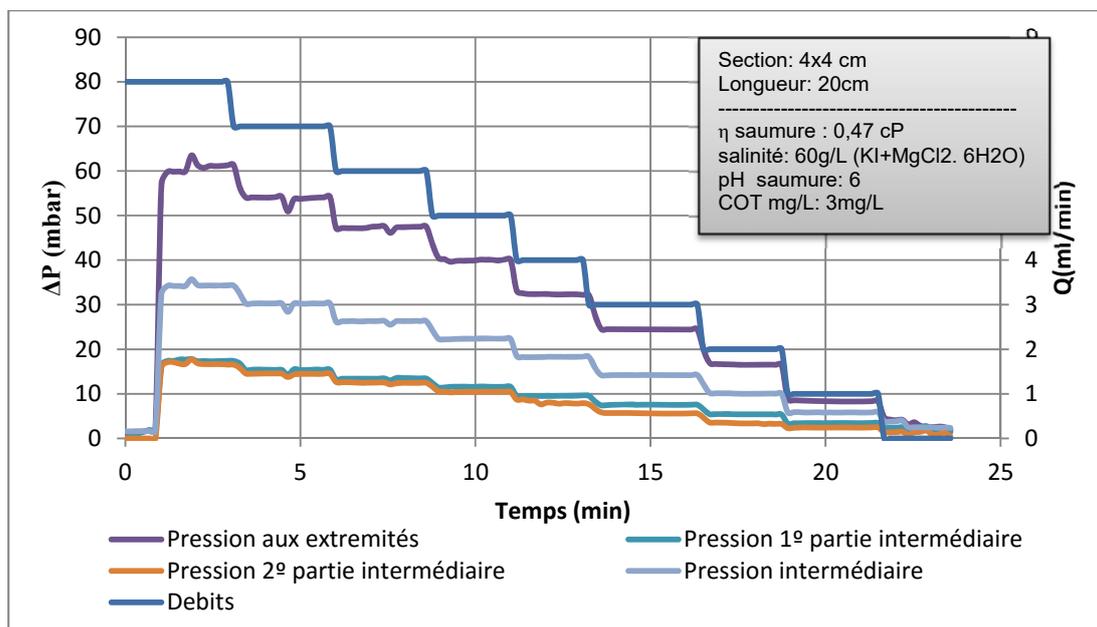


Figure 11 C4. Test de Perméabilité. Évolution de la pression pour différents débits.

On vérifie à chaque fois que la pression totale intermédiaire est la somme des pressions intermédiaires (1^o et 2^o partie intermédiaire).

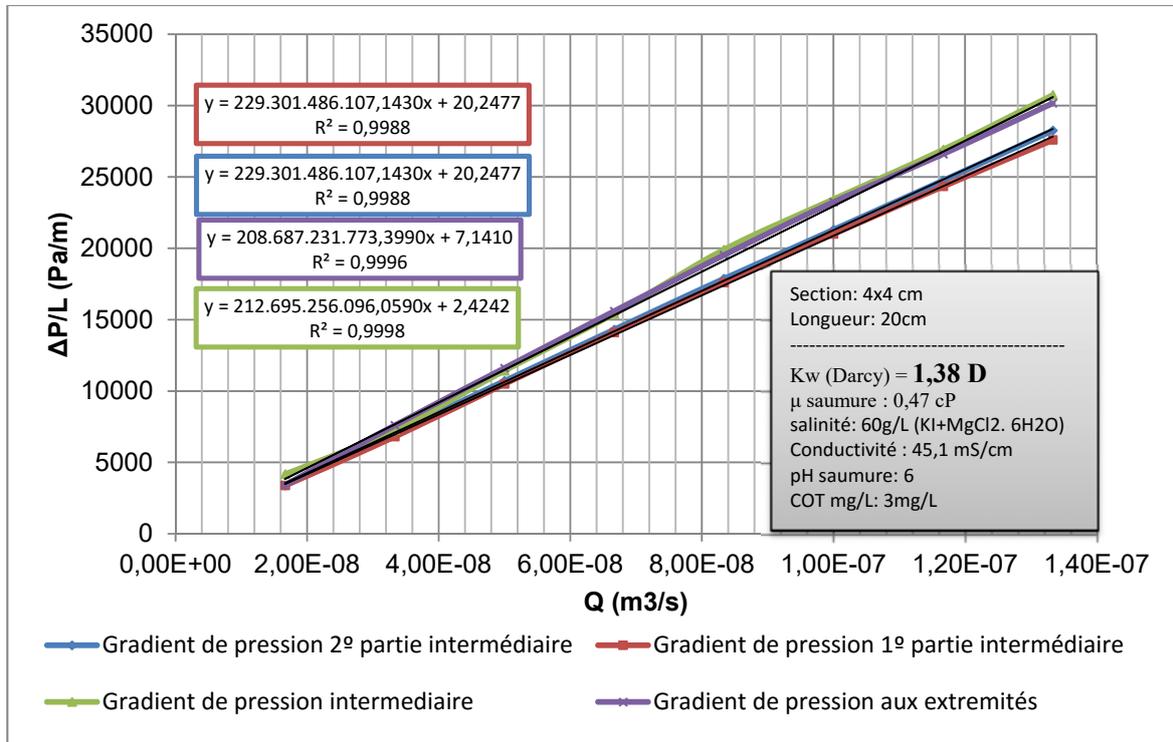


Figure 12 C4. Gradients de pressions en fonction de débits.

La représentation graphique des valeurs des gradients de pression ($\Delta P/L$) en fonction du débit volumique (Q) montre une relation linéaire (Figure 12 C4) permet d'obtenir la perméabilité absolue à l'aide de la loi de Darcy.

Les quatre gradients de pression mesurés sont aussi utilisés pour évaluer l'homogénéité du MP. On note que la perméabilité aux extrémités est toujours un peu plus faible à cause de la présence des flasques à l'entrée et à la sortie des MP. Par conséquent pour la suite de l'étude on prendra la valeur de la pression intermédiaire (vert) pour le calcul de la perméabilité.

Différents échantillons de MP ont ainsi été caractérisés par la mesure de leur porosité et leur perméabilité. Les résultats obtenus sont rassemblés sur Figure 13 C4:

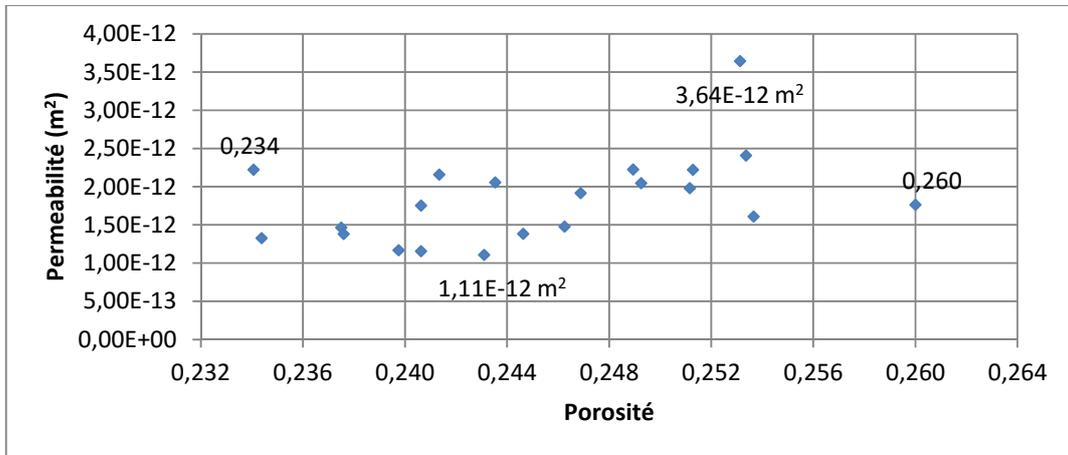


Figure 13 C4. Perméabilité vs porosité.

Les résultats montrent que la porosité varie peu (entre 0,234 et 0,26) d'un échantillon à l'autre. En revanche les valeurs de la perméabilité absolue s'échelonnent entre 1,10D et 3,64D et témoignent de la variabilité des échantillons. Dans tous les cas ces résultats sont en accord avec les valeurs de porosités et perméabilité rencontrées dans la littérature [Peksa et al., 2015].

Pour compléter la caractérisation des milieux poreux, deux échantillons de grès de Bentheimer ont été analysés par porosimétrie mercure. Le résultat qui représente la répartition des tailles de seuils pores, est montré dans la Figure 14 C4. La constante distribution monomodale avec une faible écart-type, donne un seuil de pore moyen, d'environ 12 microns.

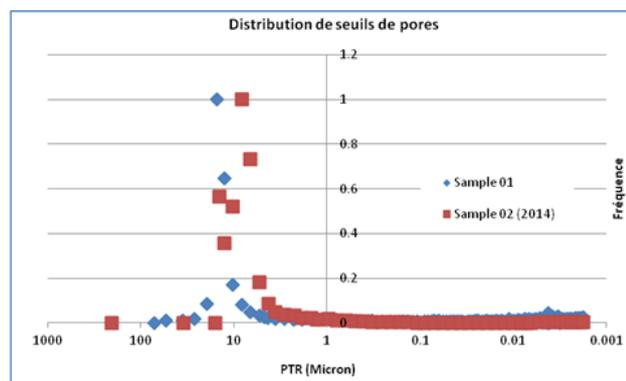


Figure 14 C4. Distributions de la taille seuil de pore dans les grès Bentheimer. Déterminée par porosimétrie mercure (Source TOTAL).

Suite à cette détermination de la distribution de la taille de seuils de pore, une série de scans ont été réalisés pour observer l'homogénéité du milieu.

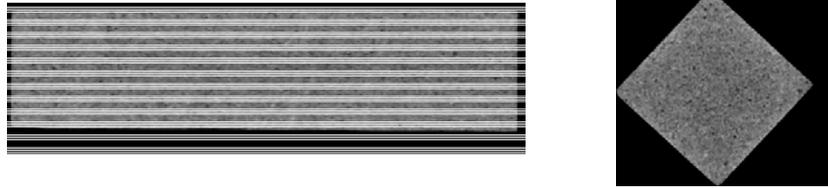


Figure 15 C4. Scan latéral et frontal des milieux poreux du grès Bentheimer réalisés au sein CSTJF (TOTAL S.A).

D'après la Figure 15 C4 on peut observer que les milieux ne présentent pas de variations (hétérogénéités) ce qui confirme leur homogénéité.

Discussion partielle de la caractérisation des milieux poreux

Dans cette partie, nous avons déterminé les propriétés caractéristiques (perméabilité, porosité, taille de pores, homogénéité) des grès de Bentheimer utilisés pour l'étude des écoulements en monophasique et en diphasique.

La distribution des pores montre une répartition régulière et étroite des tailles de pores (~12microns), ce qui entraîne une perméabilité élevée [Peksa et al.,2015] comprise entre 1,1 et 3,6D. cette valeur de la perméabilité est favorable pour les injections de polymères [Thomas et al.; 2012].

Les tests de dispersion montrent l'homogénéité du grès de Bentheimer en accord avec la distribution de taille des pores et une perméabilité constante tout au long du milieu poreux. Cela facilite l'avancement du front de polymère en évitant la formation de chemins préférentiels. L'homogénéité des milieux poreux est aussi observée dans les profils de comptage gamma où les valeurs de porosité pour les trois lignes sont constantes tout au long de l'échantillon.

La répétabilité des résultats expérimentaux pour la caractérisation des milieux poreux est très satisfaisante.

4.4 EXPERIENCES MONOPHASIQUES

Dans cette partie on présente les résultats des écoulements en monophasique des solutions de polymère de concentrations $c=2500\text{ppm}$ et $c=1800\text{ppm}$.

4.4.1 Expérience monophasique à concentration $c=2500\text{ppm}$

On débute l'expérience en monophasique, par la caractérisation du milieu poreux (MP). Comme indiqué plus haut ; donnant les caractéristiques suivantes :

kw (m ²)	1,59E-12
Porosité (%)	24
Vp (ml)	77

Tableau 7 C4. Caractéristiques du milieu.

Après la saturation en saumure et la caractérisation de l'échantillon, la solution de polymère est injectée à un débit imposé de 0,04 ml/min et à $T=60\text{ }^{\circ}\text{C}$, correspondant à un taux de cisaillement moyen de 2 s^{-1} . La solution de polymère ($c = 2500\text{ppm}$, dégradée à 72,8% et filtrée) a une viscosité de 11,2cP. Les effluents sont alors collectés au moyen d'un collecteur de fractions et la concentration en polymère des effluents est déterminée par la mesure de la concentration d'azote (TN) et à l'aide d'une courbe d'étalonnage préalablement établie (Figure 16 C4).

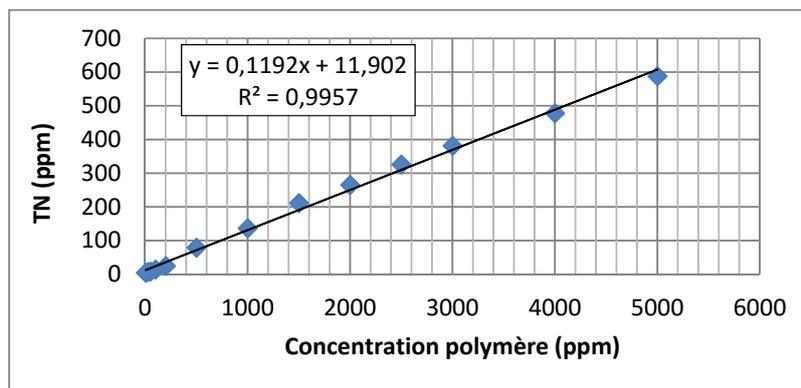


Figure 16 C4. Concentration de polymère vs concentration de l'azote.

L'évolution de la concentration relative d'azote à la sortie du MP est présentée dans la Figure 17 C4 (noir). Comparée à l'injection d'un traceur (sel), cela nous permet d'estimer la quantité de polymère adsorbé dans notre milieu.

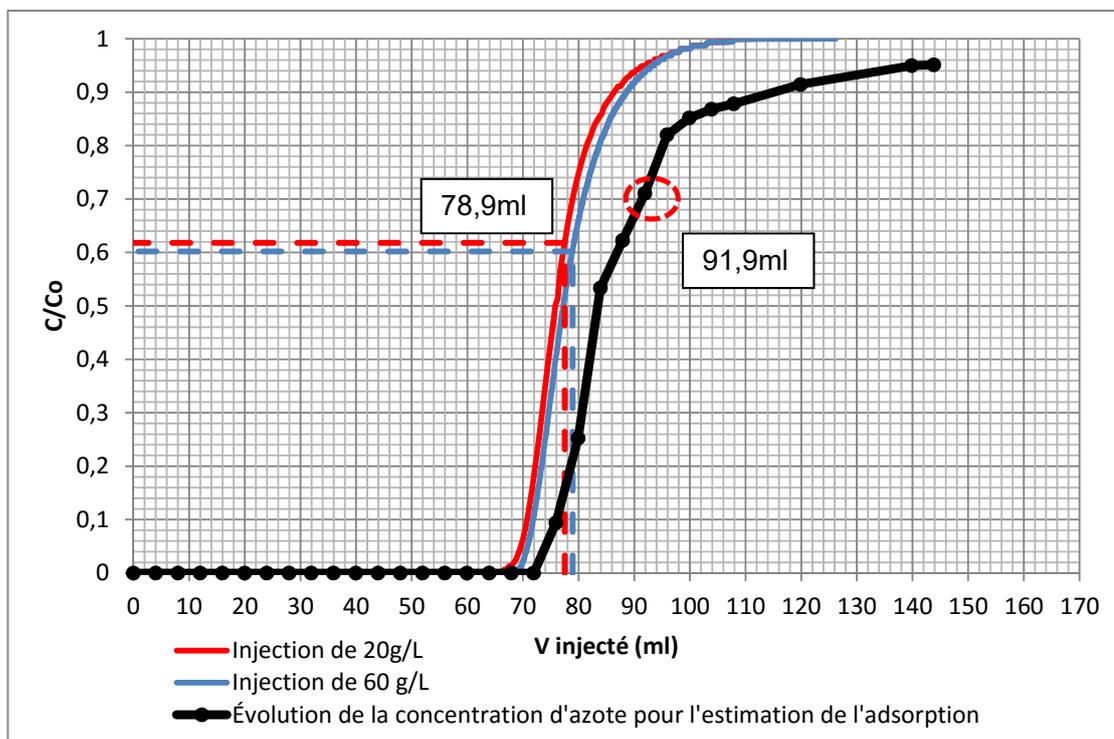


Figure 17 C4. . Courbes de dispersion et concentration relative du polymère dans les effluents en fonction du volume injecté.

Le décalage observé entre les deux courbes est dû à la rétention/adsorption du polymère dans le milieu poreux, ce décalage est converti en volume, V_{ad} . La masse de polymère adsorbée est alors estimée par :

$$m_{poly} = V_{ad}c \quad \text{Eq2-C4}$$

Où $V_{ad} = 91,9\text{ml} - 78,9\text{ml} = 13\text{ml}$ avec $c = 2,5\text{g/L}$ ce qui fait une quantité adsorbée de $52,41 \mu\text{g pol/g}$ de roche. La courbe d'élution présentée en

Figure 17 C4 (noir) n'atteint pas la valeur 1. Ceci est dû à un effet cinétique d'adsorption du polymère sur la surface porale. Le nombre de sites d'adsorption décroît à mesure que le polymère s'adsorbe.

La mesure de la réduction de mobilité ou facteur de résistance se fait à partir de la perte de charge mesurée lors de l'écoulement de la solution de polymère (Figure 18 C4) rapportée à celle correspondant à la saumure. Les valeurs de pression mesurées à faibles débits sont très faibles, ce qui induit une imprécision de mesure qui se retrouve sur le calcul de la réduction de mobilité. En conséquence nous avons déterminé la réduction de mobilité (RM) pour les valeurs les plus élevées de débits.

La mesure de la réduction de perméabilité se fait lors de l'écoulement de la saumure après balayage de la solution de polymère. De la même manière que pour le cas de la réduction de mobilité les valeurs de pression à faibles débits ne sont pas très précis nous obligeant à considérer des valeurs de pression élevés.

On considère que l'adsorption du polymère se fait sous la forme d'une monocouche, où le polymère acquiert des configurations présentant des « tails », des « loops » et des « trains » (Chapitre II). Pour cette estimation nous considérons que l'épaisseur de la couche de polymère adsorbé est similaire à l'expansion maximale de la macromolécule isolée.

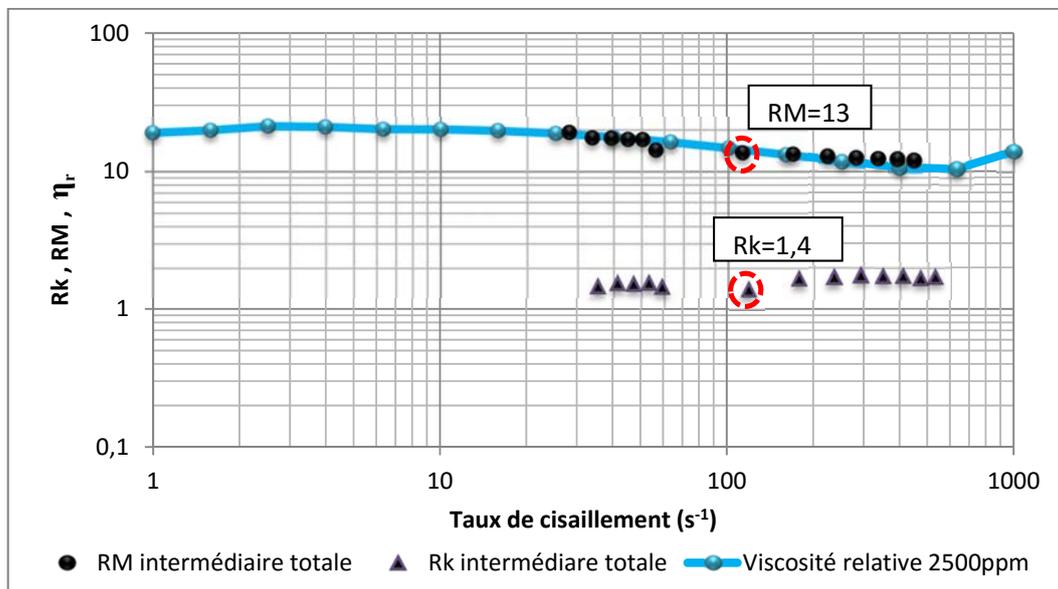


Figure 18 C4. Évolution de RM et Rk en fonction du taux de cisaillement.

En prenant une valeur de réduction de perméabilité, $Rk=1,4$ on peut évaluer l'épaisseur hydrodynamique équivalente de la couche adsorbée connaissant le rayon de pore, par :

$r_p = \sqrt{\frac{8k}{\phi}}$	$r_p = 7,28 \mu\text{m}$
$e = \left(1 - R_k^{-4}\right) r_p$	$e = 0,587 \mu\text{m}$

Tableau 8 C4. Valeur de l'épaisseur de la couche de polymère

La valeur de l'épaisseur de la couche de polymère adsorbé est en bon accord avec la valeur du rayon de giration $R_g = 0,18 \mu\text{m}$ calculé dans le paragraphe précédent pour $c=2500\text{ppm}$ à $T=60^\circ\text{C}$.

Un deuxième front de polymère a été ensuite injecté dans les mêmes conditions de débit, de concentration, et de viscosité pour évaluer le volume de pore inaccessible (IPV). L'estimation de l'IPV (à partir de la courbe verte) est faite par la comparaison des courbes de dispersion et d'adsorption.

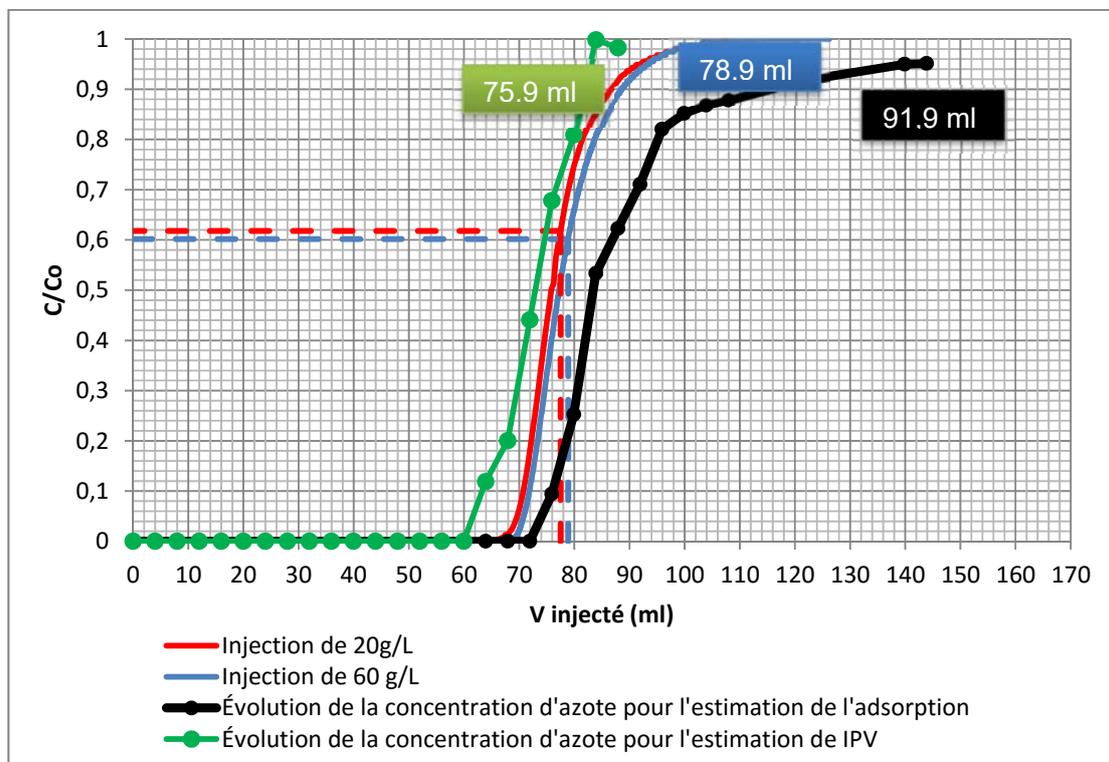


Figure 19 C4. Test de dispersion et l'évolution des concentrations d'azote pour l'estimation de l'adsorption et de l'IPV ($c=2500\text{ppm}$).

La valeur obtenue d'IPV est de 3ml suffisamment faible pour considérer que le polymère s'écoule dans tous les pores du milieu ; résultat attendu au vu des caractéristiques du milieu poreux.

Un écoulement en monophasique à $T=25^{\circ}\text{C}$ a été aussi réalisé pour $c=2500\text{ppm}$. Les résultats de RM, Rk et l'épaisseur de couche polymère obtenus sont rassemblés dans le tableau suivant.

RM	25
Rk	1,5
Adsorption ($\mu\text{g/g}$ de roche)	31
e (μm)	0,82

Tableau 9 C4. RM, Rk et e pour un déplacement monophasique à $c=2500\text{ppm}$ et $T=60^{\circ}\text{C}$

On observe une quantité adsorbée de polymère plus élevée que pour $T=60^{\circ}\text{C}$. Cela montre le caractère endothermique de l'adsorption de polymère.

4.4.2 Expérience monophasique à concentration $c=1800\text{ppm}$

L'expérience en monophasique pour une concentration $c=1800\text{ppm}$ est réalisée dans un milieu dont les caractéristiques sont les suivantes :

kw (m^2)	1,6E-12
Porosité (%)	25
Vp (ml)	80

Tableau 10 C4. Propriétés du milieu poreux.

La solution de polymère ($c = 1800\text{ppm}$, dégradée à 40% et filtrée) présente une viscosité de 13,4cP. Les conditions expérimentales et la procédure sont les mêmes que pour l'injection de la solution à 2500ppm.

Comme dans le cas précédent la courbe d'élution n'atteint pas la valeur 1. Pour estimer la quantité de polymère adsorbée on compare cette courbe avec la courbe la dispersion.

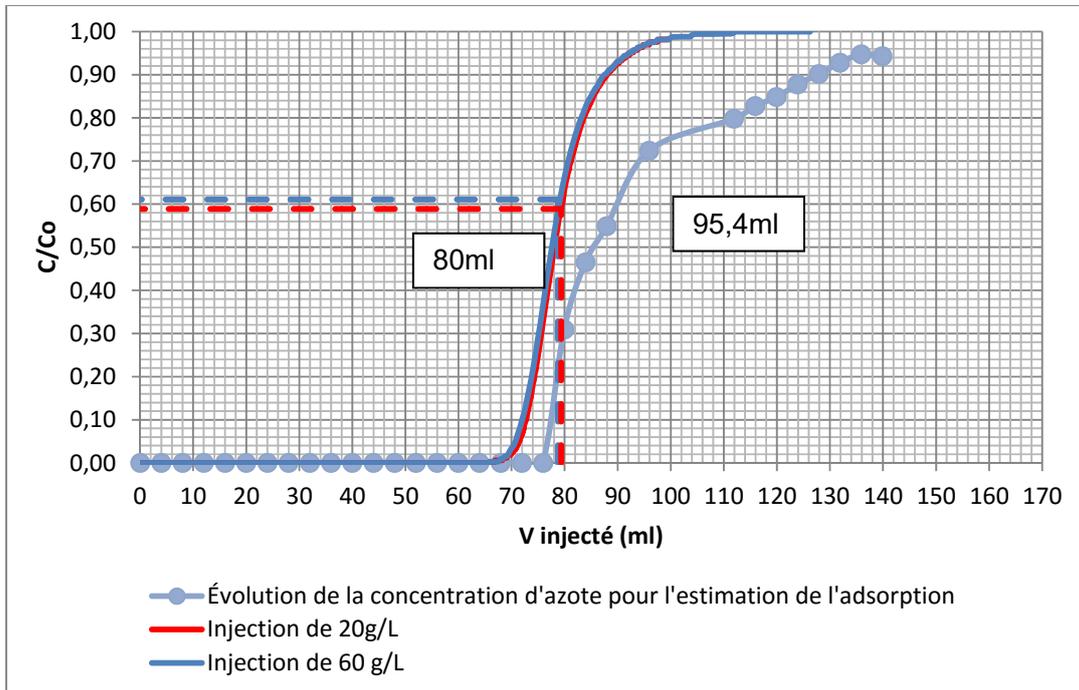


Figure 20 C4. Courbes de dispersion et concentration relative du polymère dans les effluents en fonction du volume injecté.

Pour la concentration de 1800ppm, le volume V_{ad} est évalué à 15,4 ml ce qui fait une quantité adsorbée de 44,7 $\mu\text{g/g}$. La réduction de mobilité et de perméabilité ainsi que la viscosité relative en fonction du taux de cisaillement sont présentés dans la Figure 21 C4.

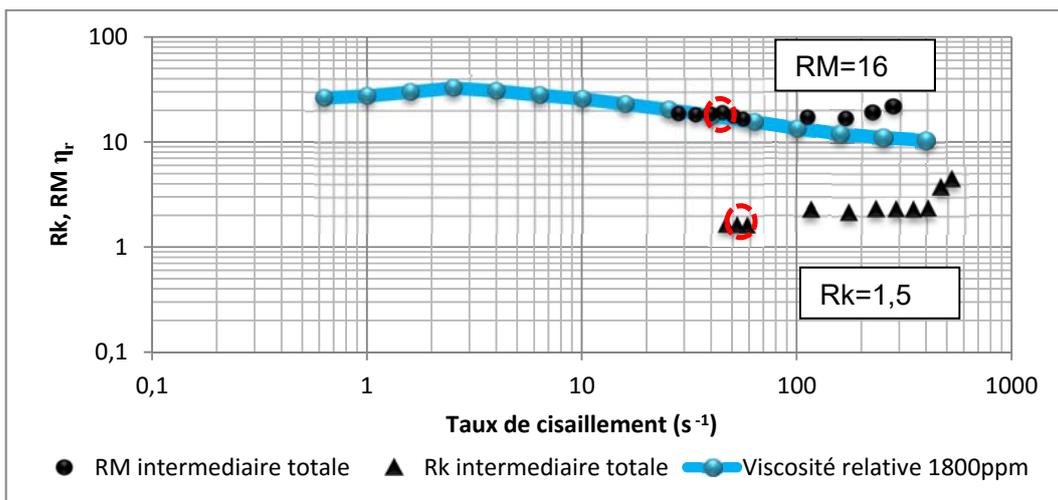


Figure 21 C4. Évolution de RM et Rk, et η_r en fonction du taux de cisaillement.

Pour les mêmes raisons évoquées précédemment, la valeur de réduction de mobilité (RM) retenue est égale à 16 et la valeur de réduction de perméabilité (Rk) est de 1,6. L'épaisseur hydrodynamique équivalente de la couche adsorbée peut alors être estimée.

$rp = \sqrt{\frac{8k}{\phi}}$	rp= 7,15µm
$e = \left(1 - R_k^{-\frac{1}{4}}\right) r_p$	e=0,79 µm

Tableau 11 C4. Valeur de l'épaisseur de la couche de polymère

Le deuxième front de polymère est injecté pour l'estimation de l'IPV.

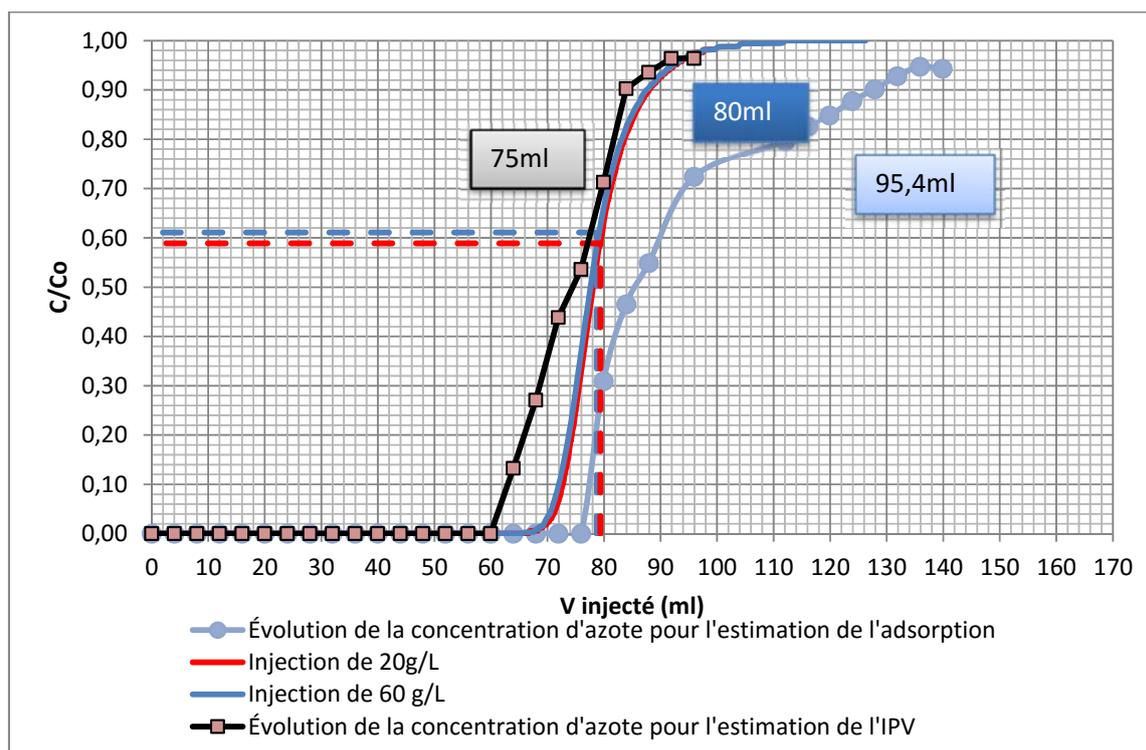


Figure 22 C4. Test de dispersion et l'évolution des concentrations d'azote dans les effluents à $c=1800$ ppm et à $T=60^\circ\text{C}$.

On obtient ici un IPV de 5ml, un peu supérieur à celui mesuré avec une solution à $c=2500\text{ppm}$. La solution de polymère à $c=2500\text{ppm}$ est plus dégradée que la solution $c=1800\text{ppm}$ ce qui suggère comme attendu des macromolécules de taille plus importantes pour la solution de polymère de $c=1800\text{ppm}$ que celle à 2500ppm .

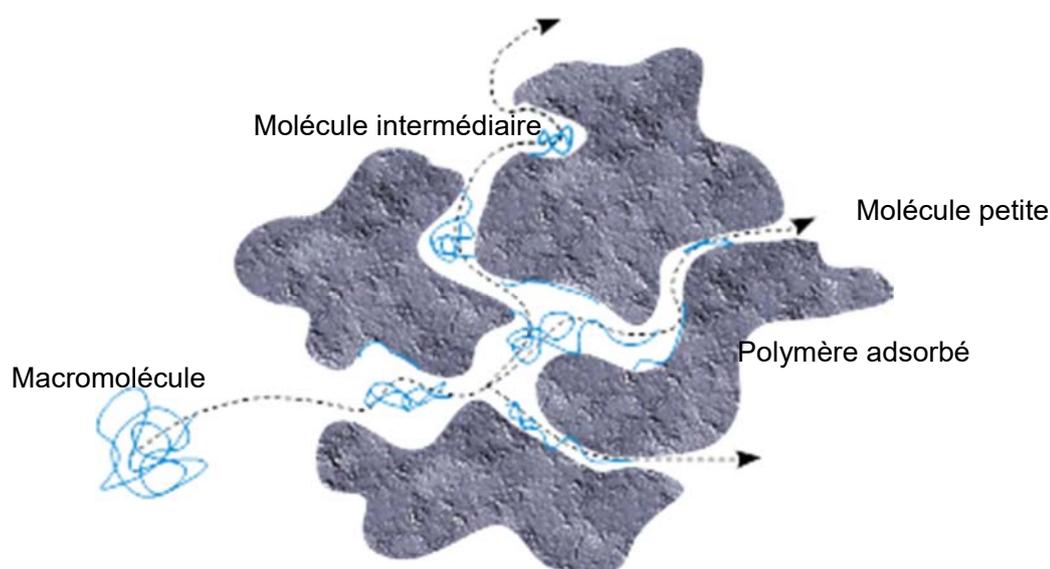


Figure 23 C4. Comportement du polymère à l'intérieur du milieu poreux.

Dans la Figure 23 C4 on peut observer que seulement les petites molécules sont capables de traverser les petits pores.

Conclusion partielle

Les expériences monophasiques montrent des réductions de mobilité et de perméabilité très similaires pour les solutions de $c=1800\text{ppm}$ et $c=2500\text{ppm}$ ($RM \approx 13$ et $Rk \approx 1,4$). Les valeurs des quantités adsorbées de polymère restent faibles (de l'ordre de $40-50 \mu\text{g/g}$ de roche) en comparaison de celles disponibles dans la littérature soit de l'ordre du mg/g de roche [Chiappa et al., 1999].

On observe aussi que la réduction de mobilité est comparable à la viscosité relative. Cela peut être expliqué par l'existence d'une couche depletée en polymère au voisinage de la paroi de pore où la concentration de polymère est plus faible qu'en masse et par conséquent la viscosité apparente est moins importante. Le rapport entre la réduction de mobilité et la viscosité

relative est réduit lorsque la taille de pore diminue et la concentration de polymère augmente [Fayers 1981].

Il est certain que les courbes de réduction de mobilité et de réduction de perméabilité ne présentent pas les comportements attendus (les trois régimes caractéristiques : newtonien, shear thinning et shear thickening) dû à l'imprécision des capteurs de pression à faible débits.

Les IPV mesurés avec le deuxième front d'injection sont très faibles (autour de 4%) ce qui montre que le polymère passe à travers la quasi-totalité du volume de pores. L'expérience réalisée à $T=25^{\circ}\text{C}$ pour la solution de $c=2500\text{ppm}$ montre le caractère endothermique de l'adsorption de polymère car la quantité de polymère adsorbée est plus faible à $T=60^{\circ}\text{C}$ à $T=25^{\circ}\text{C}$ (pour les mêmes conditions de concentration, salinité, et dégradation).

L'ensemble des expériences monophasiques représente une étape nécessaire de notre projet cependant le but principal de ce travail de thèse est l'étude des écoulements de polymère à travers des MP en conditions diphasiques.

4.5 EXPERIENCES D'ÉCOULEMENTS DIPHASIQUES

Un nombre important d'expériences a été réalisé en conditions diphasiques suivant différentes procédures d'injection du polymère et en conditions de mouillabilité intermédiaire dans le but de mieux comprendre le processus de balayage eau-huile par injection de polymère et l'efficacité de ce procédé.

4.5.1 Drainage

Une fois le milieu caractérisé (porosité, perméabilité, homogénéité), On procède à l'étape de drainage initial, l'injection de l'huile à débit constant (15ml/h), jusqu'à obtenir la saturation irréductible en eau ; S_{wi} . On effectue ensuite une montée en débits pour calculer la perméabilité effective à l'huile, $k_o(S_{wi})$, en mesurant les gradients de pression correspondants. On effectue alors à nouveau un comptage gamma pour la mesure du profil de saturation s_{wi} dont la valeur moyenne est comparée à celle obtenue par bilan de matière.

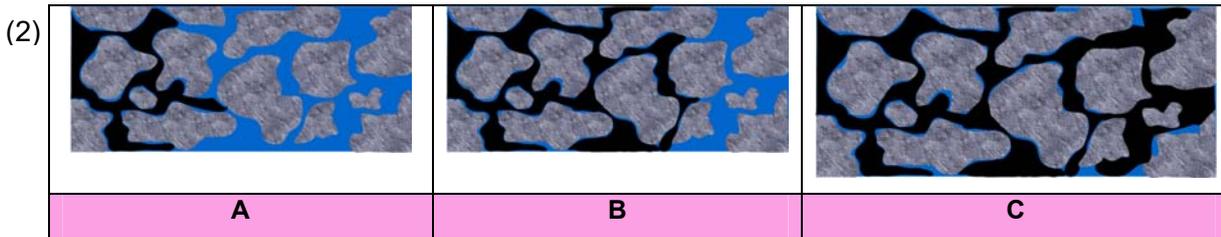
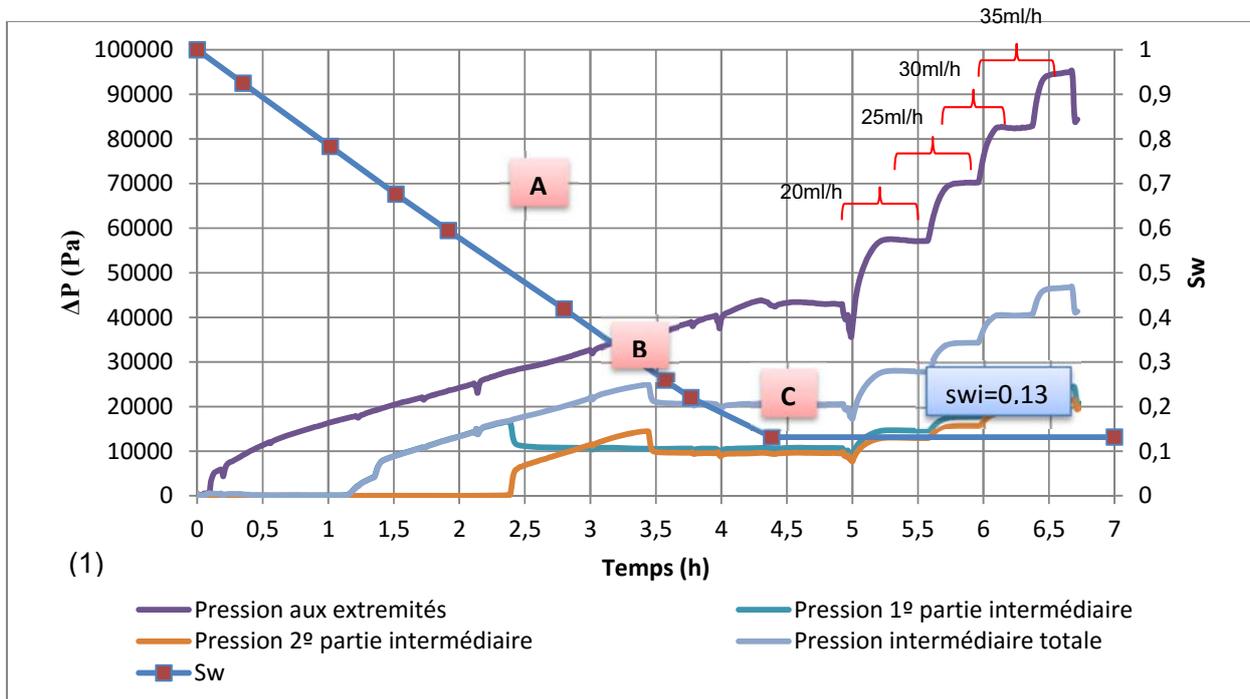


Figure 24 C4. (1) Évolution de la pression et de la saturation durant le drainage. (2) Les points A B et C montrent le front d'avancement d'huile.

Un exemple de résultats est présenté dans la Figure 24 C4 où on a tracé l'évolution de la saturation en eau ainsi que celle des ΔP intermédiaires et totale. Grâce à la pression on peut voir la progression du front d'avancement de l'huile durant l'étape de drainage tout au long du milieu poreux. On observe une augmentation progressive de ΔP qui correspond à l'arrivée du front d'huile pour chaque capteur de pression. Lorsque ce front arrive à l'extrémité de chaque partie du milieu, on observe un saut de pression suivi d'une stabilisation du signal. La valeur de Sw_i dans le cas présenté est égale 0,13 (mesurée par volume).

La Figure 25 C4 montre la relation linéaire entre les gradients de pression et la variation des débits en fin de drainage qui permet d'obtenir la perméabilité effective à l'huile à la saturation irréductible en eau $k_o(sw_i)$.

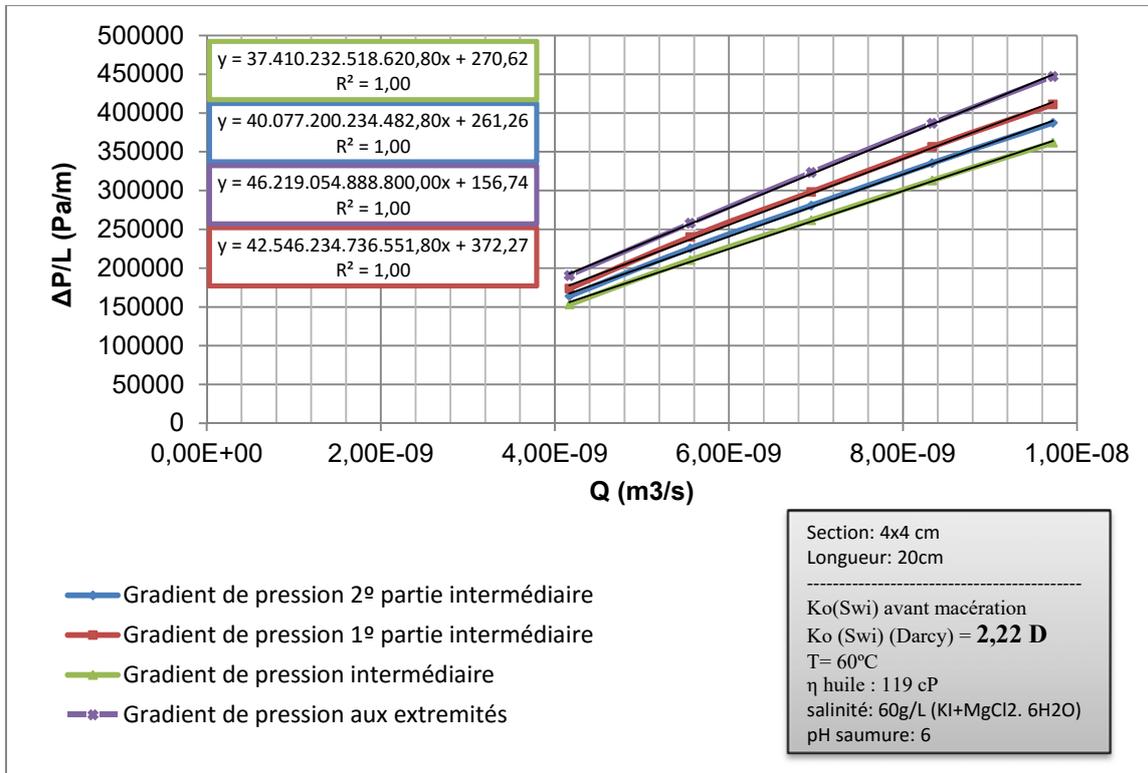


Figure 25 C4. Évolution du gradient de pression en fonction du débit avant macération ko(swi) pour l'huile brute.

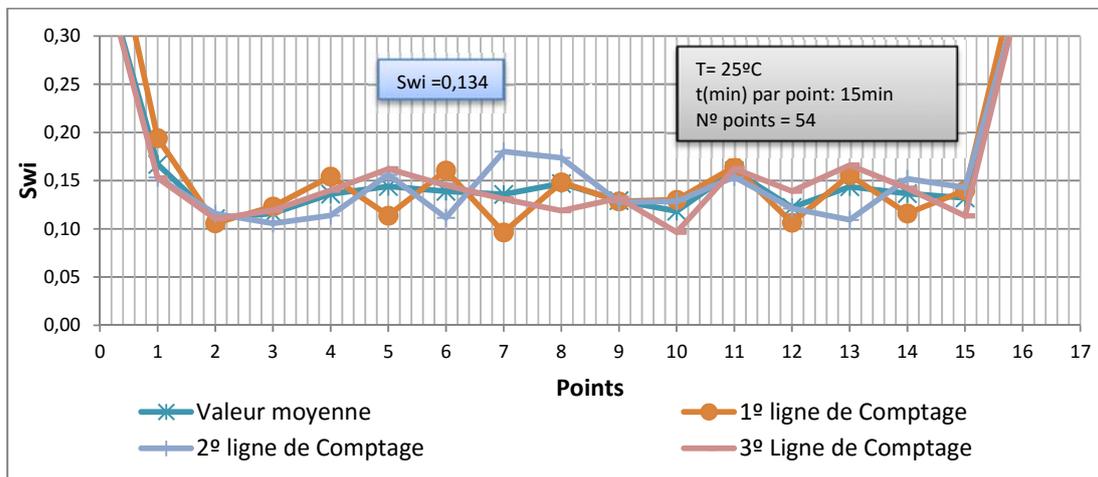


Figure 26 C4. Profil de saturation après drainage.

Les profils de saturations obtenus par gammamétrie et présentés dans la Figure 26 C4 montrent qu'à l'exception des points proches des extrémités du milieu dont la précision n'est pas

satisfaisante (forte épaisseur de la colle), les valeurs de swi sont très proches sur les trois lignes de comptage et la valeur moyenne est identique à celle déterminée par mesure de volume.

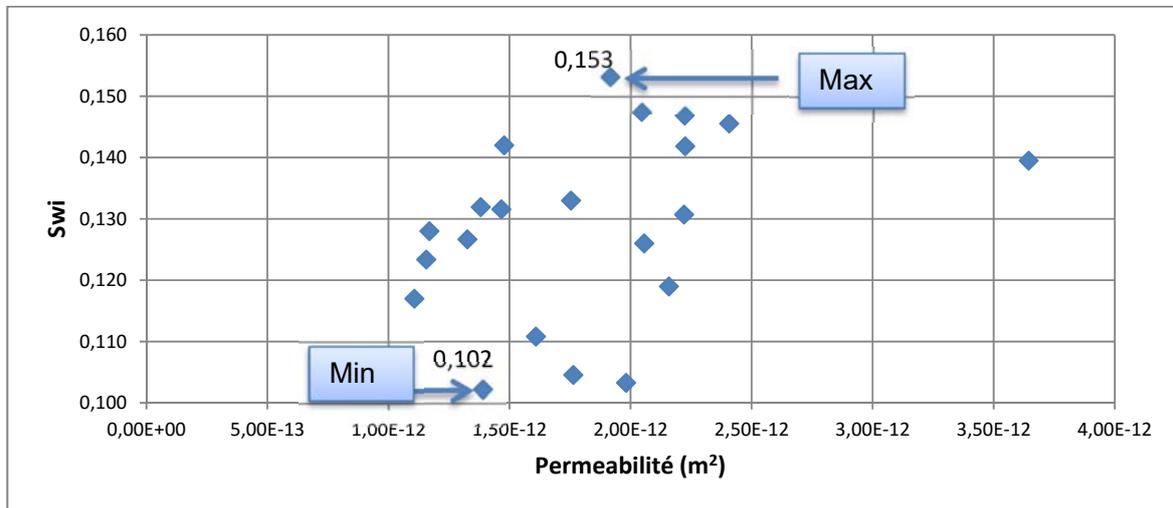


Figure 27 C4. Swi ne fonction de la perméabilité.

21 expériences ont été réalisées à $T=60^{\circ}\text{C}$ pour l'huile brute et à $T=25^{\circ}\text{C}$ pour une huile minérale. L'ensemble des résultats est reporté dans la Figure 27 C4. On voit que les valeurs de swi sont comprises entre $swi=0,102$ et $swi=0,153$, sans dépendance claire vis-à-vis de la perméabilité du milieu.

Rappelons que pour obtenir une mouillabilité intermédiaire, on laisse l'échantillon saturé d'huile brute en macération à $T=60^{\circ}\text{C}$, durant un minimum de deux semaines. Après la période de macération, la perméabilité effective à l'huile $ko(Swi)$ est à nouveau mesurée puis (Figure 28 C4) comparée à la perméabilité effective à l'huile avant macération. Cette figure présente pour la même expérience les variations des gradients de pression (différentes pentes) pour un même débit avant et après macération. On observe une réduction de la valeur de la perméabilité relative à l'huile passant de $ko(swi)=2,22D$ avant macération à $ko(swi)=1,64D$ après macération. Les valeurs des perméabilités effectives à l'huile avant/après macération sont une indication du changement de mouillabilité

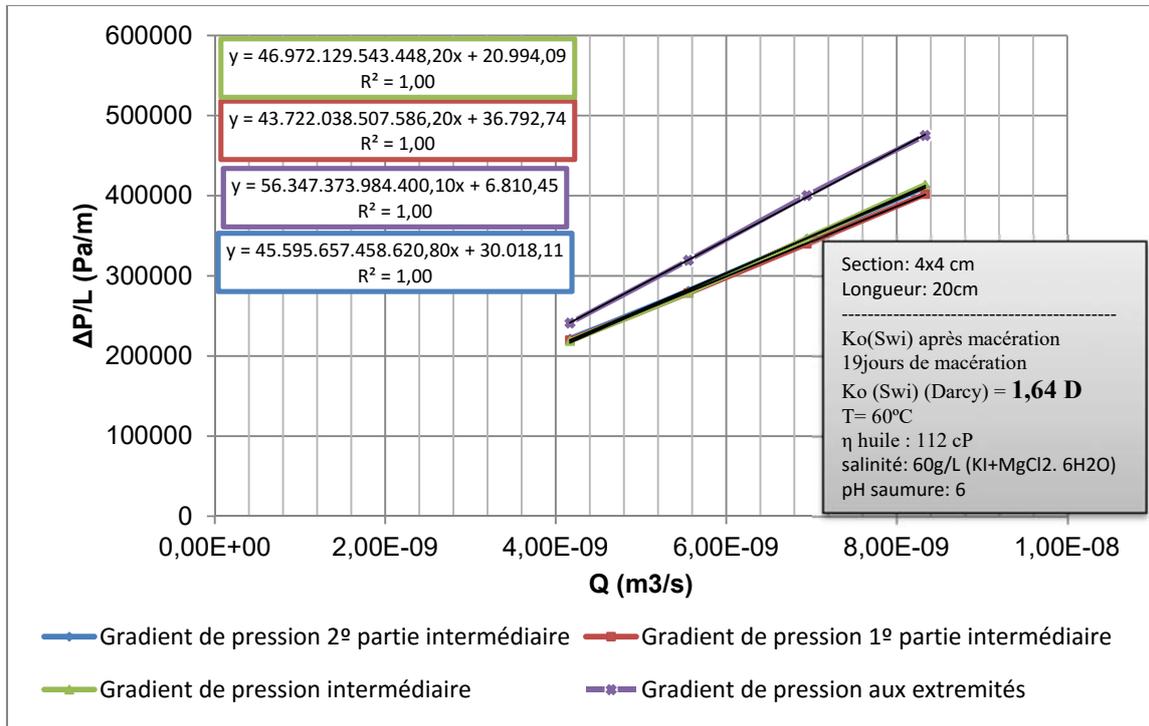


Figure 28 C4. Évolution du gradient de pression en fonction du débit après 19 jours de macération.

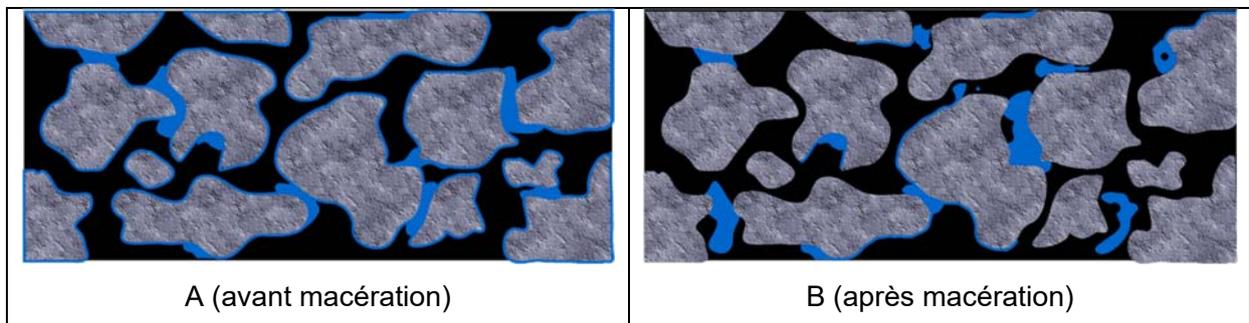


Figure 29 C4. Répartition présumée des phases avant et après macération.

Dans la Figure 29 C4, nous montrons une représentation schématique de la répartition des phases dans notre MP avant et après macération. Dans la figure A) on a représenté une répartition des phases typique d'une mouillabilité franche à l'eau où celle-ci recouvre la surface des pores et sature les petits pores. Après la macération la répartition des phases est plus aléatoire, en conservant la même valeur de la saturation en eau.

Ainsi avant macération, l'eau recouvre la surface des pores faisant que l'huile "glisse" sur la surface de pore en donnant une valeur de perméabilité effective supérieure à la valeur de

perméabilité absolue. Après macération la répartition des phases devient plus aléatoire (mouillabilité intermédiaire) et trois scénarios sont possibles : 1) le MP présente certaines zones avec une mouillabilité franche à l'huile et d'autres une mouillabilité franche à l'eau, 2) les petits pores sont saturés par l'eau avec une mouillabilité à l'eau et les grands pores sont remplis par l'huile avec une mouillabilité franche à l'huile 3) les deux cas ensemble. Ceci peut expliquer que les valeurs de perméabilité effective à l'huile après macération soient parfois un peu supérieures aux valeurs de perméabilité effective à l'huile avant macération (Figure 30 C4). Pour un milieu qui devient mouillable à l'huile, l'huile sature les petits pores et va recouvrir la surface des grands pores ce qui devrait conduire à une diminution de la valeur de la perméabilité effective à l'huile après macération.

Si on représente l'ensemble des perméabilités relatives avant et après macération (Figure 30 C4) on observe très peu de différences entre les valeurs Kro sans impact de la durée de la macération.

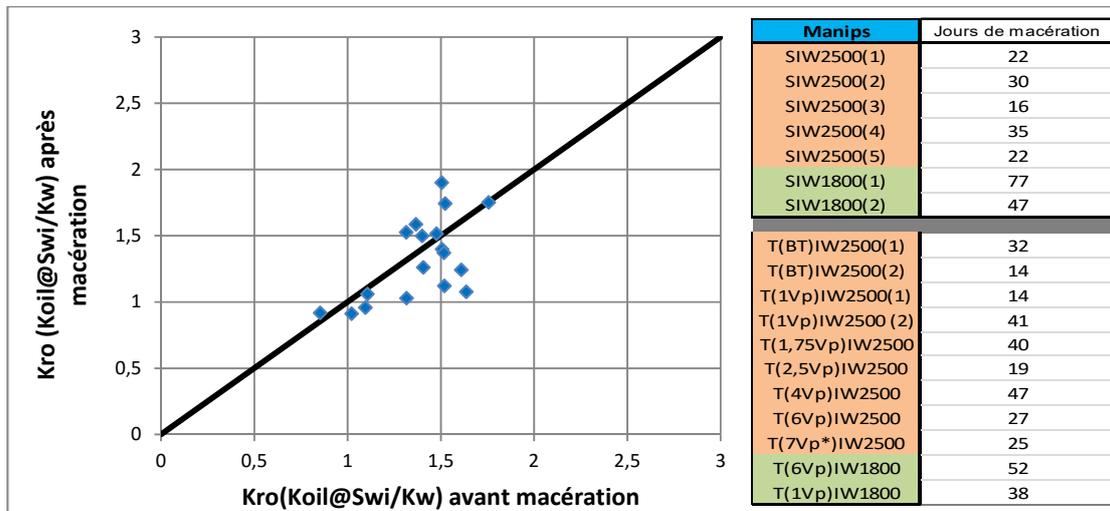


Figure 30 C4. Kro avant et après macération et les jours de macération.

Pour pouvoir bien classer les expériences on les a nommées en fonction de la procédure, de la mouillabilité (le type d'huile) et de la concentration en polymère utilisée.

Procédure		Mouillabilité		Concentration en polymère	
S	Secondaire	WW	Mouillabilité franche à l'eau (huile minérale)	2500	2500ppm
T ()	Tertiaire (Vp de l'injection de polymère ou maturité)	IW	Mouillabilité intermédiaire (huile brute)	1800	1800ppm

Tableau 12 C4. Enumération des expériences en diphasique.

De cette façon une expérience en tertiaire à mouillabilité intermédiaire, à $c=2500\text{ppm}$ où l'injection de la solution de polymère est faite à 1Vp après l'injection d'eau est appelée, T(1Vp)IW2500(2). Le «(2)» indique le numéro d'expérience réalisée dans les mêmes conditions expérimentales.

Discussion partielle de la partie drainage

Le drainage de la saumure dans le milieu poreux est caractérisé par les évolutions des pertes de charge mesurées par les des capteurs de pression. Les valeurs de S_{wi} en fin de drainage sont autour de 0,1-0,15 qui montrent une très bonne reproductibilité sur l'ensemble des expériences.

Avant la macération l'eau recouvre la surface des pores et sature les petits pores, tandis que l'huile se trouve dans le centre des grands pores sous forme de gouttes. Après la macération les petits pores restent saturés en eau tandis que la surface des grands pores est recouverte dans certaines zones par l'eau et dans certaines zones par l'huile. Cela explique le peu différence entre les perméabilités avant et après macération.

On observe que les valeurs de perméabilité ne dépendent pas de la durée de macération ceci indique que le changement de mouillabilité se produit durant les 14 jours premiers.

4.5.2 Récupération assistée du pétrole (expérience de référence)

Généralement les expériences d'injections de polymères sont faites dans les MP homogène et de forte perméabilité [Wang et al., 2008]. Il est admis que les instabilités formées durant l'injection d'eau réduit l'efficacité de balayage faisant qu'une grande quantité d'huile reste

piégée dans les MP justifiant l'injection de polymère avec un rapport de mobilité plus favorable qui améliore l'efficacité de balayage.

4.5.2.1 Injection d'eau (waterflooding)

L'injection d'eau dans les différents échantillons débute pour des valeurs de swi très similaires de l'ordre de swi=0,12 en moyenne comme montré dans la section précédente.

Le balayage à l'eau est effectué dans un milieu de mouillabilité intermédiaire à débit constant jusqu'à une diminution de la production d'huile et une augmentation de la production d'eau, moment où on effectue une montée de débit qui peut conduire à une reprise de la production d'huile. Cette injection se poursuit jusqu'à ce que le rapport de production eau/huile (le water cut) soit très élevé. Nous présentons les résultats obtenus avec un milieu poreux dont les caractéristiques sont résumées dans le Tableau 13 C4

kw (m ²)	1,38E-12
Porosité (%)	23,8
Vp (ml)	76
Swi	0,132
OOIP (ml)	66
ko@swi avant macération (m2)	1,94E-12
ko@swi après macération (m2)	1,74E-12

Tableau 13 C4. Tableau récapitulatif des caractéristiques du MP pour l'expérience T(7Vp*)IW2500.

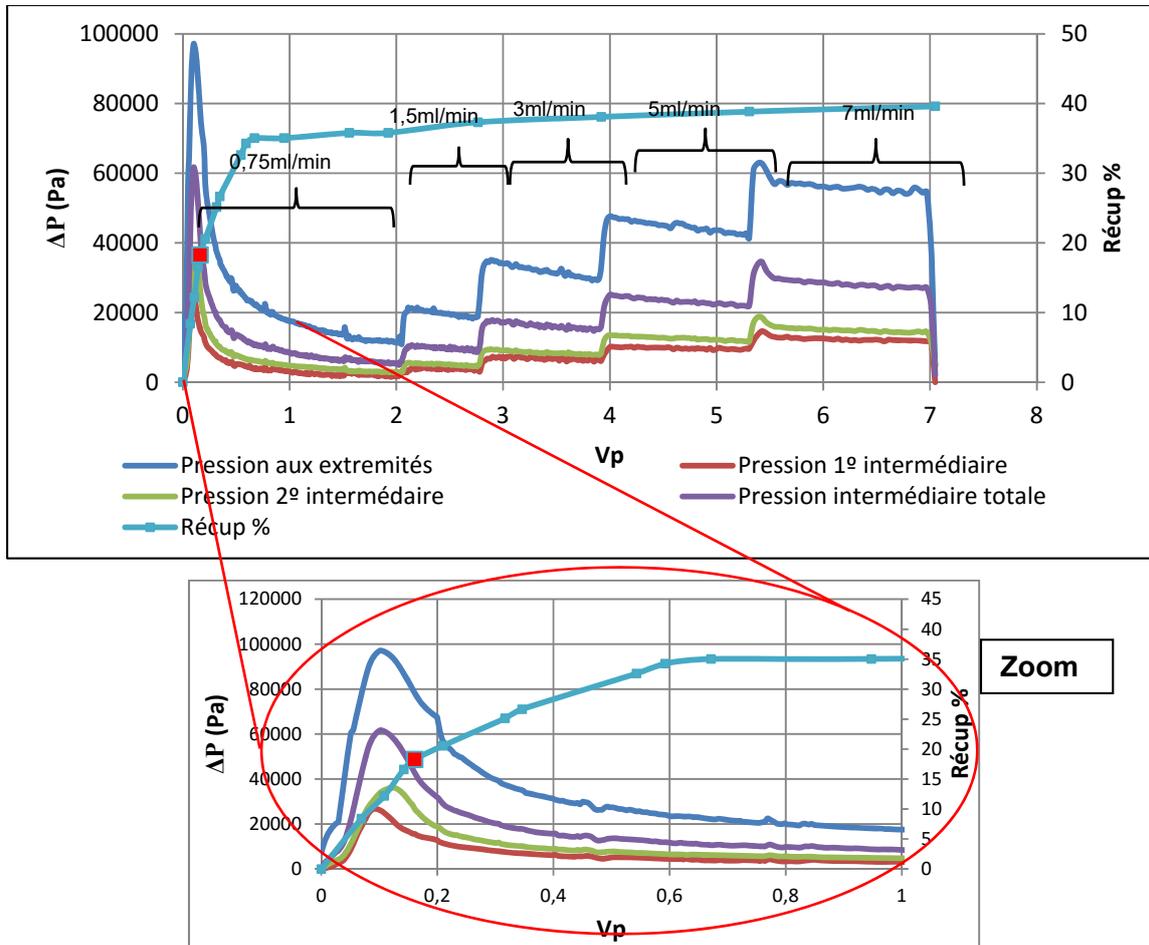


Figure 31 C4. Évolution de la pression en fonction du nombre de V_p d'eau injecté pour l'expérience T(7 V_p^*)IW2500.

Le waterflooding est présenté dans la Figure 31 C4. On observe une percée rapide (point rouge) à 0,16 V_p suivie par une production progressive d'huile jusqu'à une valeur plateau à 1 V_p de 35% (comportement très caractéristique des milieux de mouillabilité intermédiaire). L'expérience se poursuit par une augmentation du débit qui conduit à une récupération totale de 39% à la fin du balayage. Le faible taux de récupération après 7 V_p d'injection d'eau met en évidence l'effet d'un rapport de mobilité défavorable. Les caractéristiques des injections sont résumées dans le tableau suivant.

Débits	Ca	Récupération (%)	Sor
0,75ml/min	8,49E-07	35	0,55
1,5ml/min	1,69E-06	37	0,54
3ml/min	3,39E-06	38	0,53
5ml/min	5,66E-06	38	0,52
7ml/min	7,92E-06	39	0,52

Tableau 14 C4. Caractéristiques des injections d'eau.

Les taux récupération sont calculés par bilan de matière durant l'injection d'eau. Les saturations résiduelles d'huile sont calculées selon $(V_{OOIP} - V_{huile\ récupérée})/V_p$.

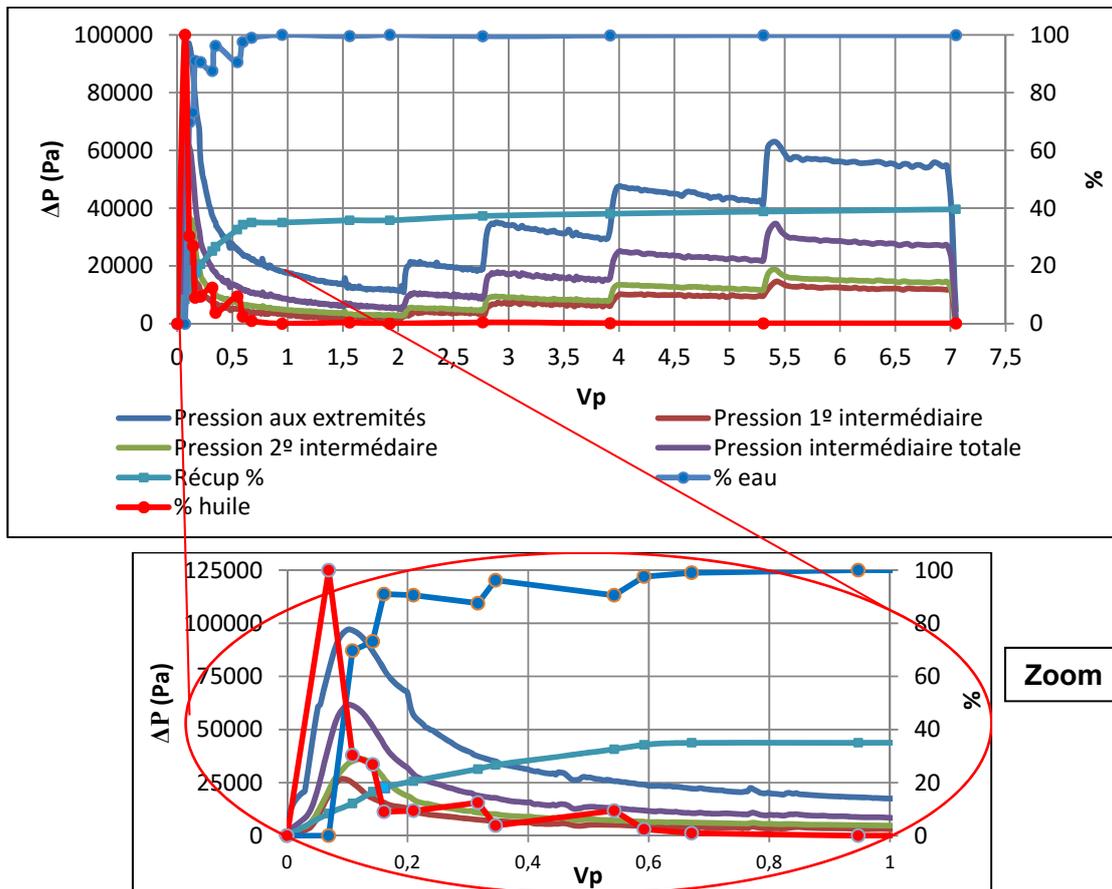


Figure 32 C4.Évolution de la pression et pourcentages dans les effluents en fonction de Vp durant l'injection d'eau pour l'expérience T(7Vp*)IW2500.

La Figure 32 C4 présente l'évolution des pertes de charge et de la récupération des fluides en fonction du volume d'eau injectée. La production d'eau croît très rapidement au détriment de la production de l'huile. La diminution de la saturation en huile en arrière du front de déplacement ne s'effectue qu'au prix de l'injection d'un volume d'eau important.

Conclusion partielle imbibition (waterflooding)

Dans la Figure 31 C4 et la Figure 32 C4 on peut observer trois parties dans la courbe de récupération. La première partie jusqu'au moment de la percée (0,16Vp) montre une production très rapide et une pente très prononcée. Dans la deuxième partie, de la percée jusqu'à 0,6Vp, on observe que la production commence à ralentir avec une pente plus décroissante. Pour finir, dans la troisième partie (après 0,6Vp), la production d'huile atteint une valeur quasi-stable. Ce comportement est représentatif des waterflooding dans des milieux de mouillabilités intermédiaires [Anderson 1986b].

Les trois parties de la courbe de pression sont liées aux pertes de charge mesurées durant l'injection d'eau. La première partie correspond aux valeurs de pressions les plus élevées, la deuxième partie correspond à la décroissance de la pression et la dernière partie correspond à la stabilisation du signal de pression.

Ce signal de pression représente la somme des forces visqueuses et des forces capillaires lorsque l'eau est injectée dans le milieu poreux [Green et Willhite, 1998]. La pression capillaire entre l'huile et l'eau dépend de la saturation du fluide mouillant. L'efficacité du balayage à l'eau dépend des effets des forces visqueuses (rapport de mobilité, digitations) et des effets des forces capillaires (piégeage, snap-off, by-passing) qui contrôlent la mobilisation d'huile dans le milieu poreux.

Ce processus d'imbibition met en évidence les effets d'un rapport de mobilité très défavorable (instabilités) avec une percée très précoce qui conduit à un taux de récupération final faible.

On peut observer à partir des courbes de pression (une montée et une descente rapide) que la plupart de la récupération se fait quand la pression capillaire est élevée. Une fois que le milieu est envahi par l'eau, la pression capillaire diminue et une stabilisation de la récupération est observée par ailleurs en prenant les valeurs de pression mesurées on observe que la perméabilité effective à l'eau augmente, à mesure que la saturation à l'eau augmente. La perméabilité au début de l'injection est égale à $8,4 \cdot 10^{-14} \text{ m}^2$ tandis qu'à la fin de l'injection, on a $k_w = 6,23 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$.

On constate que la perméabilité relative à l'eau à S_{or} augmente notablement pour le cas d'une mouillabilité à l'eau tandis que pour le cas de mouillabilité franche à l'huile elle est réduite considérablement. Dans notre cas la perméabilité relative à l'eau reste modérée indiquant encore une fois qu'on travaille à mouillabilité intermédiaire.

Abrams (1975) montre que le minimum de la saturation résiduelle en huile est obtenu à partir d'une valeur de $Ca=10^{-6}$. Il faut tenir en compte des effets de digitations qui augmentent lorsque la valeur de la vitesse augmente pour le cas d'un rapport de mobilité très défavorable comme dans notre cas. Lorsque la saturation résiduelle est réduite la valeur du nombre capillaire peut être augmentée, en montant le débit ($Ca=10^{-5}$) [Moore et Slobod 1956]

Après 2Vp d'injection nous avons augmenté le débit et donc la pression dans le MP ($Ca \uparrow \uparrow$). Cet incrément de pression provoque une légère augmentation de la production d'huile. On observe toujours un faible incrément de production d'huile.

4.5.2.2 Injection de polymère

Le polymère ($c=2500\text{ppm}$) est ensuite injecté au même nombre capillaire ($Ca=10^{-6}$) que durant l'injection d'eau. L'injection de polymère est faite à un débit constant de $Q=0,04\text{lm}/\text{min}$ durant 1,5 Vp suivi d'une montée en débit (même procédure que pour le waterflooding). La solution de polymère utilisée est à $c=2500\text{ppm}$ et dégradée à un taux de 72,8% et a une viscosité plateau de 11,2cP, ce qui donne un rapport de mobilités $M=11$. En prenant pour origine le point final de l'injection d'eau on obtient :

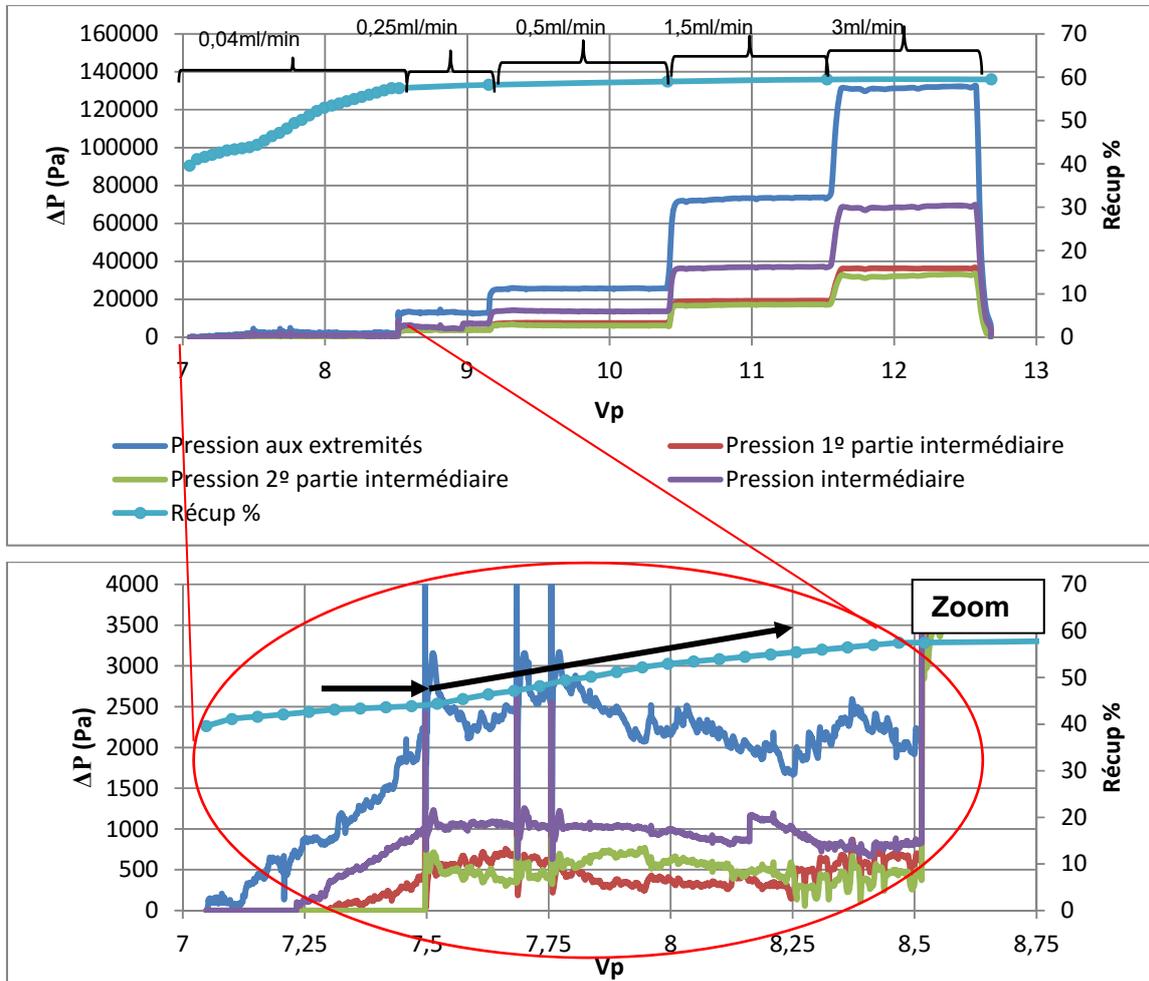


Figure 33 C4. Évolution de la pression en fonction du nombre de Vp de polymère injecté pour l'expérience T(7Vp*)IW2500.

La Figure 33 C4 présente l'évolution de la pression et de la récupération en fonction du volume injecté (saumure et solution de polymère). On observe un incrément progressif de la pression jusqu'à la stabilisation du signal pour un débit constant de (0,04ml/min → $Ca=10^{-6}$).

La courbe de récupération montre deux pentes distinctes (flèches noires) en amont du plateau de la production durant l'injection de polymère. Une première pente qui coïncide avec l'incrément de la pression et une deuxième pente qui coïncide avec la stabilisation de la pression. La différence entre les deux pentes traduit l'arrivée du front de polymère (rapport de mobilité plus favorable). En fait il s'agit de la phase où le polymère est dilué par l'eau déjà

présente dans le milieu. La Figure 33 C4 montre un très faible incrément de la production avec la montée en débit comme dans le cas de l'injection d'eau.

L'ensemble des courbes de récupération de l'injection d'eau et l'injection de polymère (Figure 34 C4) montre clairement la reprise de la production par l'injection de polymère à 7Vp.

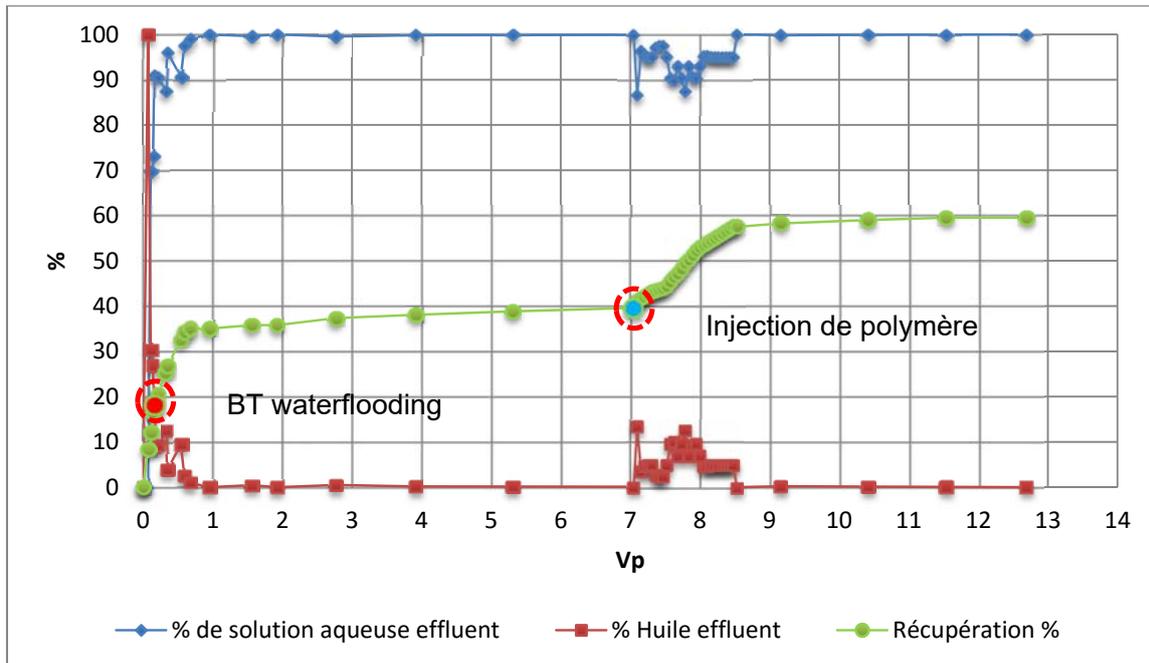


Figure 34 C4. Courbe de récupération pour l'expérience T(7Vp*)IW2500.

Les caractéristiques des expériences de balayage au polymère par incrémentation du débit sont présentées dans le Tableau 15 C4 ci-dessous.

Débit	Ca	Taux de cisaillement (s ⁻¹)	Récupération (%)	Sor B. matière	Sor comptage	Sor dispersion
0,04ml/min	1,05E-06	17	57,5	0,367	-	-
0,25ml/min	6,57E-06	109	58	0,36	-	-
0,5ml/min	1,31E-05	218	59	0,354	-	-
1,5ml/min	3,94E-05	651	59,5	0,349	-	-
3ml/min	7,88E-05	1302	59,5	0,349	0,35	0,32

Tableau 15 C4. Caractéristiques des débits pour T(7Vp*)IW2500

Les valeurs de la saturation résiduelle ainsi que les valeurs de récupération sont calculées par bilan de matière. La valeur de S_{or} est mesurée par atténuation gamma et par un test de dispersion diphasique en fin d'expérience. Les valeurs de S_{or} obtenues par volume ($S_{or}=0,349$), par comptage gamma ($S_{or}=0,35$) et par test de dispersion ($S_{or}=0,32$) sont comparables

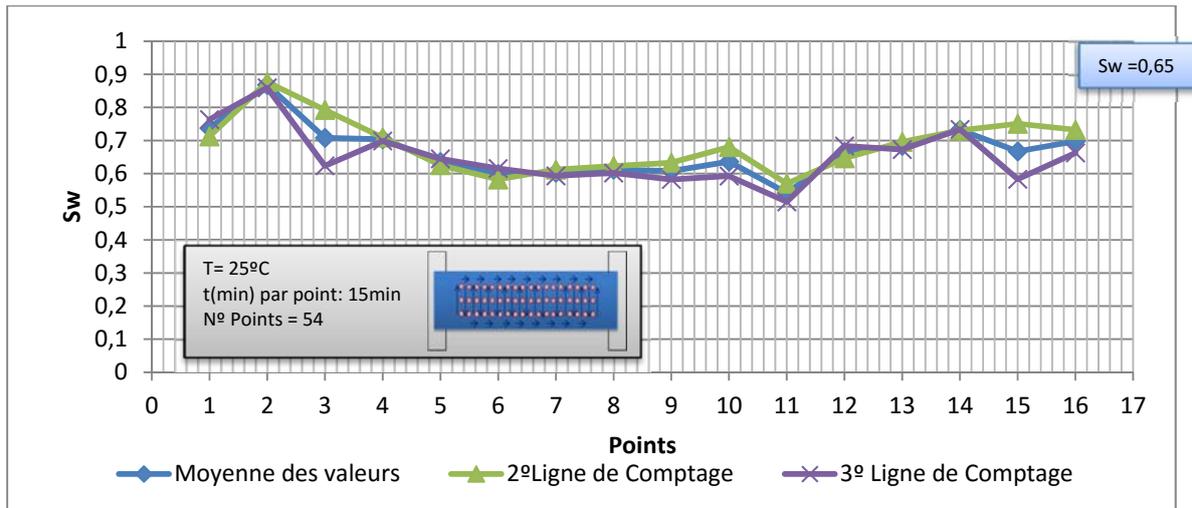


Figure 35 C4.Comptage gamma après polymère T(7Vp*)IW2500.

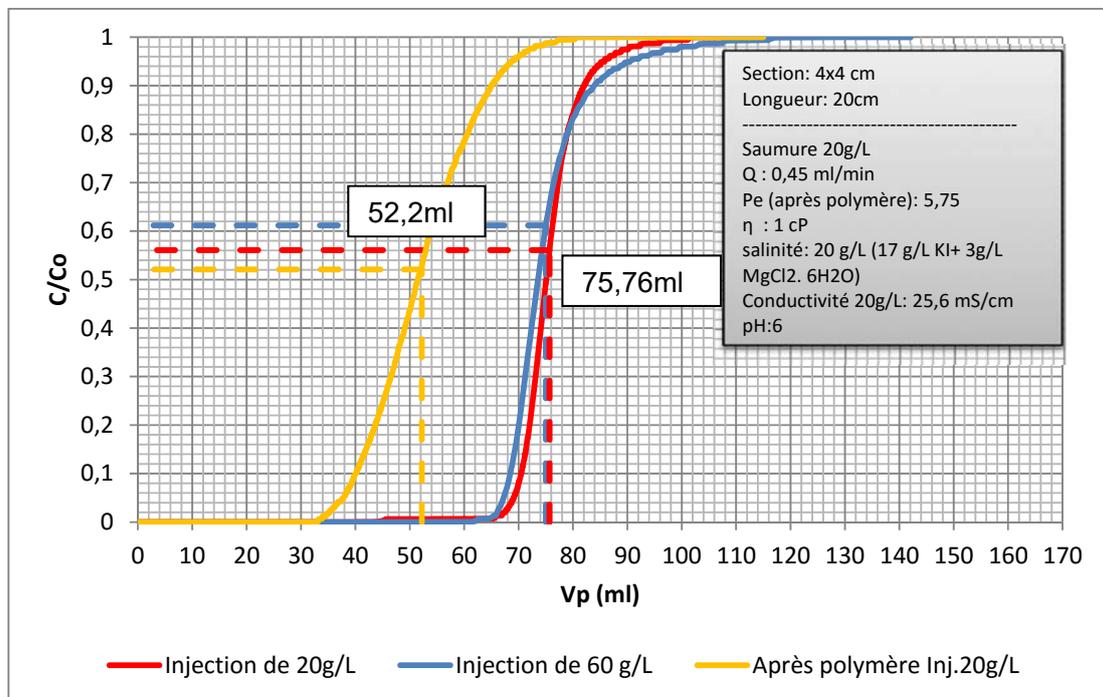


Figure 36 C4.Test de dispersion avant/après polymère T(7Vp*)IW2500.

Discussion partielle de l'injection de polymère après waterflooding

Un rapport de mobilité plus favorable, favorise le déplacement des bancs d'huile après les balayages à l'eau. Cela se traduit par une reprise de la production d'huile après l'injection d'eau au même nombre capillaire.

La courbe de récupération durant l'injection de polymère montre deux pentes qui mettent en évidence l'évolution du rapport de mobilité durant l'injection, avec une pente plus prononcée au moment de l'arrivée du front de la solution de polymère.

Les taux de cisaillement (Eq 32 C2) appliqués durant l'injection de polymère indiquent quelle région de viscosité (plateau newtonien ou pseudoplastique) de la solution de polymère est concernée. la partie de l'injection à débit de 0,04ml/min correspond en régime newtonien, tandis que la montée en débit correspond à la région pseudoplastique de la courbe de viscosité. La montée en débit provoque aussi une augmentation du nombre capillaire mais qui ne se traduit pas dans un incrément de production. Le fait de travailler à fortes débits peut occasionner une dégradation mécanique supplémentaire de la solution de polymère et par conséquent une diminution de l'efficacité de balayage.

Cette expérience sert de référence pour le développement de l'étude car elle pose des questions à l'heure de choisir la procédure d'injection de polymère. 1) quel est le moment opportun pour l'injection du polymère ? 2) Est-ce que seul un rapport de mobilités plus favorable suffit à augmenter la production d'huile? 3) quel est le rôle des effets viscoélastiques ? 4) Quel est le rôle de la mouillabilité ? Pour répondre à ces questions une série d'expériences est ensuite programmée.

4.5.3 Maturité (1Vp) d'injection de polymère

Pour étudier l'impact des injections d'eau préalables à l'injection de polymère, une série d'expériences tertiaires sont réalisées où le polymère est injecté après une étape d'injection d'eau (maturité). Dans ce qui suit on présente les résultats des injections de polymère après 1Vp d'eau injectée. La concentration de la solution de polymère utilisée est de $c=2500\text{ppm}$ (identique au cas précédent), et l'ensemble de la expérience est réalisée à débit constant ($Ca=10^{-6}$).

4.5.3.1 Tertiaire (1Vp) 2500ppm mouillabilité intermédiaire

Les caractéristiques du MP utilisé pour l'expérience en tertiaire 1Vp sont présentées dans le tableau suivant :

kw (m ²)	2,41E-12
Porosité (%)	25,3
Vp (ml)	81
Swi	0,146
OOIP (ml)	69
ko@swi (m ²) avant macération	3,16E-12
ko@swi (m ²) après macération	2,48E-12

Tableau 16 C4. Caractéristiques de MP pour l'expérience T(1Vp)IW2500(2).

L'injection d'eau est faite à un débit constant de 0,75ml/min ($Ca=10^{-6}$) jusqu'à 1Vp (Figure 37 C4). On observe une percée (BT) à 0,13Vp (point rouge), très similaire au cas antérieur (0,16Vp). La récupération se poursuit après la percée jusqu'à un taux de récupération en fin de waterflooding de 33%.

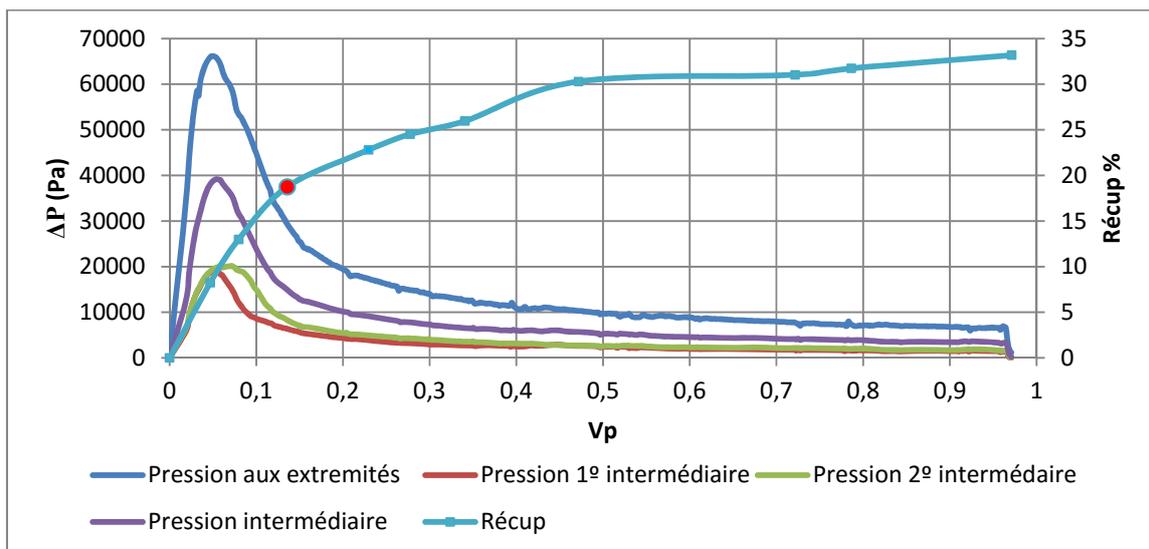


Figure 37 C4. Évolution de la pression et du taux de récupération durant le waterflooding pour l'expérience T(1Vp)IW2500(2).

Après la percée, quand la pression décroît la courbe de récupération présente un changement de pente puis une tendance à se stabiliser. Cependant les résultats montrent que la valeur plateau n'est pas encore atteinte.

Suite à l'injection d'eau, on procède à l'injection de polymère.

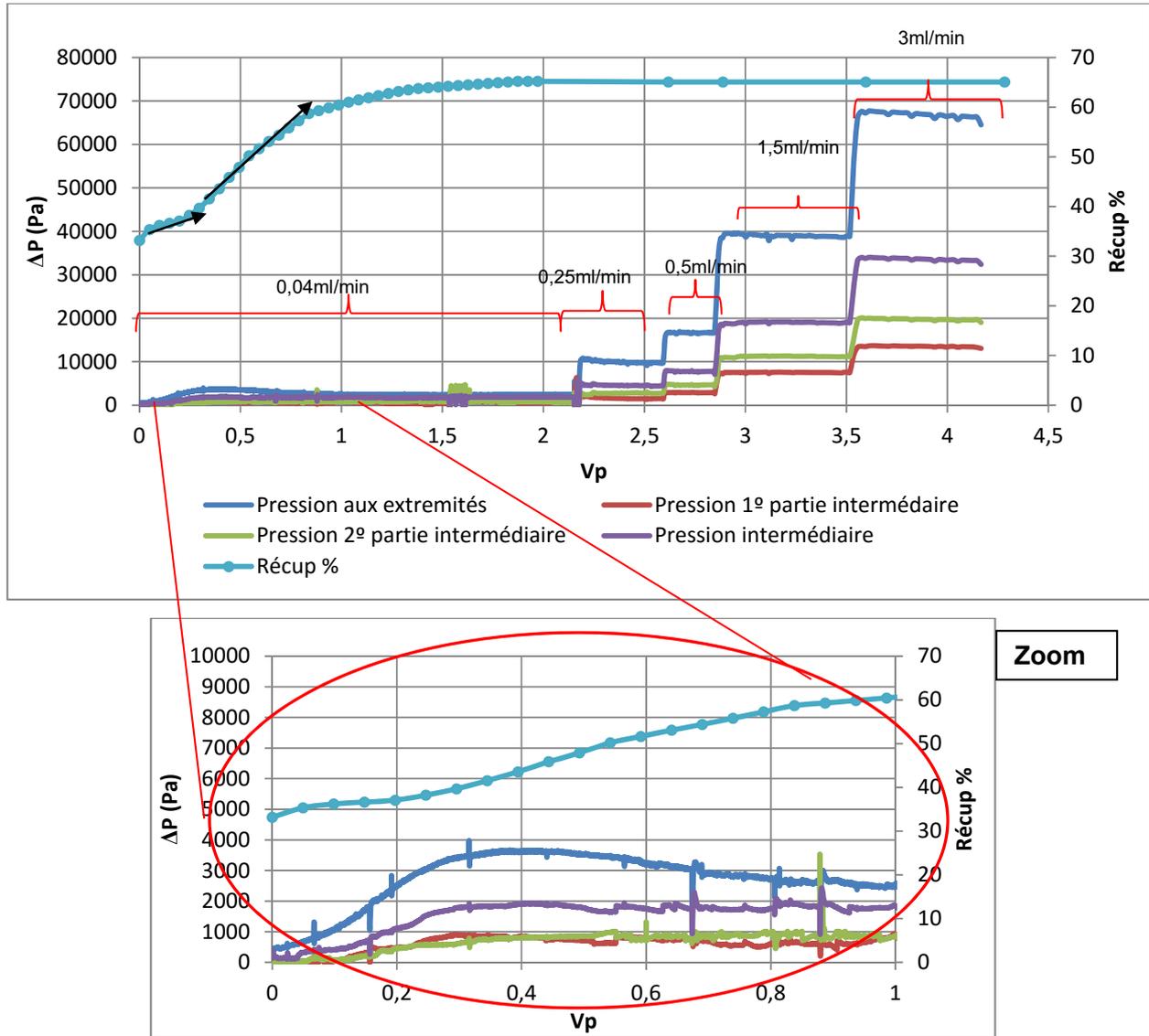


Figure 38 C4.Évolution de la pression durant l'injection de polymère pour l'expérience T(1Vp)IW2500(2).

La Figure 38 C4 présente la pression et le taux de récupération après le waterflooding. Les V_p indiqués correspondent à la solution de polymère. On distingue encore une fois une

première valeur de la pente qui évolue au moment de la stabilisation du signal de pression et plus marquée que lors de l'expérience T(6Vp*)IW2500. On observe aussi un front de polymère plus droit signe d'une amélioration de l'efficacité de balayage en atteignant une valeur de récupération finale de 65%, soit 5% de plus que pour l'expérience T(6Vp*)IW2500ppm.

L'ensemble des courbes de récupération (waterflooding et injection de polymère) montre l'incrément de la production grâce à l'injection de la solution de polymère qui présente un rapport de mobilité plus favorable que pour l'injection d'eau (Figure 39 C4). On note une diminution de la production de l'huile avant l'injection de polymère. Suite à l'injection de polymère la production d'huile est augmentée en deux temps. Dans un premier temps la production d'huile augmente progressivement jusqu'à la stabilisation du front d'avancement. Une fois la stabilisation du front est atteinte la production d'huile se maintient stable durant un certain temps. Ensuite la production d'huile diminue lentement à l'inverse de ce qui se passe durant le waterflooding.

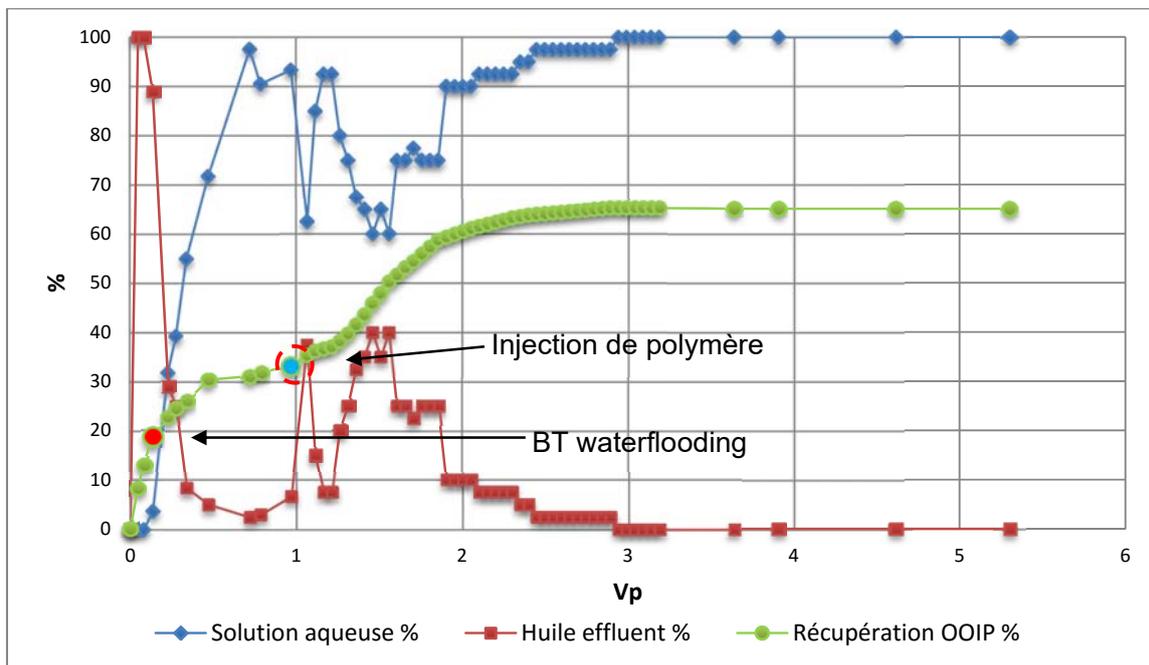


Figure 39 C4. Analyse de la récupération et le ratio solution aqueuse/huile T(1Vp)IW2500(2).

Le tableau ci-dessous résume les résultats de balayage durant l'injection de polymère incluant les montées en débit

Débit	Ca	Taux de cisaillement (s ⁻¹)	Récupération (%)	Sor B. matière	Sor comptage	Sor dispersion
0,04ml/min	1,05E-06	16	65	0,3	-	-
0,25ml/min	6,57E-06	101	65	0,3	-	-
0,5ml/min	1,31E-05	202	65	0,3	-	-
1,5ml/min	3,94E-05	606	65	0,3	-	-
3ml/min	7,88E-05	1213	65	0,3	0,307	0,293

Tableau 17 C4. Résumés des résultats de l'expérience T(1Vp)IW2500(2).

Le Sor est ici mesuré en fin d'expérience par atténuation gamma et par dispersion diphasique (Figure 40C4 et Figure 41 C4).

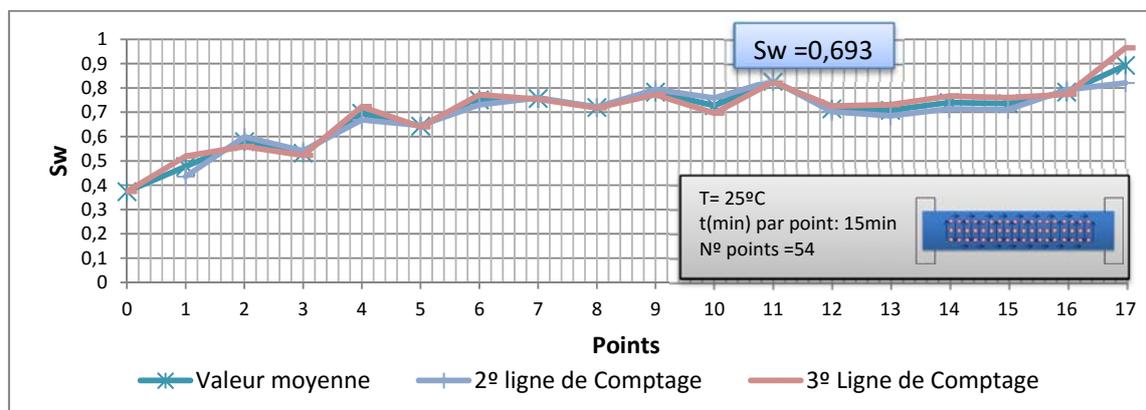


Figure 40 C4. Comptage gamma après polymère T(1Vp)IW2500(2).

Sur la Figure 40 C4 on observe une légère pente dans les premiers points de mesure (possible effet d'extrémité) qui conduit à une surestimation de la valeur de Sor obtenue par comptage. En sortie du milieu les deux fluides sortent à la même pression, ce qui se traduit par une pression capillaire nulle. Ceci fait que le fluide mouillant ne peut pas sortir et tend à s'accumuler à la sortie de l'échantillon avant de s'écouler. Ce phénomène est appelé « effet de bout ».

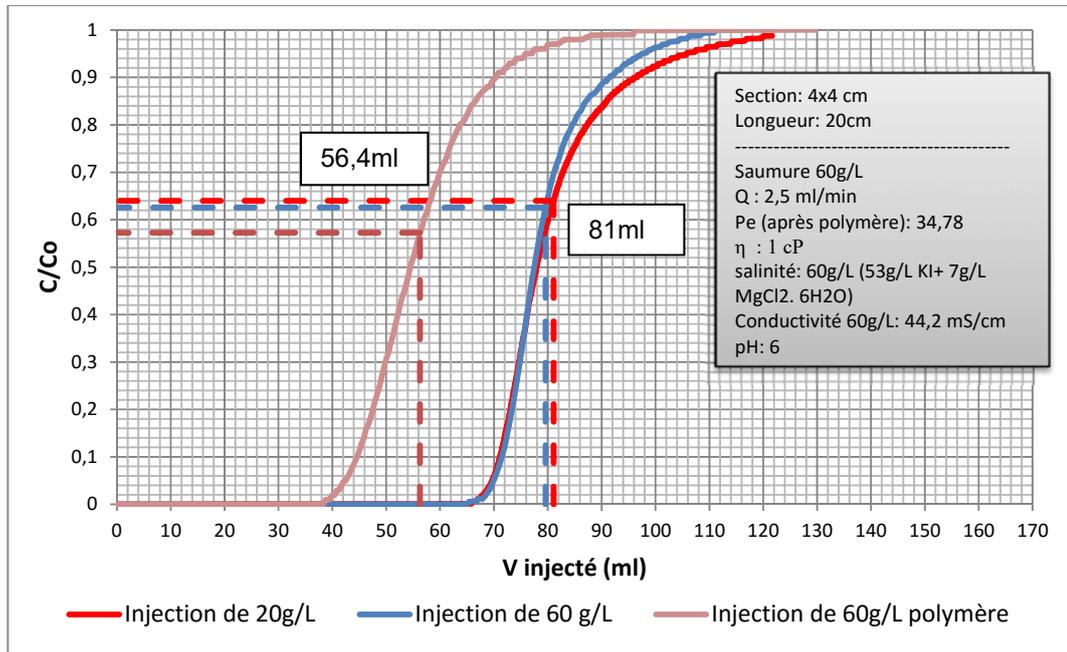


Figure 41 C4. Test de dispersion après polymère T(1Vp)IW2500(2).

Il est à noter que les valeurs de saturation déterminées par volume, par comptage et par dispersion sont quasi-identiques. L'expérience en tertiaire (1Vp) à $c=2500\text{ppm}$ a été réalisée une deuxième fois et dans les mêmes conditions la figure ci-dessous montre une comparaison entre ces deux expériences en terme de récupération. Elle illustre la bonne reproductibilité de nos expériences.

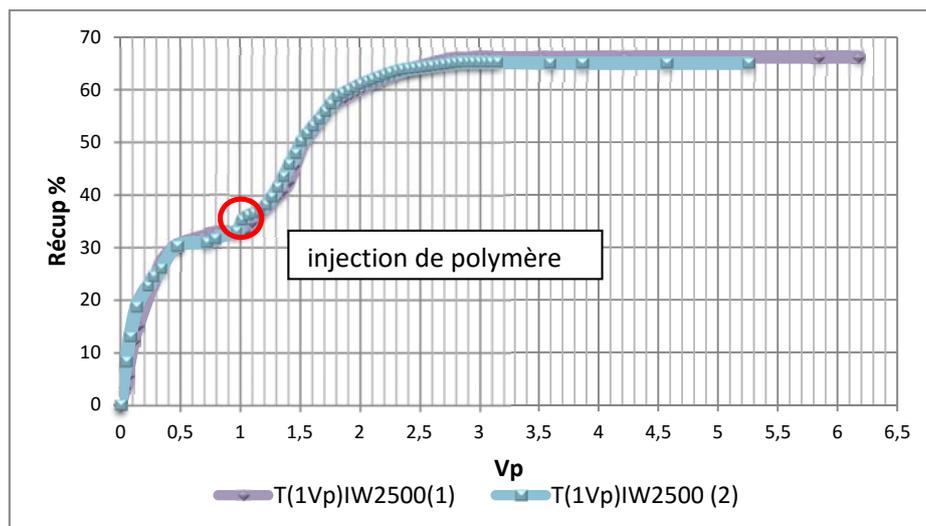


Figure 42 C4. Courbes de récupération à 1Vp en Tertiaire pour $c=2500\text{ppm}$.

Discussion partielle injection de polymère (1Vp)

Les résultats de l'injection de polymère après 1Vp d'injection d'eau montrent notamment une meilleure efficacité de balayage que pour le cas de T(6VP*)IW2500ppm. Cela s'explique grâce par un front de polymère plus droit qui favorise le déplacement de l'huile qui reste après l'injection d'eau. Cet effet est discuté plus loin.

Les injections d'eau lors des expériences T(1Vp)IW2500(1), T(1Vp)IW2500(2) et T(7Vp*)IW2500 présentent des comportements analogues. La percée de l'eau dans les trois cas se situe autour de 0,2VP, puis après la percée la récupération augmente progressivement. On note que les expériences à 1Vp ont été interrompues avant d'atteindre la valeur plateau de la production (d'autour de 38% et une saturation à l'eau $Sw \approx 0,4$).

Les taux de récupération finaux obtenus pour les deux cas et qui diffèrent de 5-7% suggèrent de se poser la question s'il existe un Vp optimal de polymère qui maximise le taux de récupération. Cela motive les expériences d'injection de polymère à différents instants de maturité

4.5.3.2 Injection de polymère à différents instants de maturité

Suite aux résultats présentés précédemment (injection de polymère après 1Vp d'eau), nous avons réalisés à $c=2500$ ppm et mouillabilité intermédiaire, plusieurs balayages au polymère à différents instants de l'injection (différents maturités) d'eau et à débit constant ($Ca=10^{-6}$).

Les différentes expériences sont résumées ci-dessous :

- injections à la percée de l'eau (en général après 0,2 PV d'injection d'eau)
- injections après 1 VP
- 1 injection après 1,75 VP d'eau
- 1 injection après 2,5 VP d'eau
- 1 injection après 4 VP d'eau
- injections après 6 VP d'eau (pour voir si une montée en débit peut influencer le taux récupération final).

Les courbes de récupération (ci-dessous) montrent une récupération finale en huile d'autant plus faible que l'injection de polymère est tardive atteignant une limite basse pour une injection après 2,5PV. Les pentes de récupération au polymère diminuent lorsque le polymère est injecté tardivement. On notera que le maintien d'un nombre capillaire à 10^{-6} au passage de l'injection d'eau (0,75ml/min) à l'injection de polymère implique une diminution du débit (0,04ml/min). Sur la Figure 43 C4 on constate l'influence de la montée en débit sur le front d'avancement de polymère. On observe un front de polymère plus droit pour le cas sans la montée en débit T(6Vp)IW2500 qui se traduit par une légère augmentation de la récupération de 3% par rapport à T(7Vp*)IW2500.

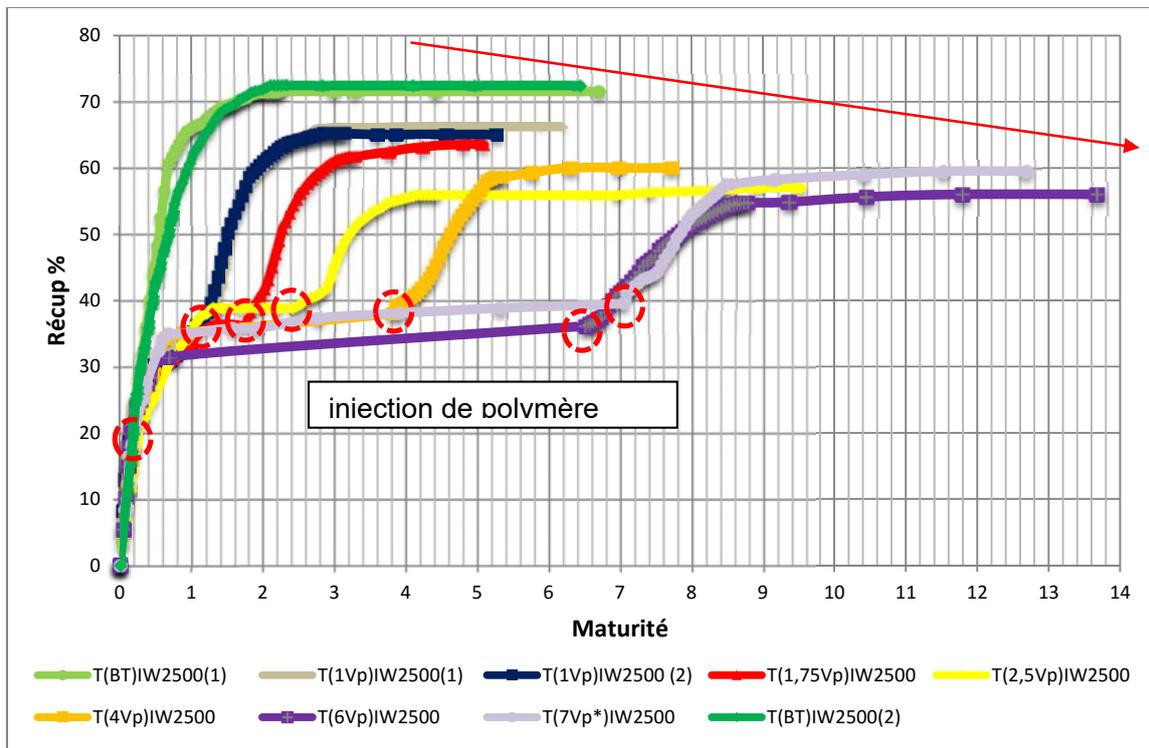


Figure 43 C4. Balayages en tertiaire 2500ppm, les cercles rouges correspondent au début de l'injection polymère

Ces résultats montrent l'impact du moment d'injection de polymère (maturité) sur la récupération. Pour se faire une idée plus complète de l'impact de cette maturité, il convient alors de réaliser des expériences à 0Vp ; c'est à dire en secondaire

4.5.3.3 Injection du polymère en Secondaire

La série d'expériences « secondaires » (injection de polymère sans waterflooding préalable) sont réalisées avec la même solution de polymère de concentration 2500ppm que pour les injections en tertiaire. Les injections de polymère à débit constant sont toujours effectuées à la même valeur du nombre capillaire ($Ca=10^{-6}$) pour obtenir des taux de récupération comparables avec les expériences en tertiaire. On présente dans le tableau ci-dessous les conditions de l'expérience SIW2500(5).

kw (m ²)	1,69E-12
Porosité (%)	25,4
Vp (ml)	81
Swi	0,12
OOIP (ml)	71
ko@swi avant macération (m2)	2,19E-12
ko@swi après macération (m2)	2,5E-12

Tableau 18 C4. Tableau récapitulatif des caractéristiques du MP SIW2500 (5).

On observe dans ce tableau une valeur de ko@swi après macération supérieure à la valeur avant macération qui caractérise une mouillabilité intermédiaire. L'injection de polymère est faite à un débit constant de $Q=0,04\text{ l/min}$ durant $2 V_p$.

La Figure 44 C4 présente l'évolution de la récupération d'huile et de la pression en fonction du nombre de volumes de pores (V_p) injectés. Après la percée à $0,44V_p$ (point rouge), on observe un incrément progressif de la récupération jusqu'à $1V_p$, valeur au-delà de laquelle la récupération se stabilise.

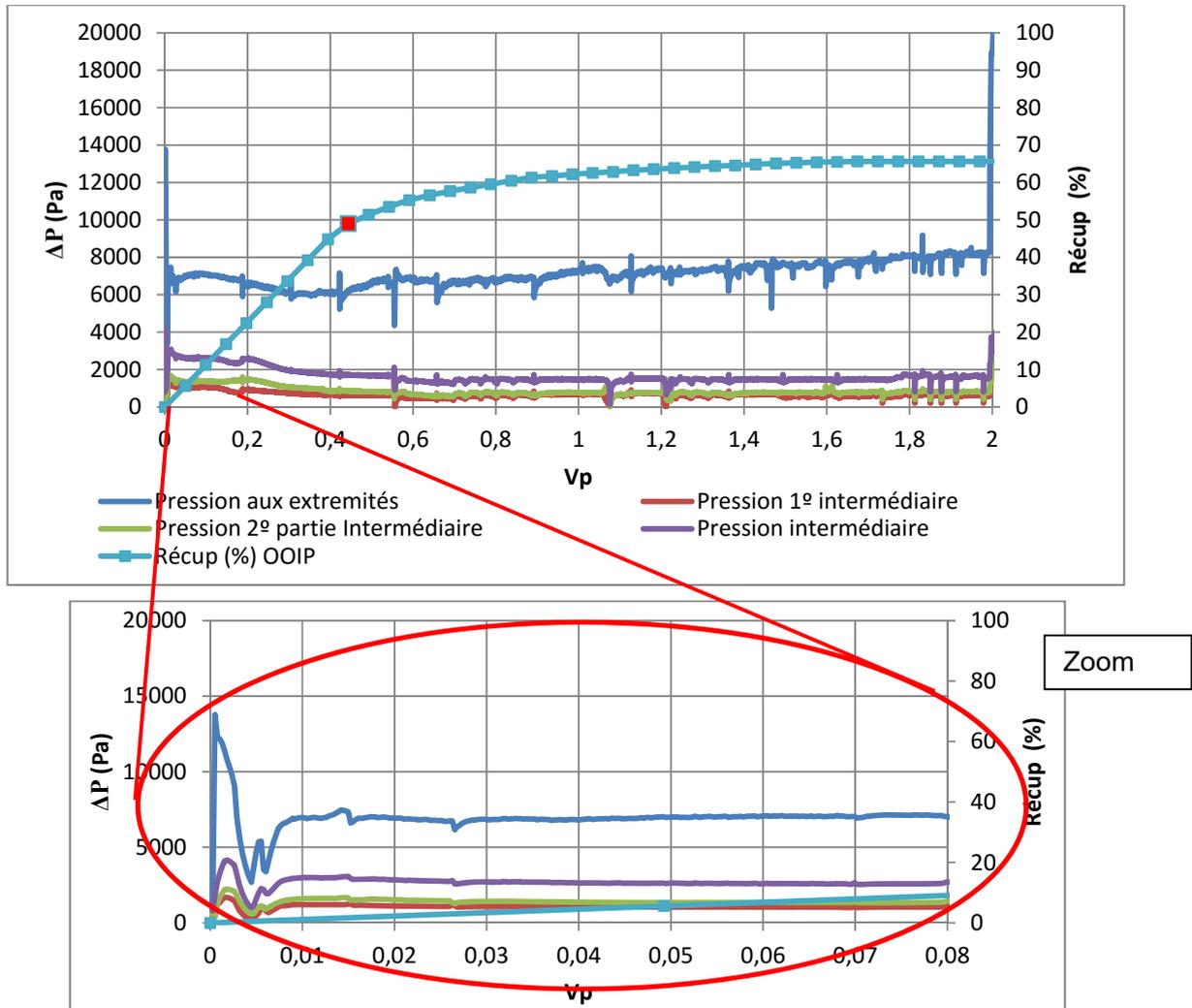


Figure 44 C4. Évolution de la pression de la pression et taux de récupération de l'huile durant l'injection en fonction du volume de polymère injecté à débit constant SIW2500(5).

En injection secondaire, les signaux de pression montrent une montée et une descente rapide suivie d'une stabilisation. Le temps de stabilisation est plus court (à $0,01V_p$, très tôt), que dans le cas du waterflooding. Le taux de récupération final atteint est de 65,65%. Le débit d'injection a ensuite été augmenté afin d'élever la pression dans le milieu poreux et la reprise de production d'huile (Figure 45 C4).

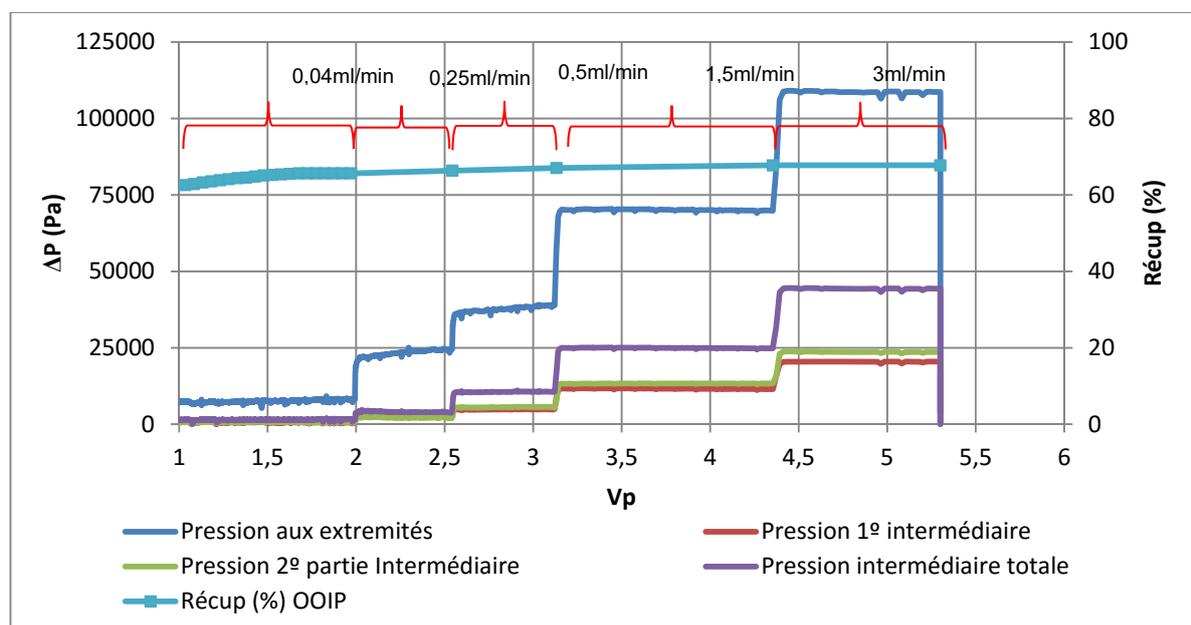


Figure 45 C4. Evolution de la pression et du taux de récupération de l'huile durant l'injection en fonction du V_p à différents débits SIW2500(5).

L'augmentation de la pression avec la montée en débit ne se traduit pas par un important incrément de la production d'huile (2%). A la fin de l'injection de polymère le taux de récupération final est de 67,75%. Les caractéristiques des expériences de balayage en secondaire sont rassemblées dans le Tableau 19 C4.

Débits	Ca	Taux de cisaillement (s^{-1})	Récupération (%)	Sor B. matière	Sor comptage	Sor dispersion
0,04ml/min	1,01E-06	14	65,65	0,302	-	-
0,25ml/min	6,32E-06	90	66,35	0,296	-	-
0,5ml/min	1,26E-05	179	67,05	0,289	-	-
1,5ml/min	3,79E-05	535	67,75	0,283	-	-
3ml/min	7,58E-05	1070	67,75	0,283	0,293	0,324

Tableau 19 C4. Caractéristiques de l'expérience SIW2500(5).

La mesure de Sor est vérifiée par comptage gamma et au travers d'un nouveau test de dispersion (Figure 47 C4).

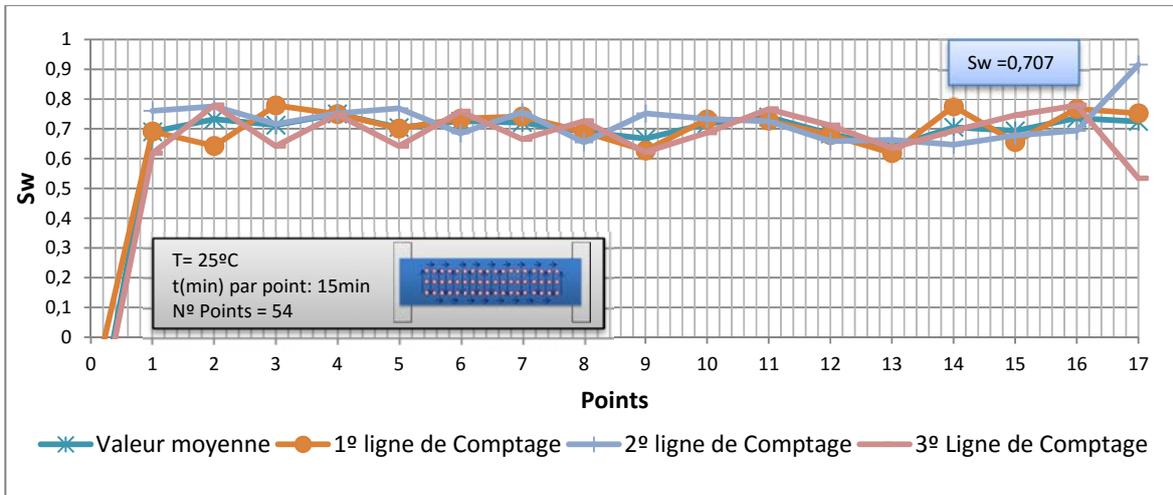


Figure 46 C4.Comptage gamma après polymère SIW2500ppm (5).

La différence de volume entre les courbes de percée des tests de dispersion permet d'évaluer la valeur de S_{or} .

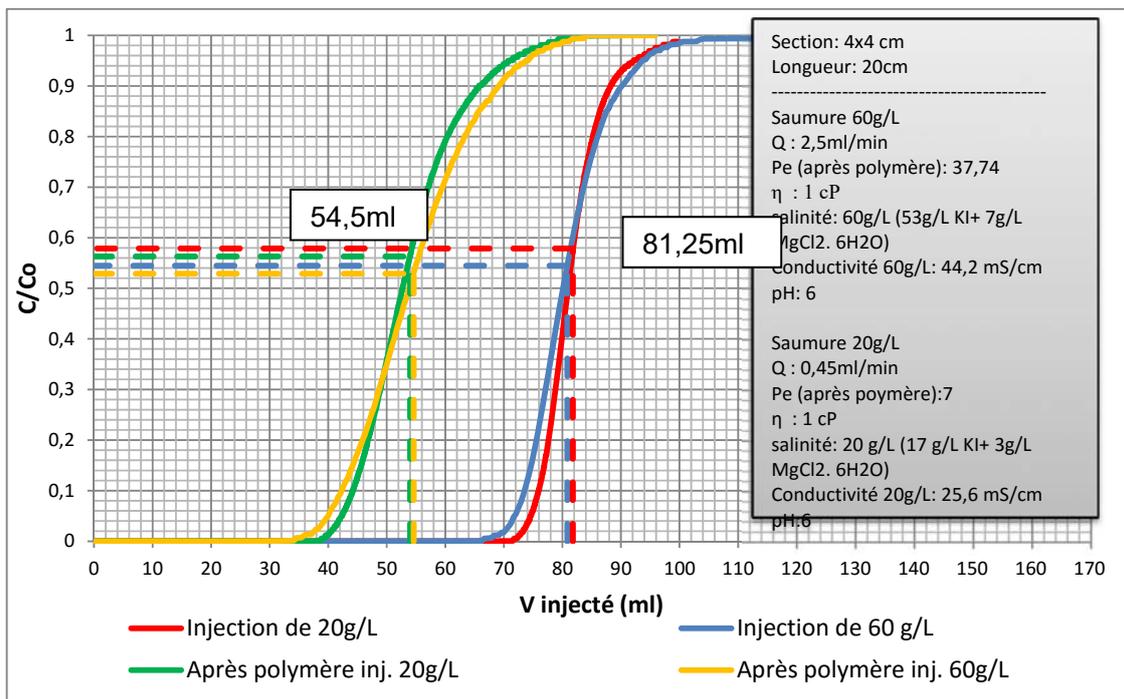


Figure 47 C4.Test de dispersion avant/après polymère SIW2500 (5).

Les valeurs de Sor mesurées par comptage, dispersion et par volume montrent un bon accord (Note : vu que les résultats de Sor montrent un bon accord pour toutes les expériences, désormais les figures de comptage gamma et de dispersion pour remesurer le Sor seront montrées dans les annexes II).

L'analyse des résultats du taux de récupération est faite également au travers du rapport des volumes d'huile et de solution aqueuse (water cut). Dans la Figure 48 C4 on voit que la percée (BT) se produit à 0,44Vp.

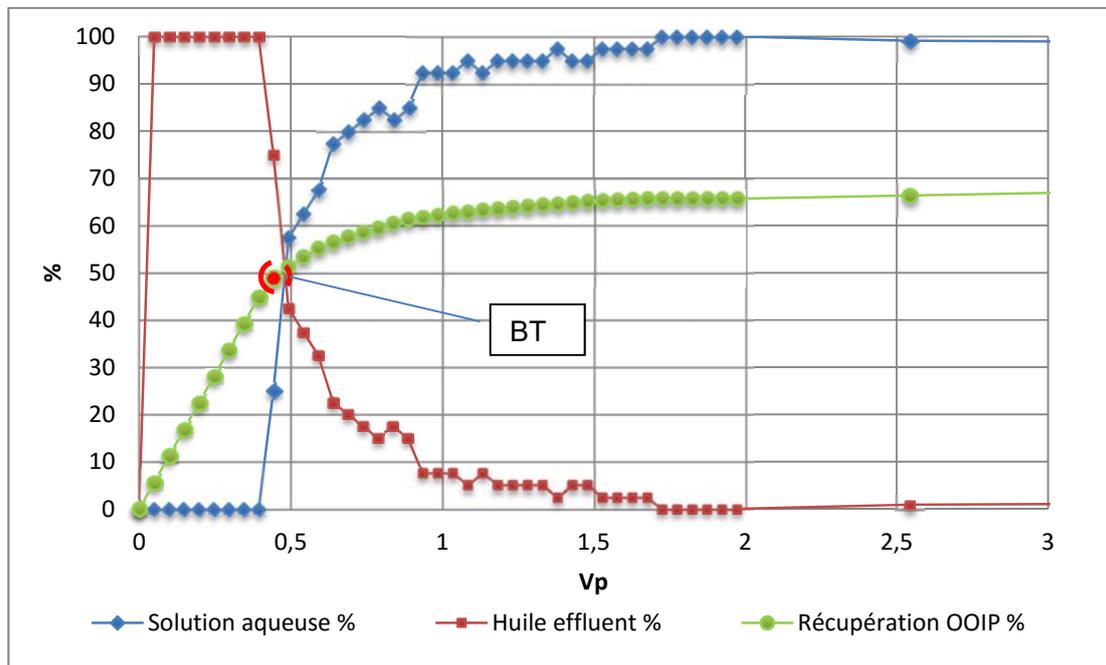


Figure 48 C4. Evolution des variables analysées (récupération, %eau, % huile) durant l'injection de polymère en fonction du volume de pore pour SIW2500(5).

On observe aussi une augmentation progressive de la production d'huile après la percée. Cela montre encore une fois un comportement très caractéristique de milieux de mouillabilité intermédiaire [Anderson 1986b].

Cette expérience en secondaire a été répétée 5 fois dans les mêmes conditions, les résultats en termes de récupération sont rassemblés sur la Figure 49 C4. Ils montrent une bonne reproductibilité avec une précision de l'ordre du pourcent

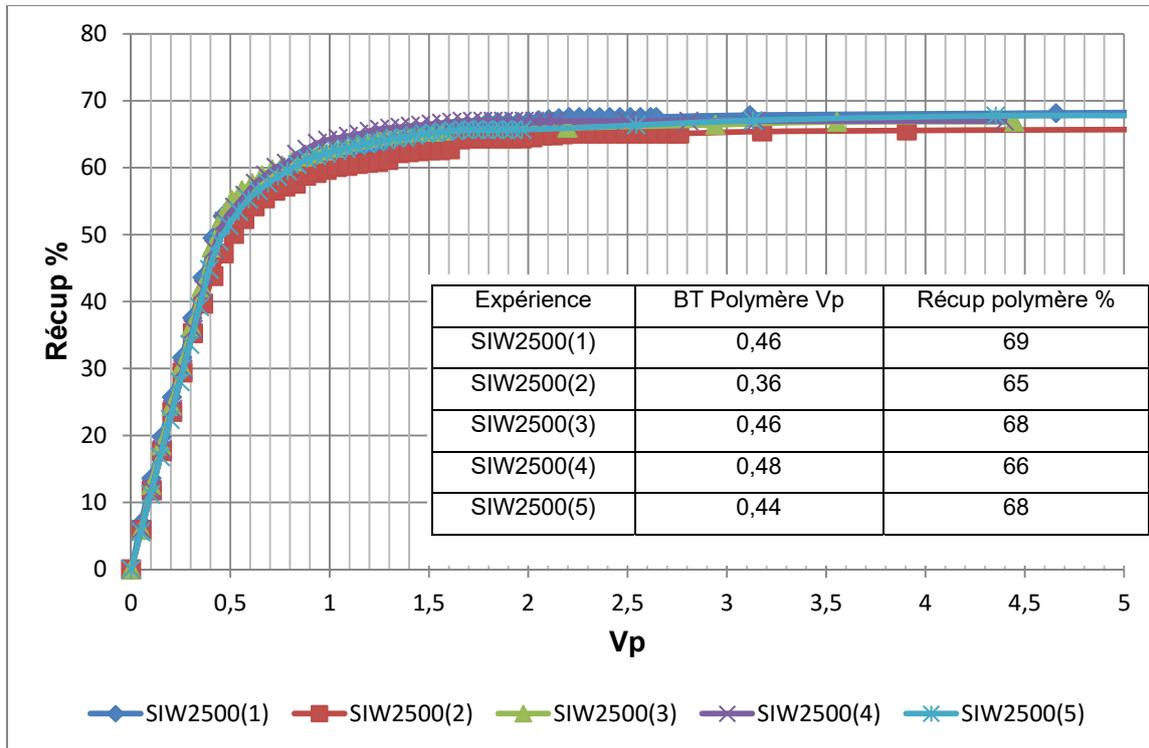


Figure 49 C4. Courbes de récupération des 5 expériences réalisées en secondaire, à mouillabilité intermédiaire et à $c=2500\text{ppm}$.

Discussion partielle de l'injection de polymère en secondaire

L'injection de polymère en secondaire montre une valeur finale de récupération très similaire à la valeur obtenue dans l'expérience en tertiaire T(1Vp)IW2500 (Figure 50 C4). On remarquera qu'une même valeur de récupération d'huile peut être obtenue en utilisant un moindre volume de polymère si l'injection du polymère débute après l'injection de 1VP d'eau.

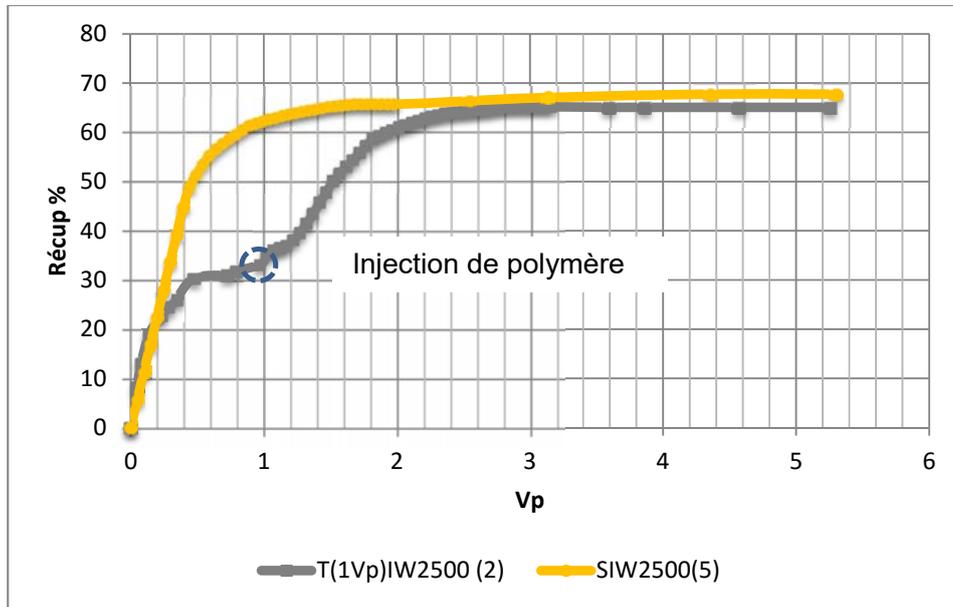


Figure 50 C4. Courbes de récupération des expériences SIW2500(5), T(6Vp*)IW2500 et T(1Vp)IW2500(2).

D'ailleurs, les expériences en secondaire comparées aux expériences de waterflooding simple montrent une meilleure efficacité de balayage (Figure 51 C4).

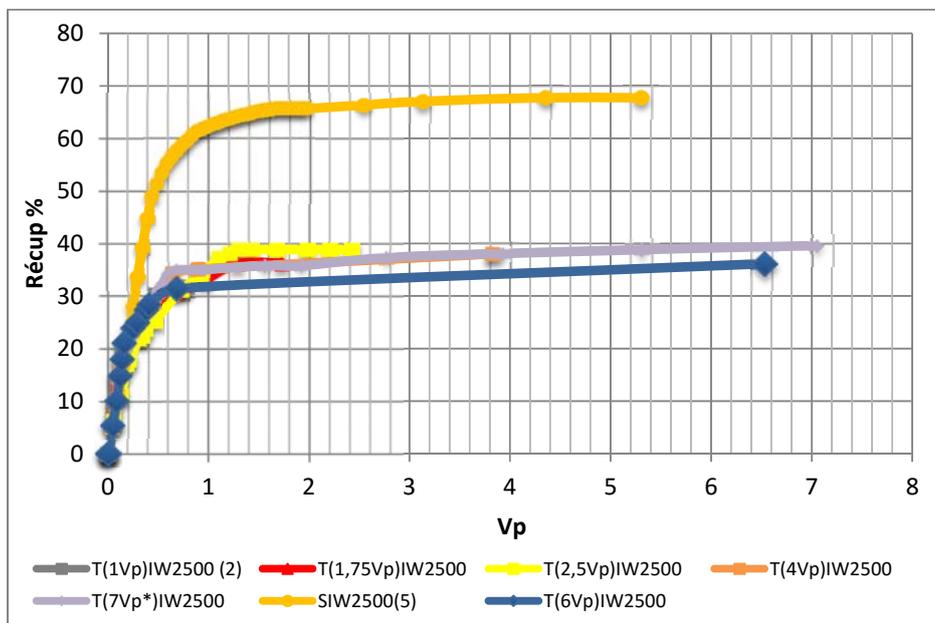


Figure 51 C4. Comparaison entre les courbes de récupération en secondaire et le waterflooding simple ($Ca=10^{-6}$).

Cette figure met en évidence l'influence des effets visqueux sur le taux de récupération pour un même nombre capillaire. Cet incrément de production est dû à un rapport de mobilité plus favorable qui améliore l'efficacité de balayage. De la comparaison entre le waterflooding et le secondaire on peut tirer les conclusions suivantes :

- Percée plus tardive, 0,44Vp en secondaire et 0,2 pour le waterflooding.
- Valeur de la récupération plus élevée, 18% de différence
- Front d'avancement plus droit (moins de digitations)

4.5.4 Influence des effets viscoélastiques

Les résultats de la littérature montrent que l'efficacité d'un balayage pour une solution de polymère est due à l'amélioration du rapport de mobilité et à des effets viscoélastiques. Pour étudier ce dernier point nous utilisons maintenant la solution de polymère de concentration moindre ($c=1800\text{ppm}$) que pour les expériences précédents mais un taux de dégradation plus faible (40%). Le but ici est d'injecter une solution de polymère dont le caractère viscoélastique est plus prononcé, tout en concernant le même rapport de mobilité. Dans cette partie on montre les résultats des expériences d'injection de polymère à 1800ppm en secondaire et à 1Vp. (Note : les courbes de pression sont supprimées désormais pour alléger la lecture des résultats (voir annexes II)).

4.5.4.1 Secondaire 1800ppm mouillabilité intermédiaire

Les caractéristiques du MP de l'expérience SIW1800 (1) sont les suivantes:

kw (m ²)	1,98 E-12
Porosité (%)	25,1
Vp (ml)	80
Swi	0,109
OOIP (ml)	71
ko@swi (m ²) avant macération	2,19E-12
ko@swi (m ²) après macération	2,1E-12

Tableau 20 C4. Caractéristiques de SIW1800 (1)

On observe des caractéristiques très similaires à l'expérience SIW2500ppm (5). Après la caractérisation du MP, le drainage $ko_1(swi)$, le processus de macération et la mesure de $ko_2(swi)$ on procède à l'injection de polymère pour $c=1800ppm$.

Les valeurs obtenues sont très similaires aux valeurs obtenues en procédure secondaire à $C=2500ppm$.

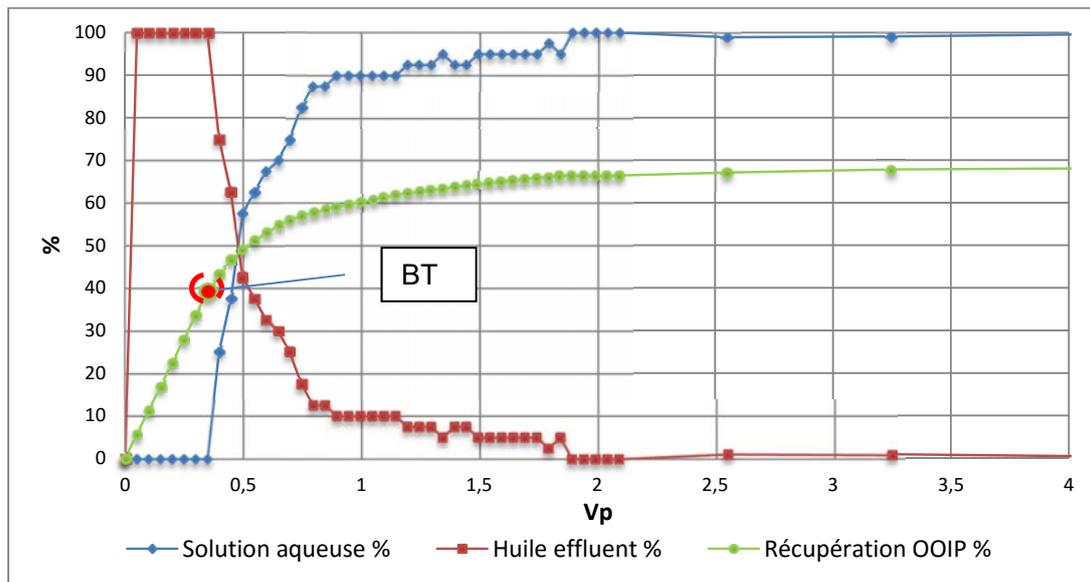


Figure 52 C4. Pourcentages des effluents huile/eau ainsi que la récupération d'huile pour SIW1800 (1).

L'injection à débit constant de $Q=0,04ml/min$ ($Ca=10^{-6}$) durant $2Vp$, permet d'atteindre un taux de récupération de 66%, (Figure 52 C4) valeur proche de la valeur obtenue pour l'expérience précédente (SIW2500 (5), 68%) tout comme une percée comparable. Très peu de production incrémentale est également observée lors des montées en débit.

Les résultats du balayage sont résumés ci-dessous. :

Débits	Ca	Taux de cisaillement (s ⁻¹)	Récupération (%)	Sor B. matière	Sor comptage	Sor dispersion
0,04ml/min	1,65 E-06	13	66,4	0,298	-	-
0,25ml/min	7,41 E-06	82	67,1	0,292	-	-
0,5ml/min	1,48 E-05	163	67,8	0,286	-	-
1,5ml/min	4,45 E-05	489	68,1	0,283	-	-
3ml/min	8,89 E-05	979	68,1	0,283	0,266	0,332

Tableau 21 C4. Résultats synthétiques de balayage pour l'expérience SIW1800 (1).

Les valeurs de Sor sont comparables entre elles, on note cependant une surestimation du Sor par la méthode de dispersion diphasique.

On dispose de 2 balayages de mouillabilité intermédiaire avec une concentration en polymère de 1800ppm qui sont comparés sur la Figure 53 C4, on voit une très bonne reproductibilité des expériences réalisées.

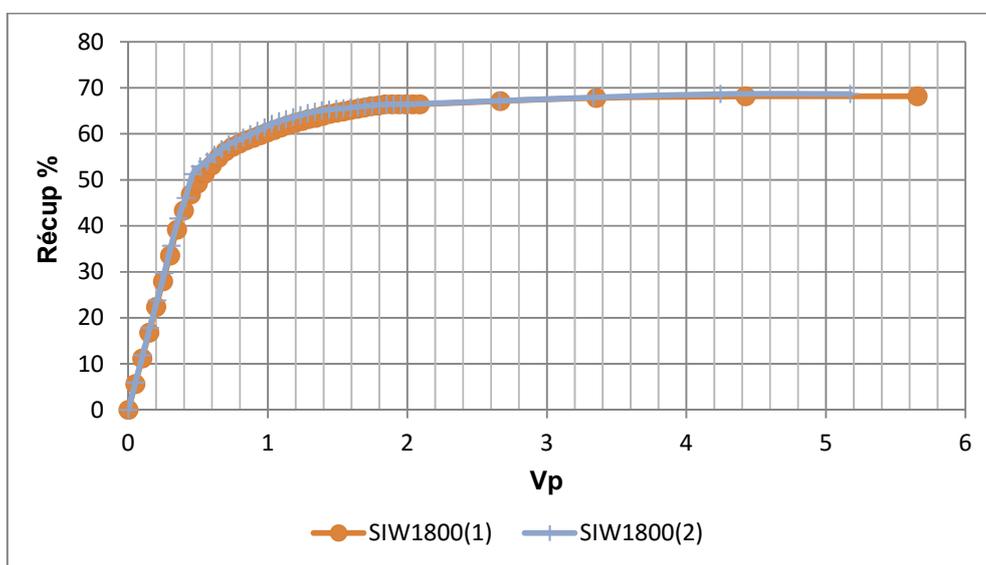


Figure 53 C4. Courbes de récupération des 2 expériences réalisées en secondaire, à mouillabilité intermédiaire et à $c=1800\text{ppm}$.

La comparaison des résultats en balayages secondaires ($c=1800\text{ppm}$ et 2500ppm) est présentée dans la figure suivante :

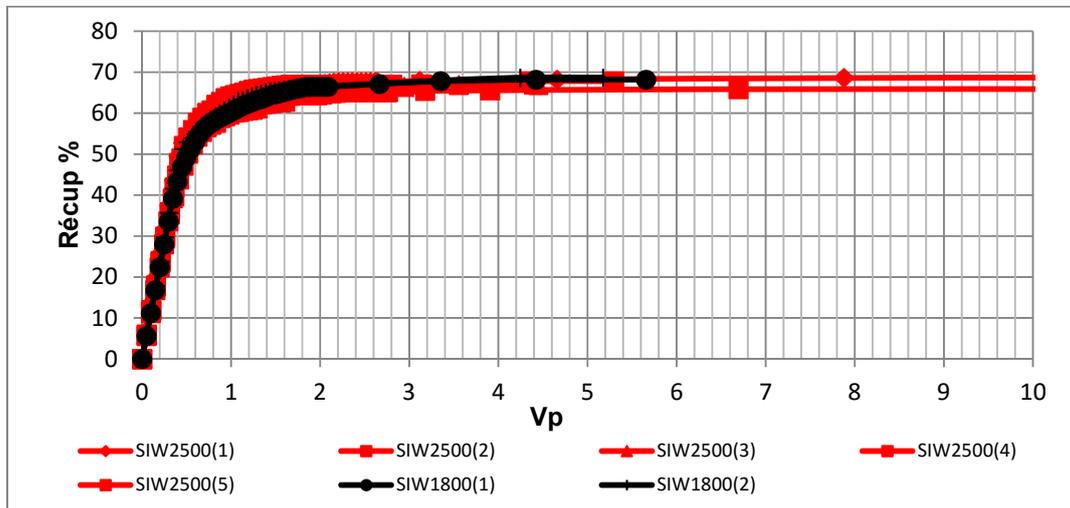


Figure 54 C4. Courbes de récupérations des expériences en secondaires pour les solutions de polymère de 1800ppm et 2500ppm.

La Figure 54 C4 montre que l'effet d'une injection d'un polymère moins dégradé, plus viscoélastique, pour un même rapport de mobilité et même polymère ne provoque pas un incrément de la production notable.

Le fait d'utiliser deux solutions ($c=2500\text{ppm}$ et $c=1800\text{ppm}$) avec deux taux de dégradation différents mais le même rapport de mobilité ne se traduit pas par un comportement différent. Pour les deux solutions on obtient le même taux de récupération (68%) et la forme des courbes de récupération est très similaire pour les deux concentrations. Cela est sans doute dû au fait que notre procédé de dégradation ne produit pas de changement du caractère viscoélastique tel qu'il impacte significativement la récupération. Il convient dans ce cas de renouveler ces expériences en prenant des polymères de masse moléculaires différentes.

4.5.4.2 Tertiaire (1Vp) 1800ppm mouillabilité intermédiaire

De la même manière que dans le cas secondaire, on a réalisé deux expériences en tertiaire (1Vp et 6Vp). Pour l'expérience tertiaire à 1800ppm (1Vp) on a utilisé un milieu dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau suivant:

kw (m ²)	1,38E-12
Porosité (%)	24,5
Vp (ml)	78
Swi	0,102
OOIP (ml)	70
ko@swi (m ²) avant macération	2,22
ko@swi (m ²) après macération	1,72E-12

Tableau 22 C4. Caractéristiques de l'expérience T(1Vp)IW1800.

L'injection d'eau (waterflooding) s'effectue à débit constant de 0,75ml/min ($Ca=10^{-6}$). La percée (point rouge) est observée à 0,2Vp (Figure 55 C4). Après la percée la récupération augmente progressivement jusqu'à une valeur de 38%.

L'injection de polymère est ensuite faite durant 2 Vp. Le taux de récupération finale est de 67% et n'est pas modifié durant la montée en débit. La courbe de récupération présente encore une fois une rupture de pente (Figure 55 C4) un premier incrément de la production correspond à la modification du rapport de mobilité, le deuxième incrément de production, dont la pente est plus forte est dû à l'avancée du front de polymère. Les productions d'eau et d'huile sont présentées ci-dessous :

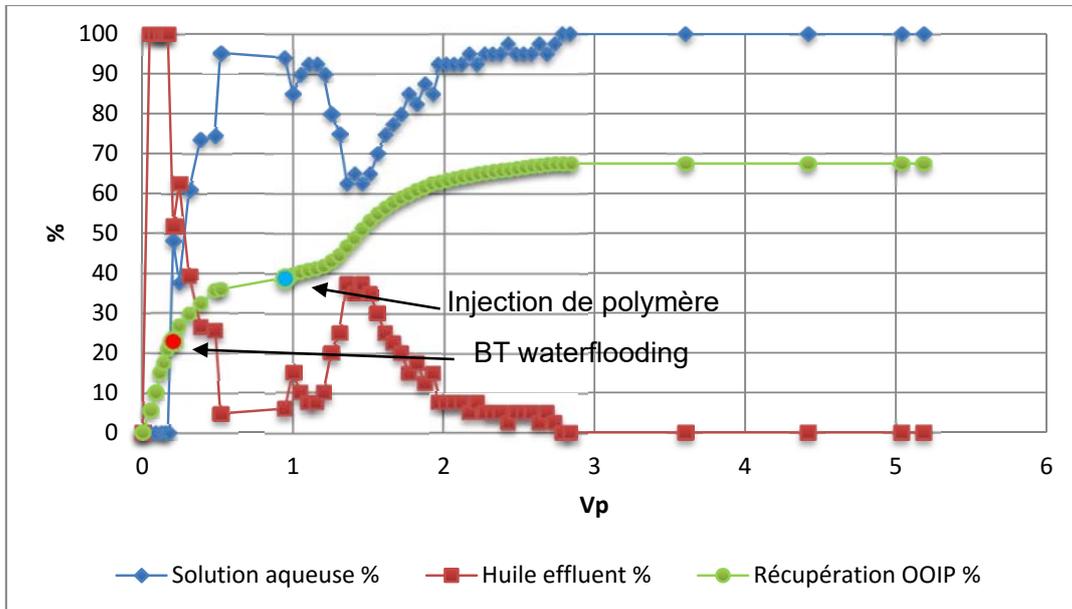


Figure 55 C4. Récupération d'huile et rapport solution aqueuse/huile T(1Vp)IW1800.

De la même façon que pour les expériences en secondaire (à différentes concentrations), on observe dans la Figure 55 C4 que les comportements des courbes de récupération en tertiaire pour $c=2500\text{ppm}$ et $c=1800\text{ppm}$ sont très similaires ce qui montre encore une fois que les effets viscoélastiques ne sont pas déterminants dans ces conditions. Une autre remarque concerne la percée durant le waterflooding qui se situe toujours à $V_{p\text{Percée}} \approx 0,15$. Les valeurs de S_{or} finales sont également comparables

Les résultats de ces balayages au polymère sont les suivants :

Débit	Ca	Taux de cisaillement (s^{-1})	Récupération (%)	Sor B. matière	Sor comptage	Sor dispersion
0,04ml/min	1,05E-06	16	67,45	0,28	-	-
0,25ml/min	6,57E-06	101	67,45	0,28	-	-
0,5ml/min	1,31E-05	203	67,45	0,28	-	-
1,5ml/min	3,94E-05	609	67,45	0,28	-	-
3ml/min	7,88E-05	1219	67,45	0,28	0,271	0,73

Tableau 23 C4. Caractéristiques et débits appliqués durant la injection de polymère T(1Vp)IW1800.

Les courbes de récupération obtenue en balayage tertiaire après 1Vp d'injection d'eau sont présentées ci-dessous pour les deux concentrations en polymère.

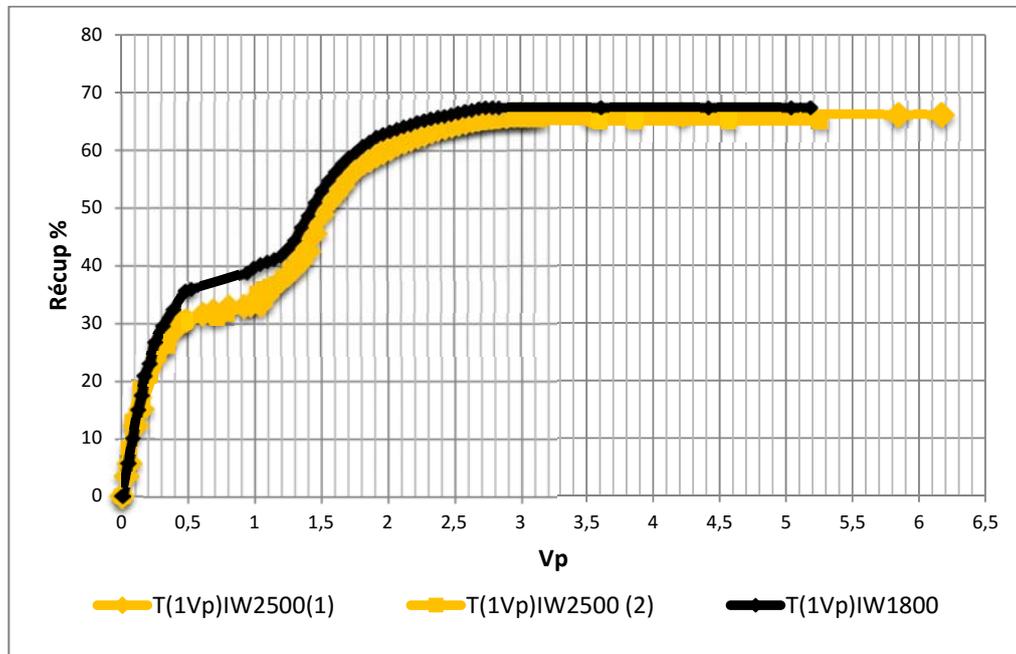


Figure 56 C4. Courbes de récupération à 1Vp en Tertiaire.

La comparaison des courbes de récupérations dans la Figure 56 C4, montre un comportement identique avec les deux concentrations et un taux de récupération très similaire.

Discussion partielle de l'injection de polymère en secondaire

L'examen des courbes de récupération pour les injections de polymère 1800ppm, ne montre pas de différences notables de comportement ce qui implique que dans notre cas les effets visqueux sont plus déterminants que les effets viscoélastiques.

4.5.5 Effet de la mouillabilité

Jusqu'à présent on a observé l'influence des effets viscoélastiques et de la précocité de l'injection de polymère sur les taux de récupération. Dans le chapitre II on a montré les différents comportements qu'on peut observer en fonction de la mouillabilité. Pour étudier cet aspect on a réalisé trois autres expériences d'injection de polymère, en secondaire, au BT et 1VP, en

conditions de mouillabilité franche à l'eau. Les expériences sont réalisées avec une huile minérale ($\eta=200\text{cP}$) à $T=25^\circ\text{C}$.

4.5.5.1 Secondaire 2500ppm

À $T=25^\circ\text{C}$ le polymère à même concentration et même taux de dégradation a une valeur de viscosité de $22,4\text{cP}$. Les propriétés du MP pour l'expérience SWW2500 (1) de mouillabilité franche à l'eau sont résumées dans le Tableau 24 C4:

kw (m ²)	2,04E-12
Porosité (%)	24,9
Vp (ml)	79
Swi	0,147
OOIP (ml)	68
ko@swi (m2)	2,88E-12

Tableau 24 C4. Tableau récapitulatif des caractéristiques du MP SWW2500 (1).

Cette injection de polymère est faite au même nombre capillaire ($Ca=10^{-6}$) que les expériences en secondaire montrées précédemment. On observe une stabilisation de la récupération plus nette que dans le cas d'une mouillabilité intermédiaire pour laquelle la courbe montre une progression lente de la récupération. Le plateau de récupération commence à $0,5V_p$ (plus tard que pour une mouillabilité intermédiaire), et la récupération finale à débit constant est de dix points (58,05%) inférieure à celle de l'expérience SIW2500 (5) (Figure 57 C4.).

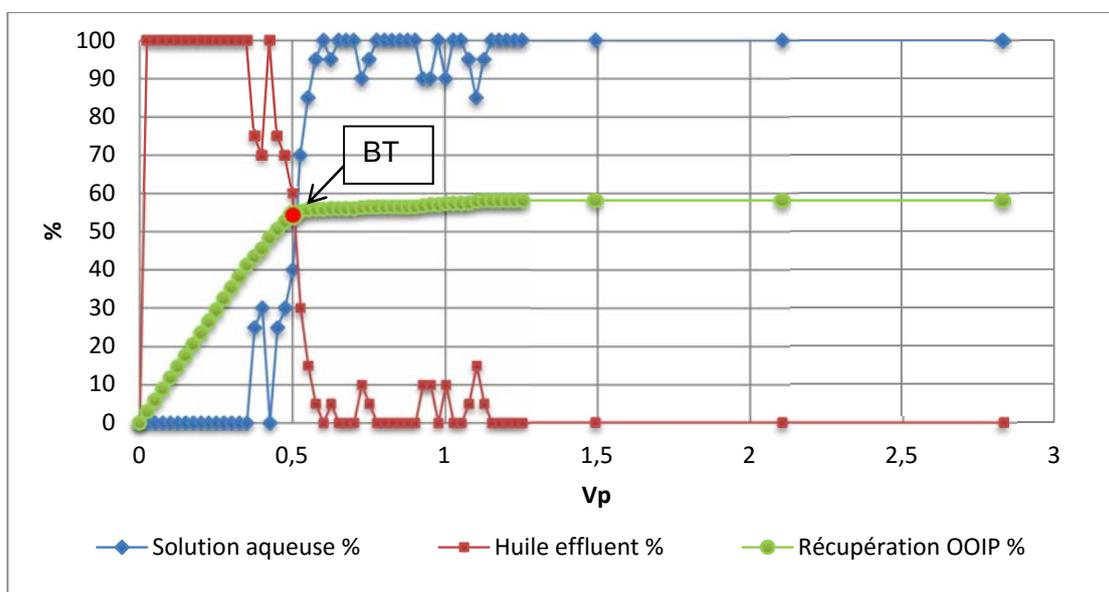


Figure 57 C4. Pourcentages et évolution de la concentration pour l'expérience SWW2500.

La montée en débits (Figure 57 C4.) ne conduit pas à un incrément de la production d'huile comme observé précédemment. Les caractéristiques des balayages sont résumées dans le tableau suivant :

Débit	Ca	Taux de cisaillement (s ⁻¹)	Récupération (%)	Sor B. matière	Sor comptage	Sor dispersion
0,02ml/min	6,81E-07	13	58	0,357	-	-
0,25ml/min	8,51E-06	85	58	0,357	-	-
0,5ml/min	1,70E-05	171	58	0,357	-	-
1,5ml/min	5,11E-05	514	58	0,357	0,353	0,376

Tableau 25 C4. Gradient de pression en fonction du Vp SWW2500.

La comparaison des résultats des courbes de récupérations des expériences effectuées en secondaire montre nettement les deux comportements à différentes mouillabilités.

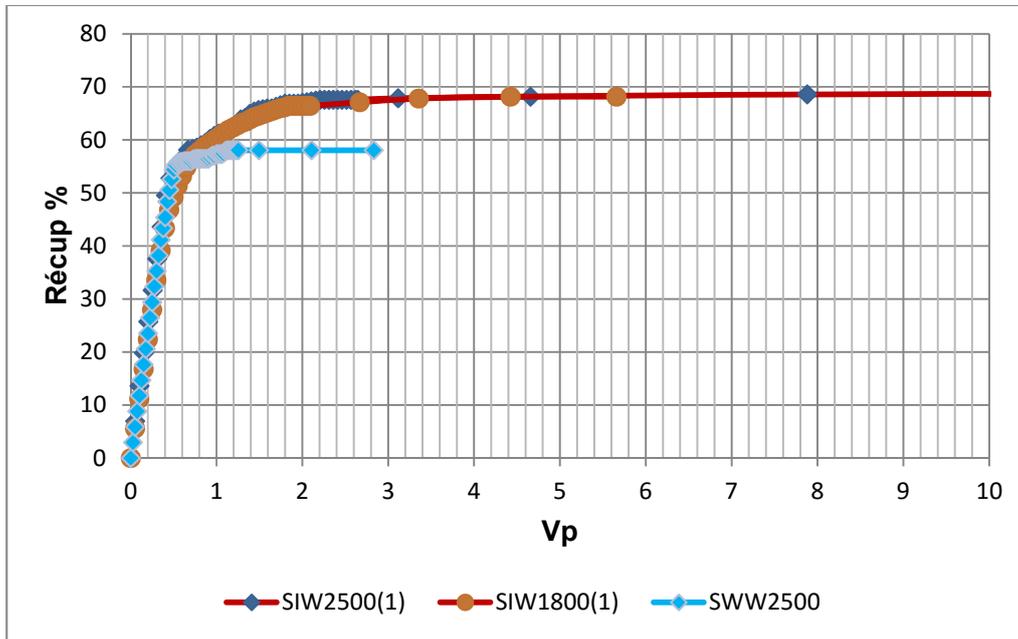


Figure 58 C4. Comparaison entre les récupérations en secondaire à différents mouillabilités et même rapport de mobilité.

4.5.5.2 Tertiaire (1Vp) 2500ppm mouillabilité franche à l'eau

L'injection en tertiaire (1VP) à mouillabilité franche à l'eau est faite dans un milieu dont les caractéristiques sont les suivantes :

kw (m ²)	3,64E-12
Porosité (%)	25,3
Vp (ml)	81
Swi	0,14
OOIP (ml)	70
ko@swi (m ²)	3,86E-12

Tableau 26 C4. Caractéristiques de T(1Vp)WW2500.

L'injection d'eau s'effectue à débit constant ($Ca=10^{-6}$) jusqu'à 1Vp. Dans le cas d'un milieu de mouillabilité franche à l'eau la percée intervient à 0,3Vp, plus tardive que dans le cas d'une mouillabilité intermédiaire (BT = 0,16Vp).

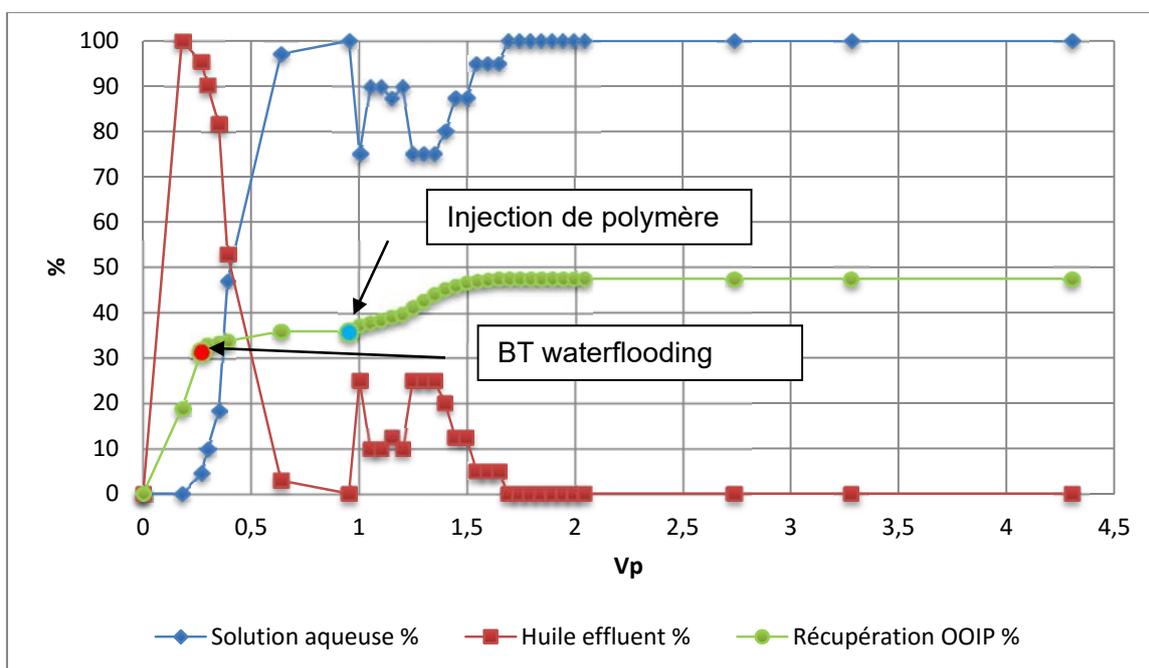


Figure 59 C4. Analyse de la récupération et ratio solution aqueuse/huile T(1Vp)WW2500.

Lors de l'injection de polymère on observe un comportement similaire à l'expérience T(1Vp)IW2500(2) avec un changement de pente moins prononcé.

Débits	Ca	Taux de cisaillement (s ⁻¹)	Récupération (%)	Sor B. matière	Sor comptage	Sor dispersion
0,04ml/min	1,39E-06	11	47,45	0,452	-	-
0,25ml/min	8,70E-06	70	47,45	0,452	-	-
0,5ml/min	1,74E-05	141	47,45	0,452	-	-
0,75ml/min	2,61E-05	211	47,45	0,452	0,437	0,455

Tableau 27 C4. Caractéristiques de débits appliqués durant la injection de polymère T(1Vp)WW2500.

La comparaison des courbes de récupération des expériences 2)T(1Vp)IW2500 et T(1Vp)WW2500 met en évidence l'effet de la mouillabilité sur la récupération finale (Figure 58 C4).

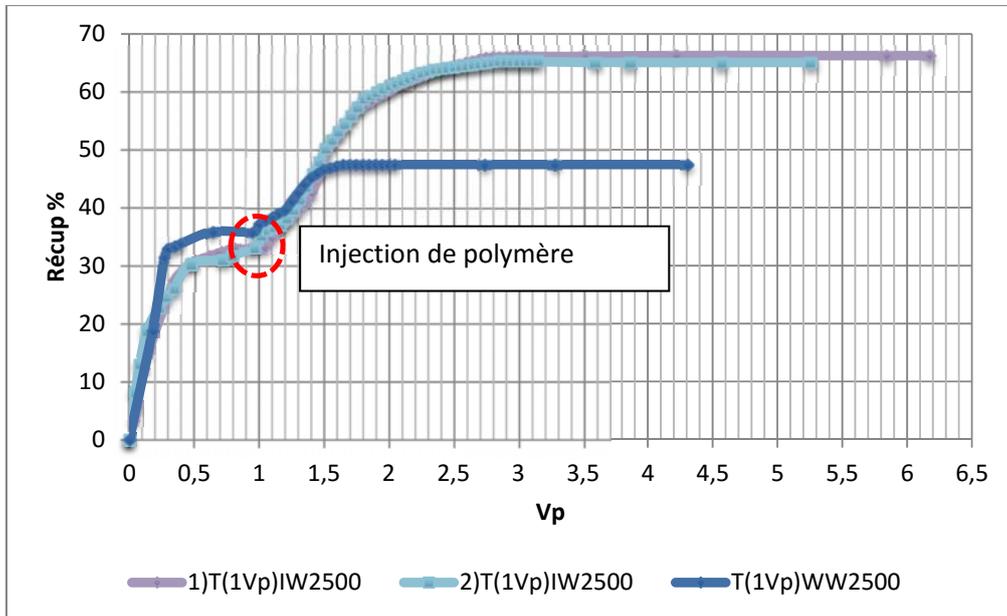


Figure 60 C4. Comparaison entre les récupérations T(1Vp)IW2500 et T(1Vp)WW2500.

Dans la Figure 60 C4, on observe clairement l'effet de la mouillabilité sur la récupération finale. En revanche la récupération à la fin du waterflooding est légèrement supérieure (2%) dans le cas WW que dans le cas IW. On peut noter les différences de perméabilités des milieux WW (3,6D) et IW (2,4D) ainsi que la forme de la courbe de récupération car dans le cas WW on atteint un plateau tandis que le cas IW on a interrompu l'injection d'eau sans atteindre la valeur plateau. Ultérieurement on verra que la récupération à la fin du waterflooding se situe autour de 40%.

Discussion partielle de l'effet de la mouillabilité

Les injections de polymères réalisées démontrent l'effet de la mouillabilité franche à l'eau sur les taux de récupérations (plus de 10% de différence entre les deux mouillabilités pour le cas secondaire) et la forme des courbes de récupération.

La mise en évidence de taux de récupération d'huile différents observés en fonction de la mouillabilité initiale du milieu poreux et de la maturité d'injection montrent clairement que l'état initial (mouillabilité et saturation) lors de l'injection de polymère joue un rôle important sur la récupération finale.

En ce qui concerne la mouillabilité, nos résultats confirment les données de la littérature [Morrow et al., 1995] montrant que la récupération obtenue par balayage d'un milieu mouillable à l'eau est inférieure à celle obtenue avec un milieu de mouillabilité intermédiaire.

La répartition des phases à l'échelle du pore, eau dans les petits pores et huile dans les gros pores pour un milieu mouillable à l'eau peut expliquer un déplacement frontal de l'eau. Une percée tardive et un plateau de production rapidement atteint après la percée.

Dans un milieu de mouillabilité intermédiaire, une répartition des phases plus complexes et des interactions huile/solide peuvent expliquer une percée précoce, signe d'un front étalé, suivi d'une queue, de production qui conduit à une récupération finale plus importante que celle observée pour un milieu mouillable à l'eau, mais plus lente.

4.6 RESULTATS SOR (RECUPERATION)

L'ensemble des résultats des balayages en secondaire et en tertiaire pour les deux concentrations en polymère est présenté dans la figure ci-dessous où on a reporté les principaux résultats de récupération d'huile en fonction du volume aqueux injecté.

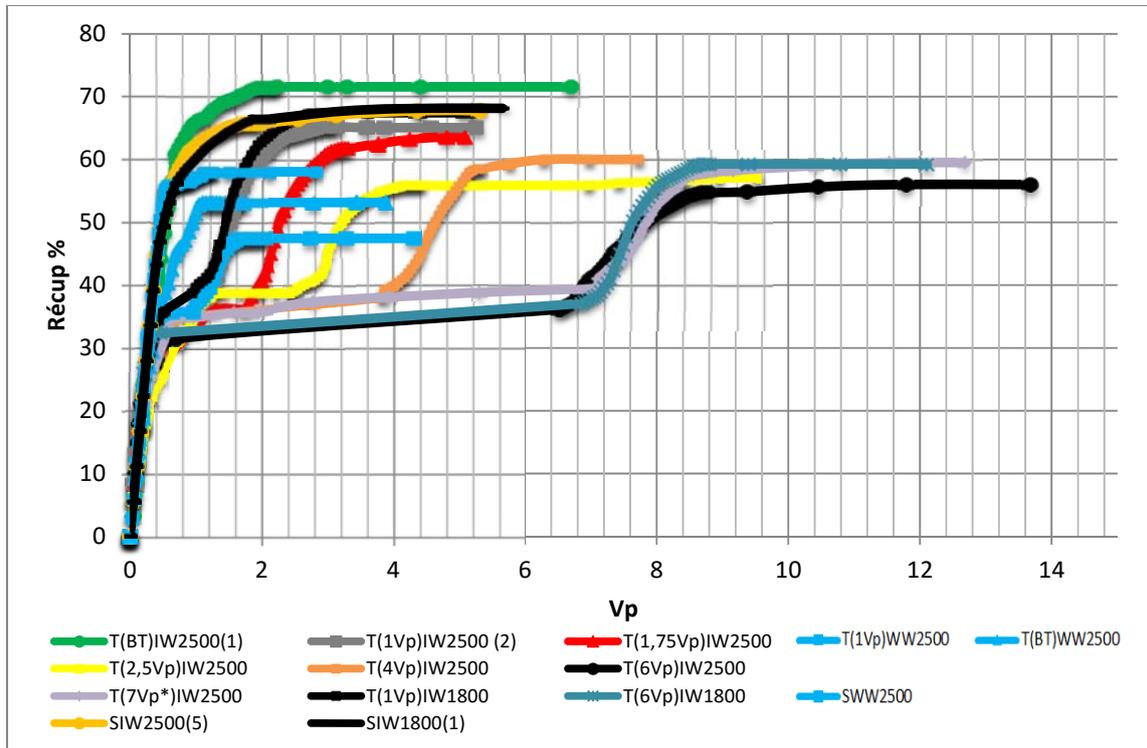


Figure 61 C4. Tous les balayages des injections de polymère pour les deux concentrations.

Deux observations principales sont faites à partir de ces résultats. La première observation concerne l'influence de la mouillabilité. On voit clairement que les balayages effectués sur des milieux mouillables à l'eau conduisent à un taux de récupération finale plus faible que celui obtenu avec des milieux de mouillabilité intermédiaire (aux mêmes conditions d'injection) et ce que ce soit en secondaire ou en tertiaire.

La deuxième observation concerne la maturité de l'injection de polymère après une injection d'eau au préalable. Il apparaît clairement que le balayage secondaire (maturité 0Vp) est le plus efficace en terme de récupération. Pour ce qui concerne les injections en tertiaire, plus tôt a lieu l'injection de polymère, plus la récupération finale est importante cela apparaît clairement lorsqu'on représente l'évolution de la récupération en fonction de la précocité de l'injection de polymère exprimée en V_p d'eau préalablement injectée (Figure 62 C4). Il apparaît aussi que l'influence de la maturité est surtout notable jusqu'à environ 2Vp avant d'atteindre un palier. Le rôle de la répartition des phases à l'échelle du pore sera discuté plus en détail par la suite.

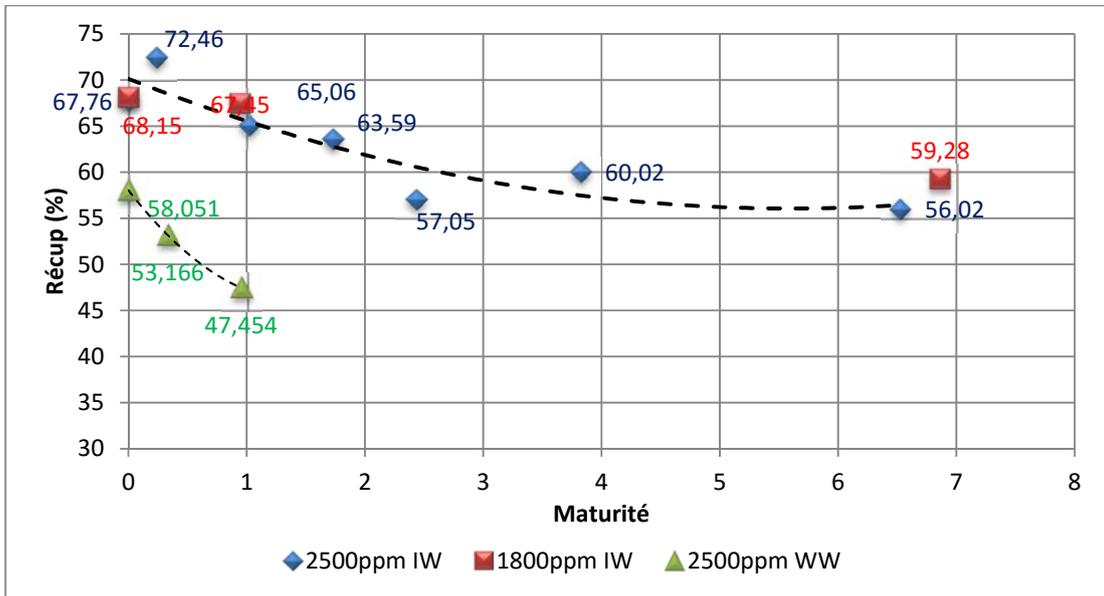


Figure 62 C4. Valeurs finales de la récupération.

Les résultats ci-dessus sont représentés à nouveau sur la Figure 63 C4 mais en termes de Sor final.

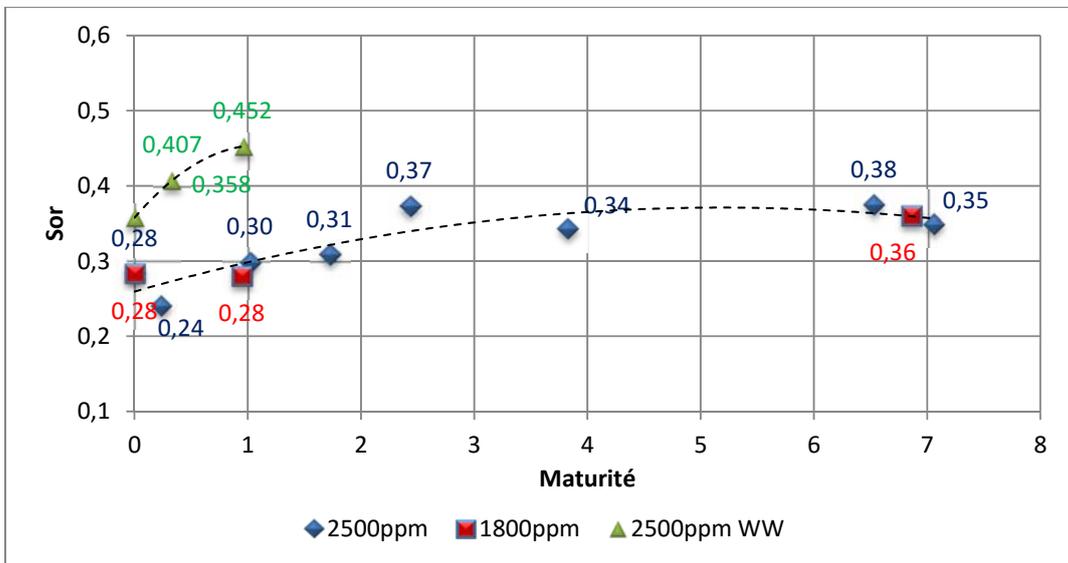


Figure 63 C4. Sor final des expériences.

Notons à nouveau que bien que les courbes ont la même forme, la récupération tertiaire pour les milieux mouillables à l'eau est plus faible que la récupération dans les milieux de mouillabilité intermédiaire.

4.7 ADSORPTION DE POLYMERE

Durant les injections de polymère en diphasique, les effluents sont collectés et leur concentration en polymère est déterminée par la mesure de la concentration en azote. La Figure 64 C4 présente les résultats des courbes de concentration relative à différents moments de l'injection. L'analyse de l'évolution de la concentration en polymère dans les effluents ne montre pas de différences notables.

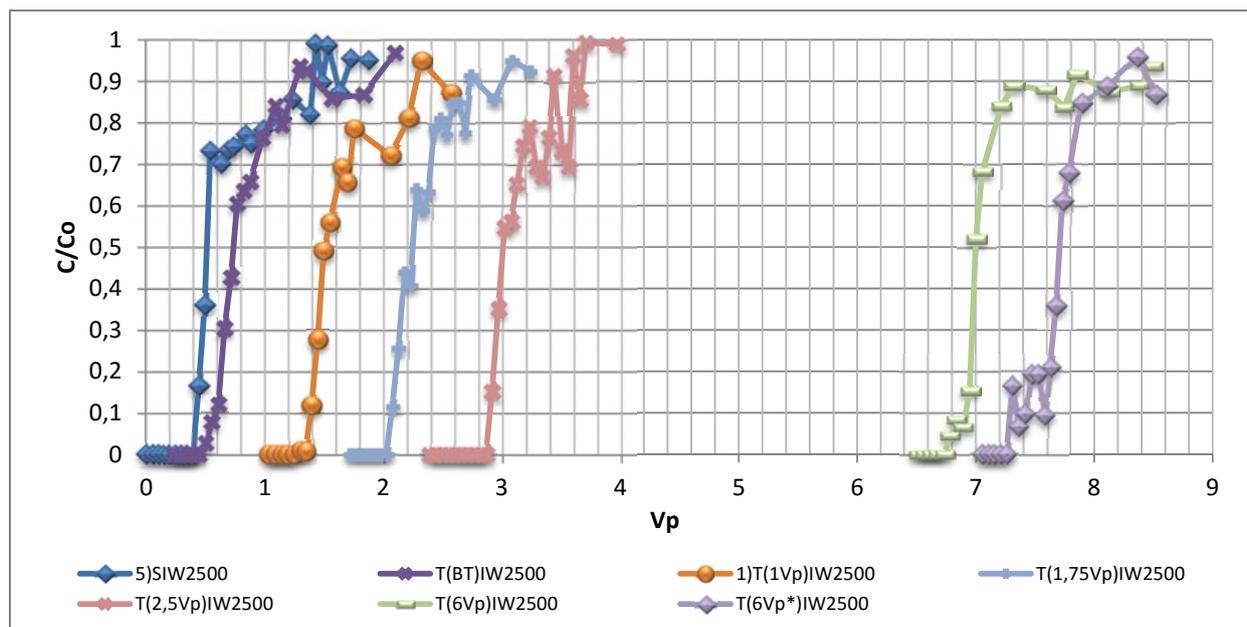


Figure 64 C4. Les courbes d'adsorption pour les expériences à 2500ppm et IW

L'ensemble des courbes d'adsorption, obtenues dans les mêmes conditions de mouillabilité et de concentration de la solution de polymère ne nous permet pas de conclure sur le rôle de l'adsorption dans le processus de récupération. Ceci est dû à la faible saturation en eau de départ. D'autre part, si on compare le résultat correspondant à des mouillabilités différentes on obtient des résultats similaires comme le montre la Figure 65 C4.

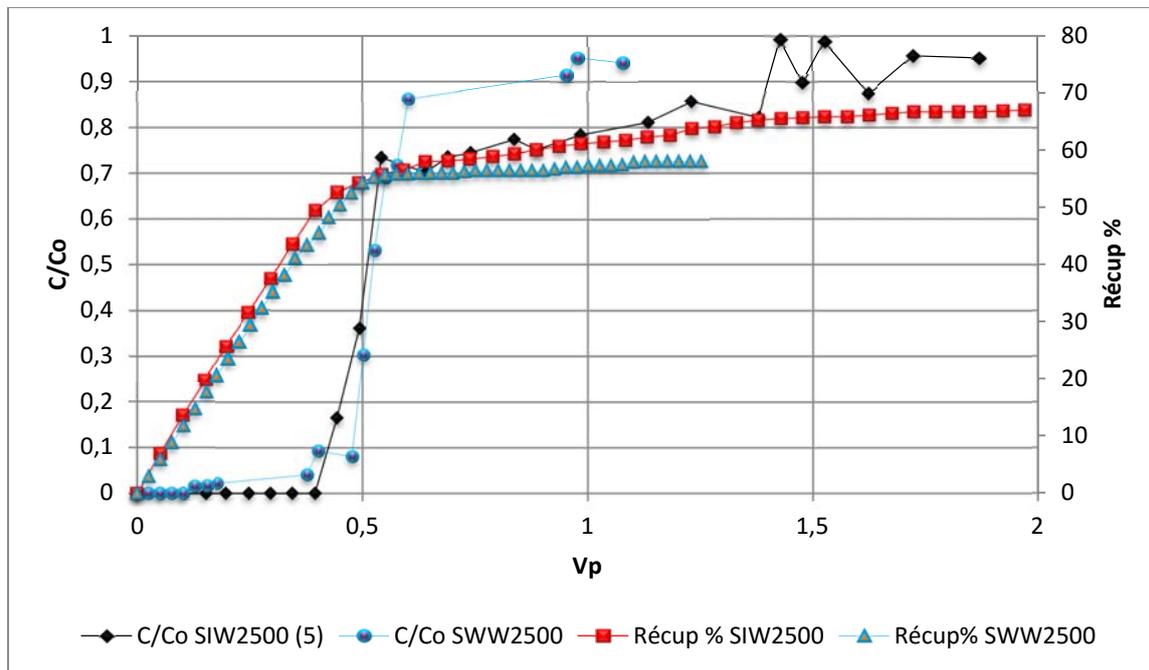


Figure 65 C4. Les courbes d'adsorption pour les expériences en secondaire à 2500ppm à différentes mouillabilités.

Les courbes d'adsorption du polymère déterminées sur un échantillon mouillable à l'eau est sur un échantillon de mouillabilité intermédiaire montrent quelques différences qui coïncident avec les courbes de récupération. Pour le milieu mouillable à l'eau la courbe de récupération présente une percée tardive et une valeur plateau de la récupération après la percée. Ceci se traduit par une courbe d'adsorption de forte pente, caractéristique d'un front de polymère peu dispersé. L'adsorption de polymère est évaluée à $35\mu\text{g/groche}$ pour WW. Dans le cas d'un milieu de mouillabilité intermédiaire la queue de production d'huile observé après la percée se traduit par un front de polymère étalé et une adsorption, même si elle reste faible ($10\mu\text{g/groche}$ pour IW) qui perdure durant toute la phase de production.

Pour déterminer l'influence de la couche de polymère adsorbée, suite à l'injection de polymère le milieu a été balayé par la saumure pour évacuer le polymère libre ce qui permet ensuite de déterminer la réduction de perméabilité à l'eau. Après quoi un second drainage est effectué pour déterminer la nouvelle saturation irréductible à l'eau et déterminer la réduction de perméabilité à l'huile.

La réduction de perméabilité à l'eau est estimée par :

$$R_{kw} = \frac{k_w @ Sor}{k_w} \quad \text{Eq3-C4}$$

Tandis que la réduction de perméabilité à l'huile est donnée par :

$$R_{ko} = \frac{k_o^3 @ S_{wi}^3}{k_o^2 @ S_{wi}^2} \quad \text{Eq4-C4}$$

Les différents calculs sont regroupés dans le tableau suivant :

Manips	kw (m2)	Swi	k ² _o @S ² _{wi} (m ²)	kw@Sor (m ²)	Rkw	Swi 2 ^a Drainage	k ³ _o @S ³ _{wi} (m ²)	Swi 2 ^a Drainage	Rko après 2 ^o drainage
SIW2500(5)	1,6E-12	0,111	2,5E-12	1,8E-13	0,112	0,194	1,3E-12	0,194	0,53
SIW1800(1)	2E-12	0,103	2,1E-12	1,3E-13	0,068	0,258	1E-12	0,258	0,5
T(1Vp)IW2500 (2)	2,4E-12	0,146	2,5E-12	3,4E-14	0,014	0,202	2,30E-12	0,202	0,9
T(4Vp)IW2500	2,2E-12	0,142	3,8E-12	3,2E-13	0,144	0,211	1,5E-12	0,211	0,4
T(6Vp)IW2500	2,2E-12	0,147	3E-12	4,3E-13	0,196	0,211	2,1E-12	0,211	0,7
T(6Vp)IW1800	1,7E-12	0,105	2,7E-12	3,4E-14	0,019	0,214	1,5E-12	0,214	0,6
T(1Vp)IW1800	1,4E-12	0,102	1,7E-12	2,9E-14	0,021	0,195	1E-12	0,195	0,6
T(1Vp)WW2500	3,6E-12	0,140	3,8E-12	7,8E-14	0,021	0,171	2,3E-12	0,171	0,6
T(BT)WW2500	2,2E-12	0,131	2E-12	1E-13	0,043	0,216	2E-12	0,216	0,9

Tableau 28 C4. Valeurs des Swi et des perméabilités relative (eau/huile) avant et après macération.

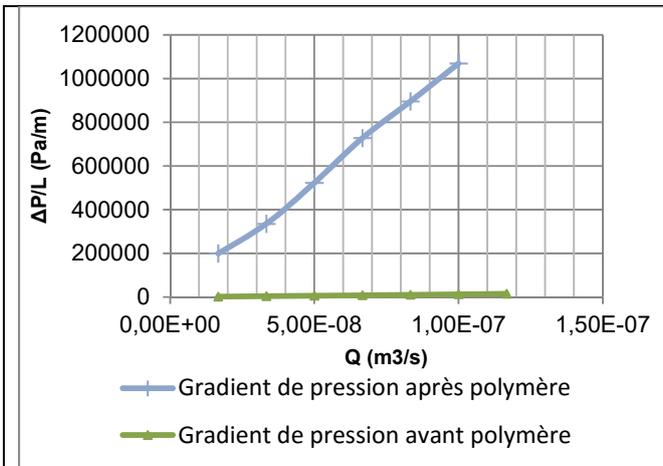


Figure 66 C4. Gradients de pression en fonction des débits, perméabilité $k_{w@sor}$ avant/après polymère T(1Vp)IW2500(2).

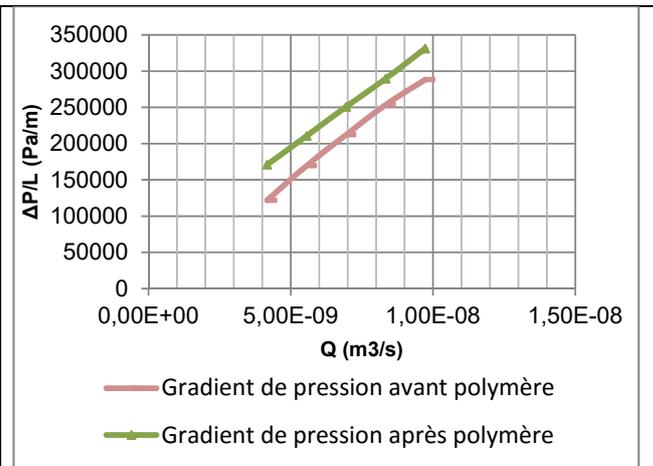


Figure 67 C4. Gradients de pression en fonction des débits $k_{o@swi}$ avant/après polymère T(1Vp)IW2500(2).

Les figures ci-dessus sont un exemple des effets de la couche de polymère adsorbé sur les gradients de pression à l'eau et à l'huile.

Le phénomène principal de rétention du polymère dans nos expériences est l'adsorption. La présence d'une couche de polymère adsorbée provoque une forte réduction de la perméabilité relative à l'eau qui est liée à la réduction de la taille des pores (adsorption) et à la présence de l'huile résiduelle, qui se comporte en quelque sorte comme une phase solide qui favorise cette restriction du diamètre pore. Par contre la perméabilité relative à l'huile est très peu affectée car l'écoulement de l'huile qui s'effectue au centre des pores n'est pas affecté par la présence de polymère adsorbé.

Cette adsorption peut modifier la répartition des fluides à l'intérieur du milieu et les faibles modifications de la perméabilité relative à l'huile peuvent indiquer une éventuelle modification de la mouillabilité durant l'injection de polymère.

Chapitre V

5 DISCUSSION

5.1 REPARTITION DES PHASES

Les résultats présentés précédemment montrent une augmentation de la production d'huile avec l'injection de polymère en comparaison de l'injection d'eau, grâce à un rapport de mobilité plus favorable. Cependant les taux de récupération finaux sont d'autant plus faibles que l'injection de polymère est tardive. Ces résultats laissent à penser un possible effet de la saturation en l'eau au moment de l'injection de polymère sur la récupération finale.

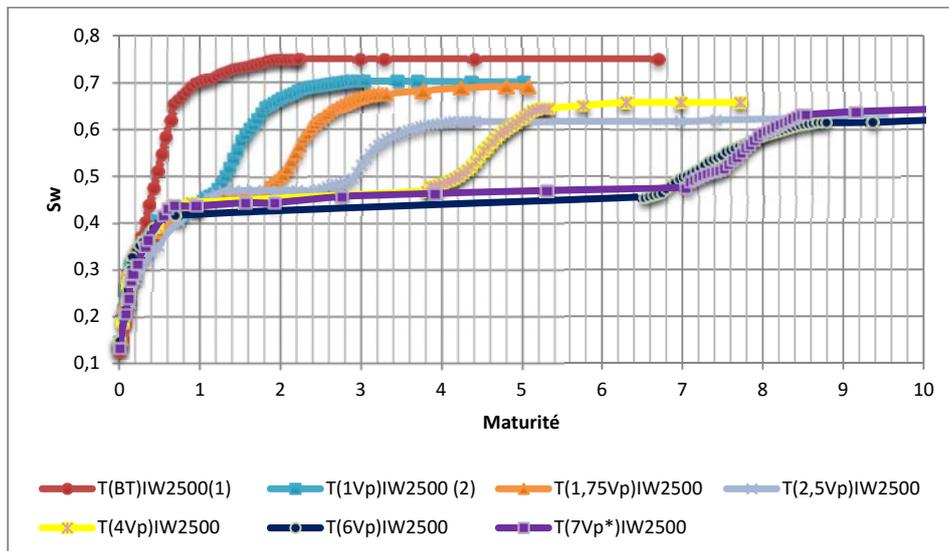


Figure 1 C5. Sw vs maturité des balayages à 2500ppm en tertiaire IW.

L'injection de polymère lors des différents balayages en tertiaire débute à des Sw relativement proches ($Sw \approx 0,45$) seule la valeur de la saturation au moment de la percée est plus faible ($Sw = 0,27$). On constate que les différentes expériences menées en tertiaire (après 1Vp) débutant à des valeurs de saturations très proches (Figure 1 C5), cependant nous observons un impact sur la récupération finale. La saturation est une grandeur macroscopique qui, pour une même valeur, peut représenter plusieurs configurations liées à l'histoire du balayage (phase plus ou moins continue d'huile ou gouttelettes dispersées). Ces configurations dépendent de la saturation et de l'existence d'instabilités dues à un rapport de mobilité défavorable lors de

l'écoulement d'eau. Cela peut provoquer une diminution de l'efficacité de balayage lors de l'injection de polymère, due au fractionnement de l'huile résiduelle.

L'histoire du balayage à l'eau peut conduire à des saturations proches en valeurs mais à des répartitions des phases différentes. Nous avons abordé cet aspect du point de vue de la dispersion diphasique en montrant que la dispersivité des milieux est différente à chaque stade de la maturité d'injection. On a réalisé pour cela trois expériences complémentaires qui aident à mieux comprendre cet effet. Les trois expériences consistent en l'injection d'eau jusqu'au BT, pour la première, jusqu'à 1Vp pour la deuxième et 6Vp pour la troisième. Les injections sont effectuées à $Q=0,75\text{ml/min}$ ($Ca=10^{-6}$) et $T=60^\circ\text{C}$. Après les balayages à l'eau on effectue des tests de dispersion à $T=25^\circ\text{C}$, à cette valeur de la température l'huile peut être considérée comme figée dans le milieu poreux. Les résultats des traçages miscibles (injection d'une saumure de 20g/L suivie d'une autre injection de 60g/L) sont présentés dans la Figure 2 C5. Un premier examen des courbes de dispersion montre une dispersivité plus élevée lors d'une injection tardive. Les résultats sont interprétés par calage des données expérimentales avec la solution analytique présentée dans le chapitre I $\frac{C}{C_0} = \text{erfc}(x - vt/2\sqrt{D'_x t})$.

Le choix de BT, 1Vp et 6Vp est fait en fonction des valeurs de récupérations obtenues dans le chapitre IV (Figure 62 C4) et des valeurs de saturations (Figure 1 C5). Les valeurs de la saturation lors des injections de polymère pour 2,5Vp, 4Vp, 6Vp sont les mêmes ainsi que les récupérations. Les valeurs à BT et à 1Vp (1,75Vp) montrent une différence notable de comportement.

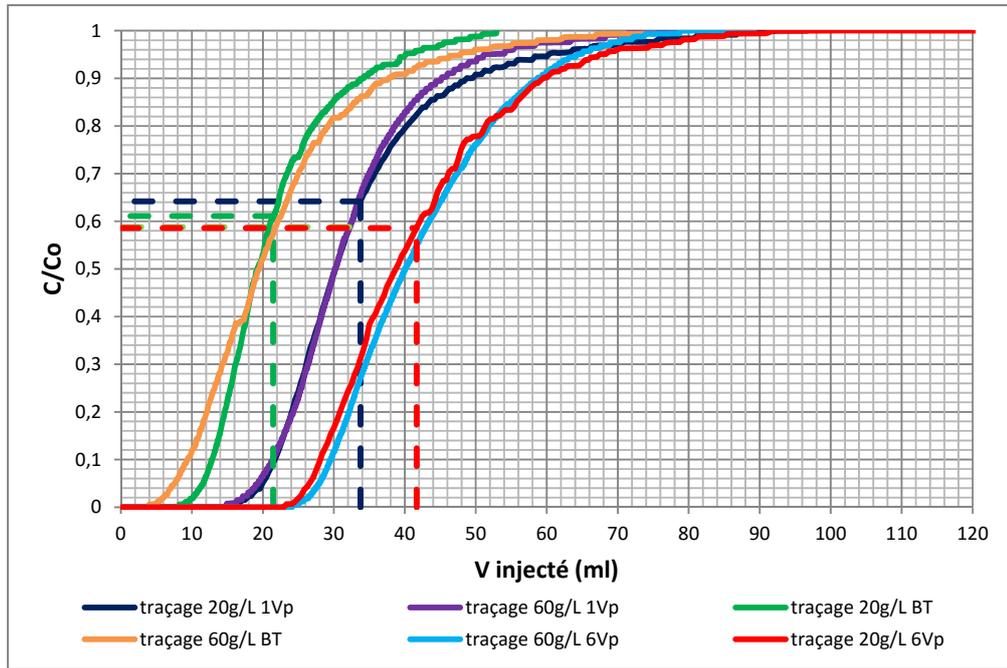
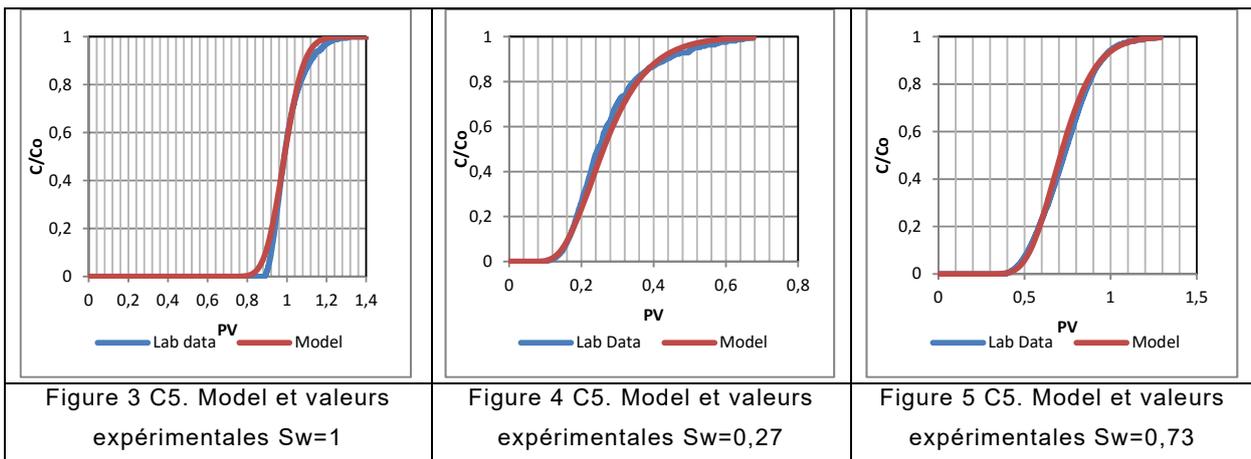


Figure 2 C5. Traçages miscibles (valeurs expérimentales).

Des exemples de calage pour $Sw=1$ (dispersion initiale du milieu poreux), $Sw=0,27$ et $Sw=0,73$ sont présentés dans les (Figure 3 C5, Figure 4 C5, Figure 5 C5). L'ensemble des résultats est présenté dans le Tableau 1 C5 et la Figure 6 C5. (Note : l'ensemble des résultats est détaillé dans les annexes III).



Sw	1	0,741	0,723	0,533 (6Vp)	0,448 (1Vp)	0,27 (BT)
v(m/s)	1,94E-05	2,64E-05	2,7E-05	1,98E-04	2,55E-04	7,34E-05
D (m ² /s)	1,2E-08	1,35E-07	1,35E-07	2,9E-07	4,5E-07	1E-06
α (m)	6,18E-04	5,09E-03	6,66E-03	7,578E-03	8,22E-03	1,36E-02
Pe	1,94	2,64	2,7	19,8	25,54	7,34

Tableau 1 C5. Résultats de la dispersion pour les valeurs des saturations des expériences.

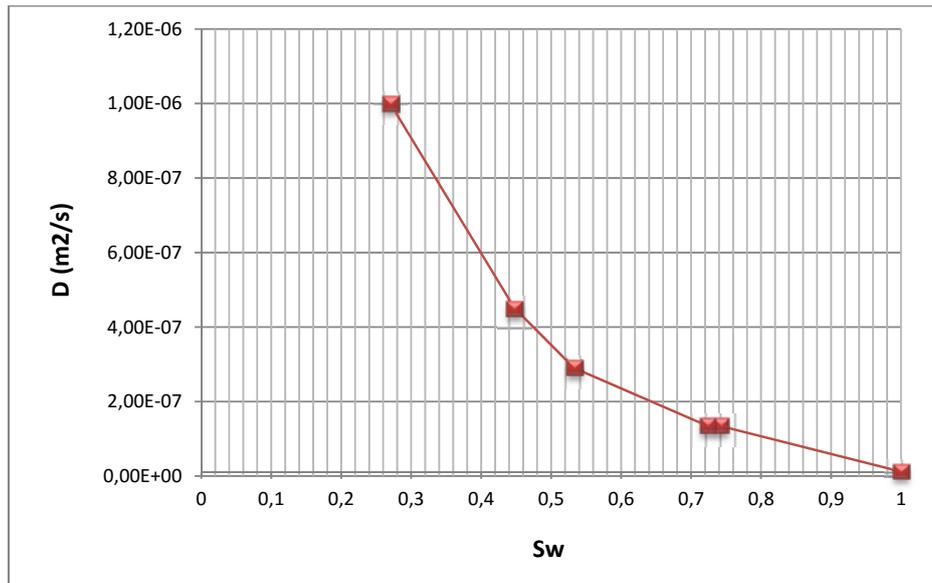


Figure 6 C5. Coefficient de dispersion en fonction de la saturation en eau.

Ces résultats montrent que le coefficient de dispersion augmente quand la saturation en eau diminue ce qui est en accord avec des résultats de la littérature [Thomas et al., 1963].

L'efficacité de balayage est liée à la capacité du polymère à se disperser dans l'ensemble de l'espace poral accessible. Ceci revient à dire qu'il sera plus facile de mobiliser l'huile dans l'ensemble du milieu et de la déplacer si la saturation en huile est élevée. L'examen des courbes de récupération Figure 7 C5, montre une rupture de pente que nous interprétons comme résultat de la mobilisation et du déplacement d'un banc d'huile pour la pente la plus forte, suivi d'une production plus lente pour la pente la plus faible.

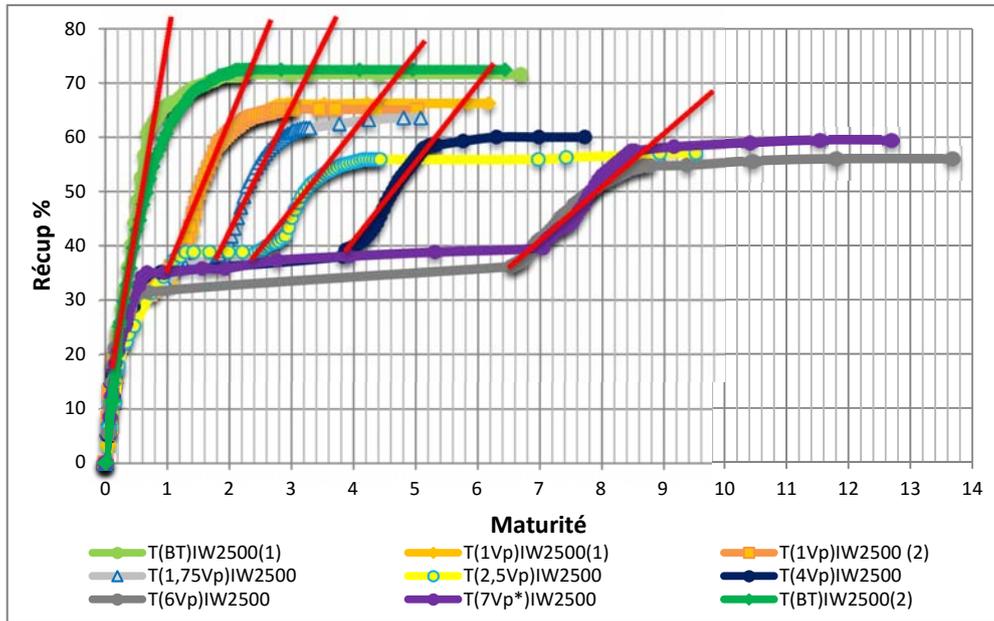


Figure 7 C5. Descend du taux de récupération d'huile en tertiaire pour la concentration de 2500ppm.

Dans la figure ci-dessus on observe les différentes pentes des courbes de récupération pour une même valeur de $Sw \approx 0,45$. L'effet de la dispersion des phases est plus visible si on trace les valeurs des pentes des courbes de récupération.

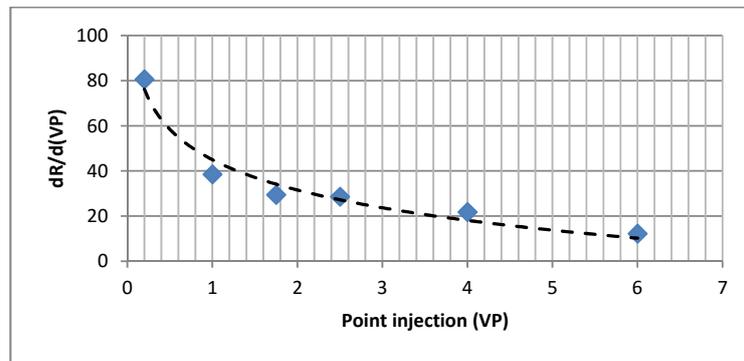


Figure 8 C5. Pente des courbes de récupération d'huile en fonction du Vp d'injection pour $c=2500\text{ppm}$ et mouillabilité intermédiaire.

Ce raisonnement est cohérent avec l'évolution de la dispersivité vs saturation évoquée plus haut.

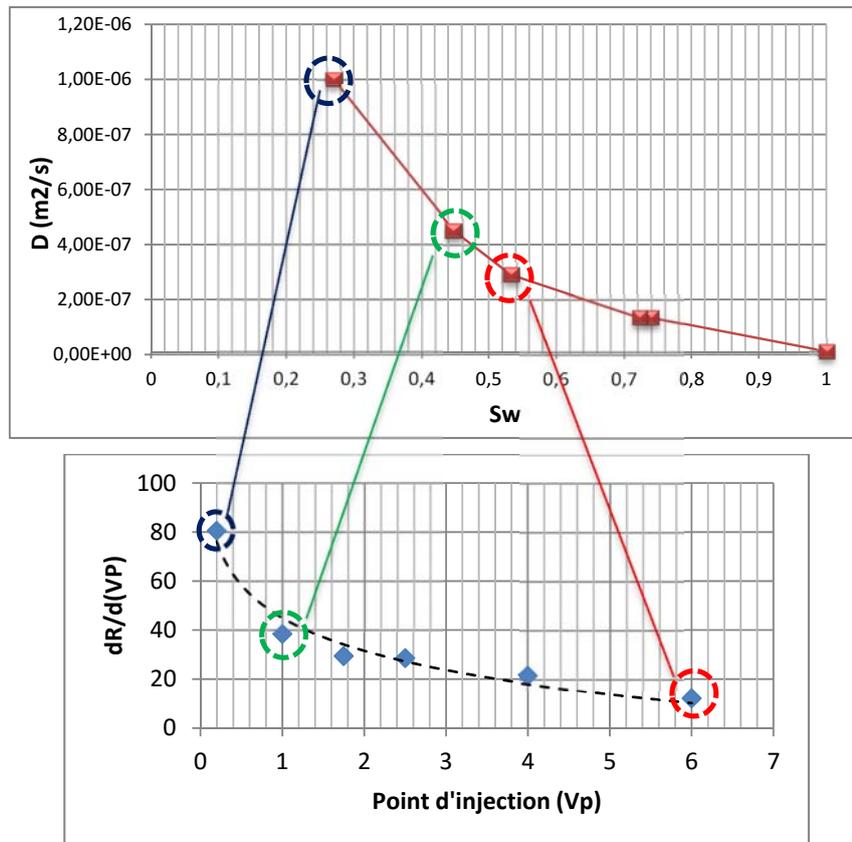


Figure 9 C5. Comparaison des courbes de dispersion et les pentes de récupération.

On observe dans la Figure 9 C5 très clairement que si la dispersion augmente, la pente de récupération devient de plus en plus faible et par conséquent on observe une décroissance de la récupération (efficacité du balayage).

Les tests de dispersion n'ont pas pu être réalisés pour toutes les expériences de balayages, cependant il nous semble important de souligner le rôle de la dispersivité des milieux à différents niveaux de saturations pour aborder l'aspect microscopique de la répartition des phases et son impact sur la récupération finale.

Au vu des résultats de récupération d'huile en fonction de la maturité de l'injection de polymère et l'évolution de la dispersivité en fonction de la saturation nous proposons de lier ces données pour décrire le déplacement diphasique.

La récupération la plus élevée est obtenue quand la saturation de départ en eau est la plus faible et le milieu le plus dispersif. Une représentation schématique de la répartition des phases à l'échelle du pore est présentée dans la Figure 10 C5. On observe que pour une même saturation on peut avoir différentes répartition des phases.

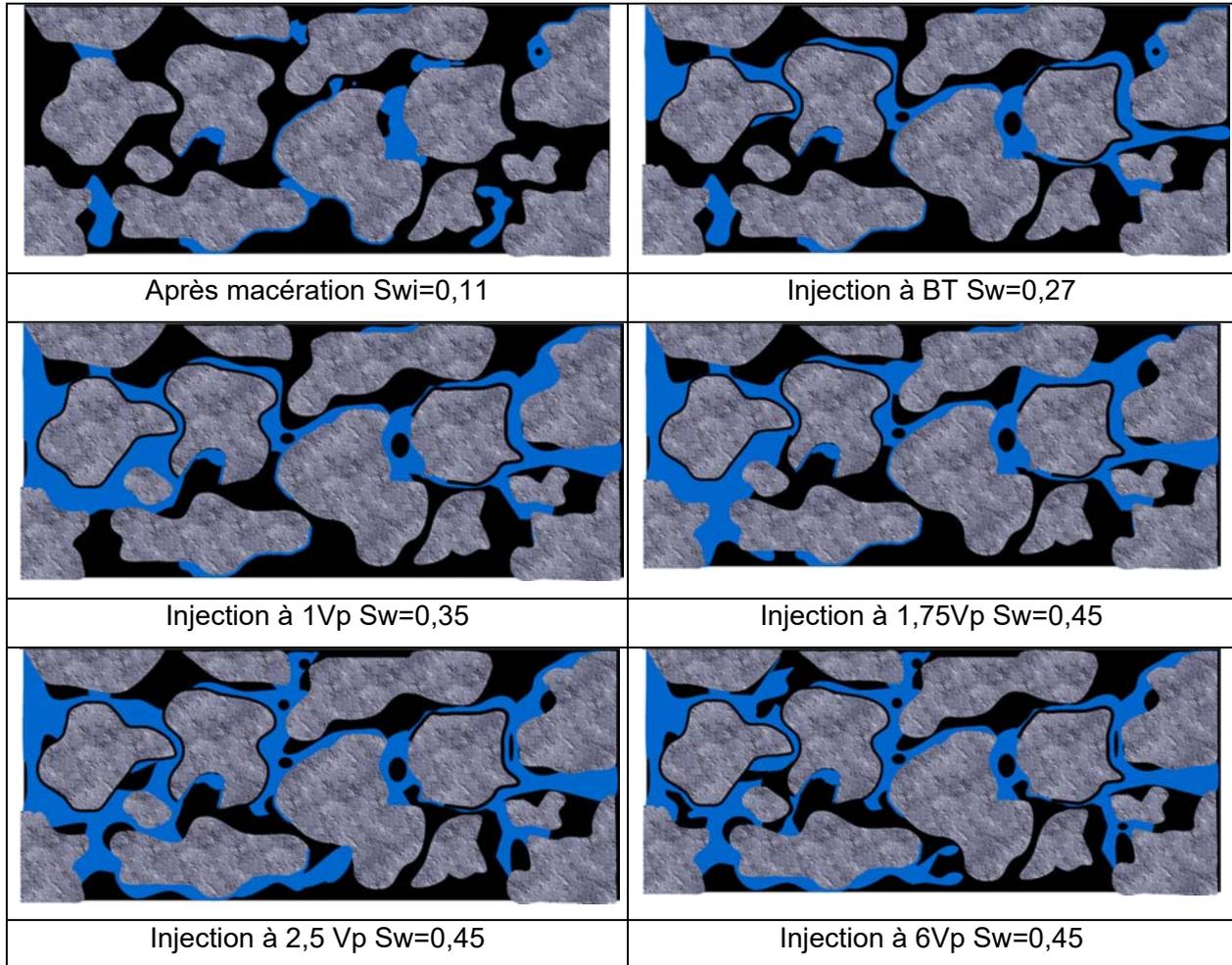


Figure 10 C5. Représentation de la répartition de phases à S_w .

L'injection de polymère est d'autant plus efficace que la saturation en huile est forte et la dispersivité élevée. La mobilisation de l'huile s'effectue sous la forme d'un banc d'huile comme l'atteste la pente observée sur la courbe de récupération.

A l'échelle macroscopique le balayage eau/huile peut être schématisé selon la figure ci-dessous :

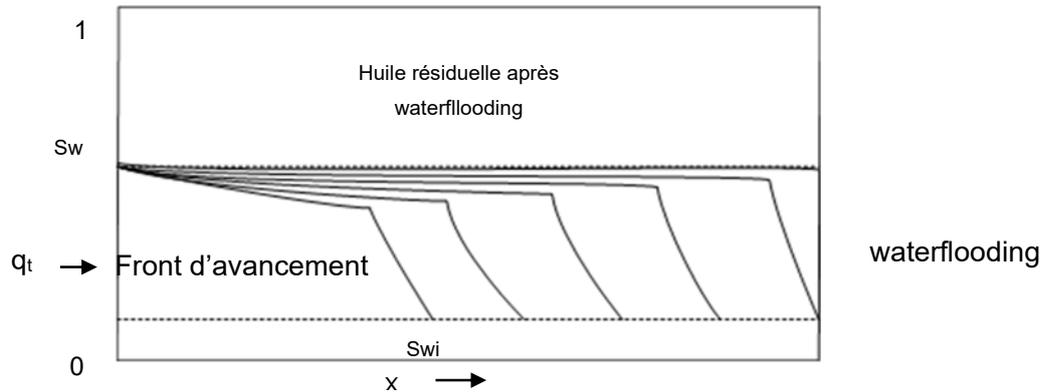


Figure 11 C5. Évolution de la saturation avec le front d'avancement (waterflooding).

Lors de l'injection d'eau (waterflooding) nous observons une production linéaire jusqu'à la percée, qui se prolonge par la suite jusqu'à atteindre la récupération finale. Le temps de percée sera d'autant plus court (et la production après la percée d'autant plus longue) que le milieu n'est pas totalement mouillable à l'eau. Quand l'injection d'eau est suivie d'une injection de polymère le déplacement diphasique dépend de l'état initial dans le milieu poreux.

La figure 12 C5 représente une injection de polymère opérée au moment du BT. La quantité d'huile mobile «récupérable» est importante et le déplacement s'opère sous la forme d'un banc d'huile repérable sur la courbe de récupération par une pente élevée. Lorsque le polymère est injecté de manière tardive, la quantité d'huile récupérable est plus faible que précédemment ainsi que la dispersivité. Cela conduit à une pente de la courbe de récupération plus faible et une valeur finale de la récupération également plus faible.

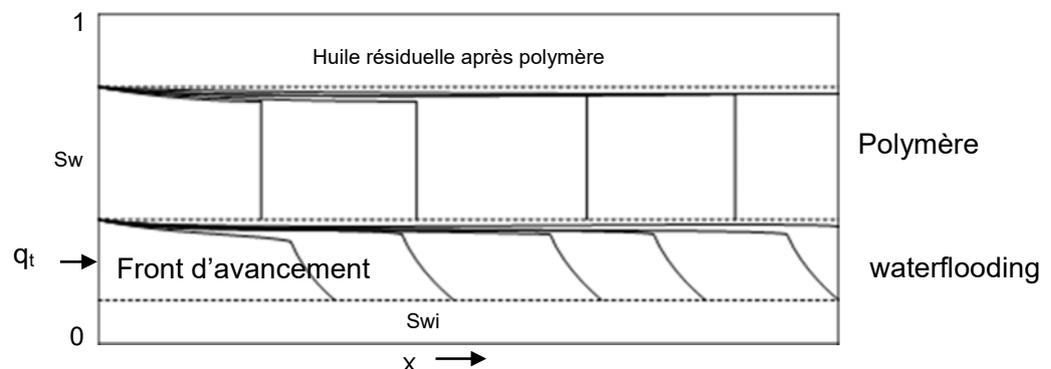


Figure 12 C5. Évolution de la saturation après l'injection de polymère.

5.2 CHANGEMENT DE MOUILLABILITE

Les analyses de l'évolution de la concentration de polymère dans les effluents ne montrent pas une grande différence de comportement entre les milieux utilisés (mouillables à l'eau et de mouillabilité intermédiaire)

Nous avons vu dans le chapitre II que des études mentionnent un possible changement de mouillabilité durant l'injection de polymère. Nous avons mené des investigations pour confirmer cette hypothèse. Pour cela, des tests de mouillabilité (méthode d'Amott) ont été réalisées sur des échantillons poreux (grès de Bentheimer) en respectant la procédure expérimentale de vieillissement et la composition des fluides (saumure et solution de polymère) des expériences précédentes.

Les résultats obtenus concernant le test de mouillabilité (Amott) sont reportés dans le tableau ci-dessous :

	Saumure	Polymère (2500ppm)
V_o^1	1,5	3,7
V_o^2	9	0,5
I_w	0,143	0,881
V_w^1	0,5	0,4
V_w^2	7	4,9
I_o	0,067	0,075
$WI = I_w - I_o$	0,076	0,805

Tableau 2 C5. Résultats des tests amott

L'indice global de mouillabilité, WI montre clairement le changement de mouillabilité entre un échantillon en présence de saumure et un échantillon en présence de polymère. Nous observons également que si l'indice de mouillabilité à l'huile, I_o , varie peu, l'indice de mouillabilité à l'eau, I_w , a nettement augmenté. Cela indique qu'on peut utiliser l'imbibition spontanée comme un indicateur pour évaluer le changement de mouillabilité.

Les tests des imbibitions spontanées d'échantillons saturés en huile brute suivant la procédure suivante :

1. Imbibition spontanée dans la saumure (2 expériences) :
2. Imbibition spontanée dans la solution de polymère de 2500ppm (3 expériences)
3. Imbibition spontanée dans la saumure suivie d'une imbibition spontanée dans la solution de polymère de 2500ppm (1 expérience)

Les résultats sont présentés dans les figures suivantes où les taux de récupérations sont tracés en fonction du temps d'imbibition

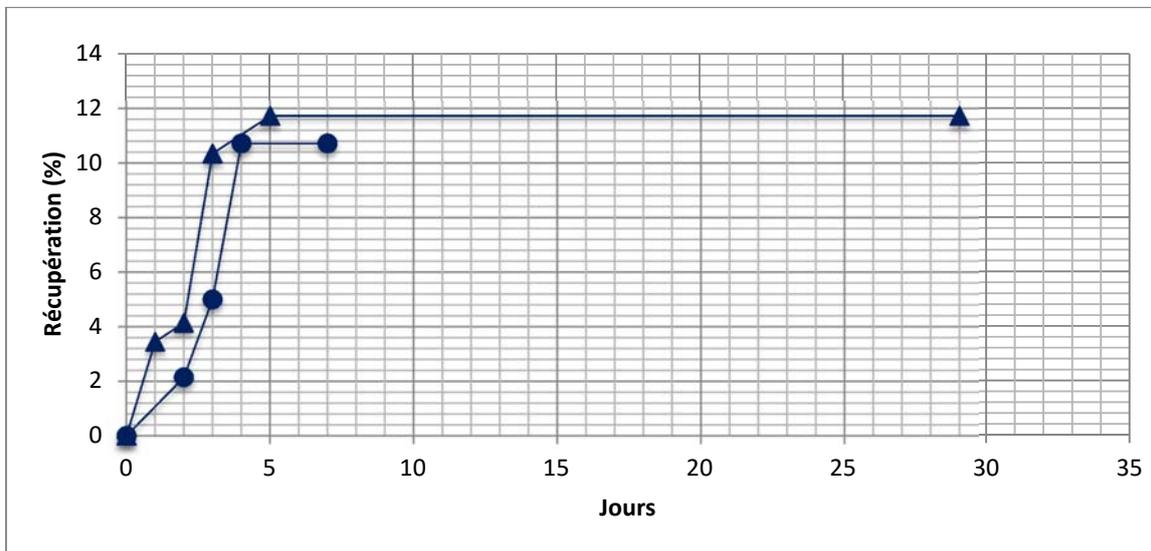


Figure 13 C5. Imbibition spontanée dans la saumure.

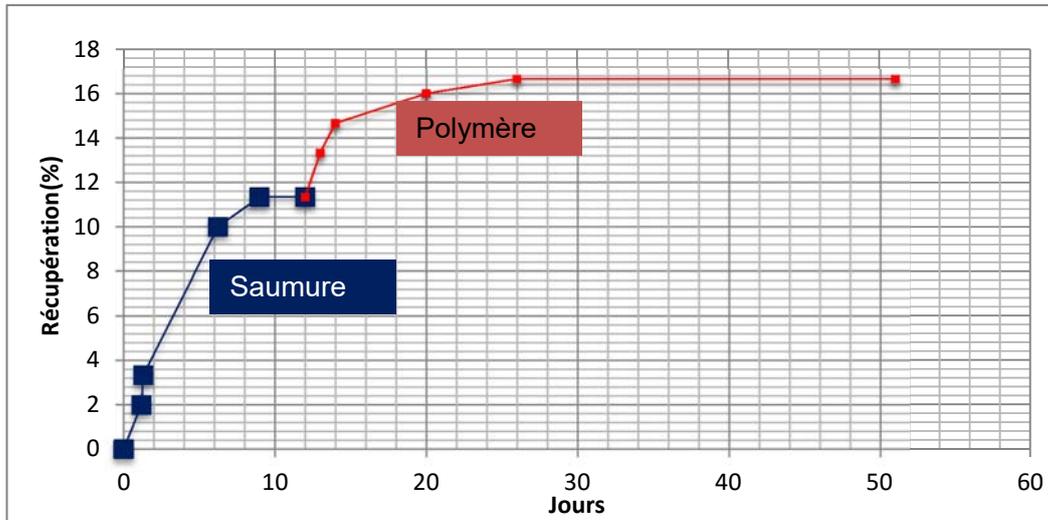


Figure 14 C5. Imbibition spontanée dans la saumure suivie de la solution de polymère.

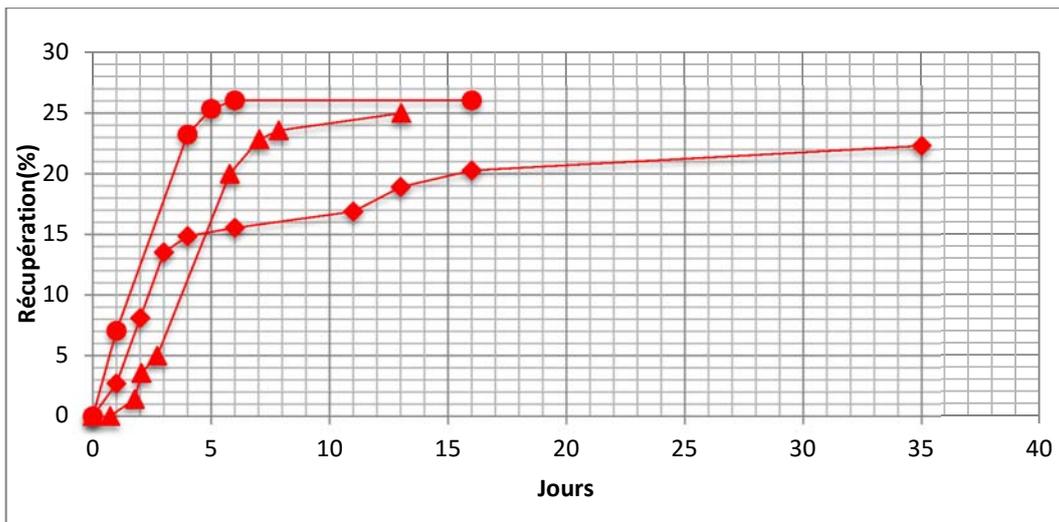


Figure 15 C5. Imbibition spontanée dans la solution de polymère.

Plusieurs remarques peuvent être faites :

La récupération d'huile obtenue par imbibition dans le polymère est supérieure à celle obtenue par imbibition spontanée dans la saumure. Ceci peut suggérer que les échantillons, sont plus mouillable à l'eau en présence de polymère qu'en présence de saumure.

Dans le cas où l'échantillon a été en contact avec la saumure avant la solution de polymère, on observe clairement une reprise de la production d'huile significative mais plus lente que dans le cas où l'échantillon est mis en contact directement avec le polymère.

Notre interprétation des résultats est basée sur les courbes de pression capillaire représentées dans la figure ci-dessous :

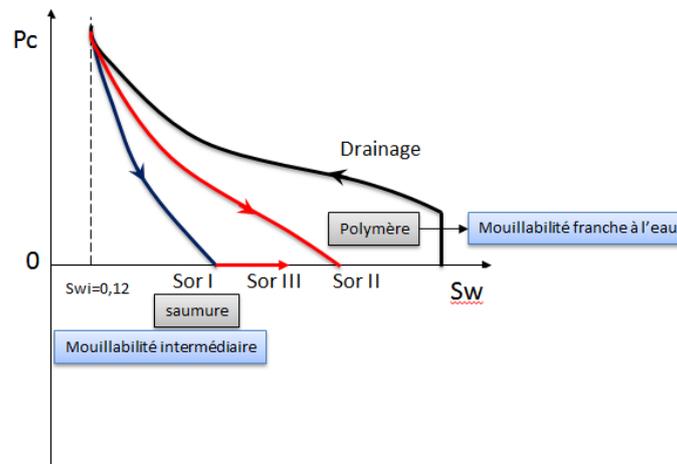


Figure 16 C5. Pc vs Sw

Les différences de Sor lors des imbibitions spontanées sont caractéristiques de mouillabilités différentes, un Sor faible en fin d'imbibition spontanée est révélateur d'un milieu mouillable à l'eau alors qu'une forte valeur du Sor est révélatrice d'un milieu de mouillabilité à l'huile ou intermédiaire. Les expériences effectuées avec la saumure confirment, par le faible taux de récupération, la mouillabilité intermédiaire de nos échantillons. Les expériences effectuées avec la solution de polymère sont plus représentatives de milieux mouillables à l'eau, de la même manière, l'imbibition spontanée dans la solution de polymère après une imbibition préalable dans la saumure suggère un changement de mouillabilité au cours de l'expérience.

Notre interprétation de ce phénomène repose sur l'adsorption du polymère qui, par son hydrophilie, modifiera les propriétés de mouillage de la surface sur laquelle il s'adsorbe. Dans le cas où l'échantillon est mis en contact avec la solution de polymère, les force capillaires sont la cause de l'imbibition du polymère qui au fur et à mesure qu'il pénètre le milieu poreux permet,

par un phénomène de reptation [de Gennes 1971], le décollement de gouttes d'huile en contact avec la surface porale.

Dans le cas où l'échantillon a subi une imbibition spontanée à la saumure avant d'être mis en contact avec la solution de polymère, on peut considérer que les forces capillaires sont nulles. La pénétration du polymère dans l'échantillon ne peut pas être que le résultat d'un processus de diffusion osmotique. Le polymère, de nature hydrophile, pénètre dans l'échantillon poreux et de la même manière que précédemment, favorise le décollement de gouttes d'huile, en s'adsorbant sur la surface porale, réduisant de fait la valeur du Sor et modifiant sa mouillabilité :

Ces résultats ainsi que les valeurs de la perméabilité à l'huile et à l'eau peuvent indiquer un changement de mouillabilité durant l'injection de polymère en faisant que le milieu (initialement de mouillabilité intermédiaire) devient mouillable à l'eau.

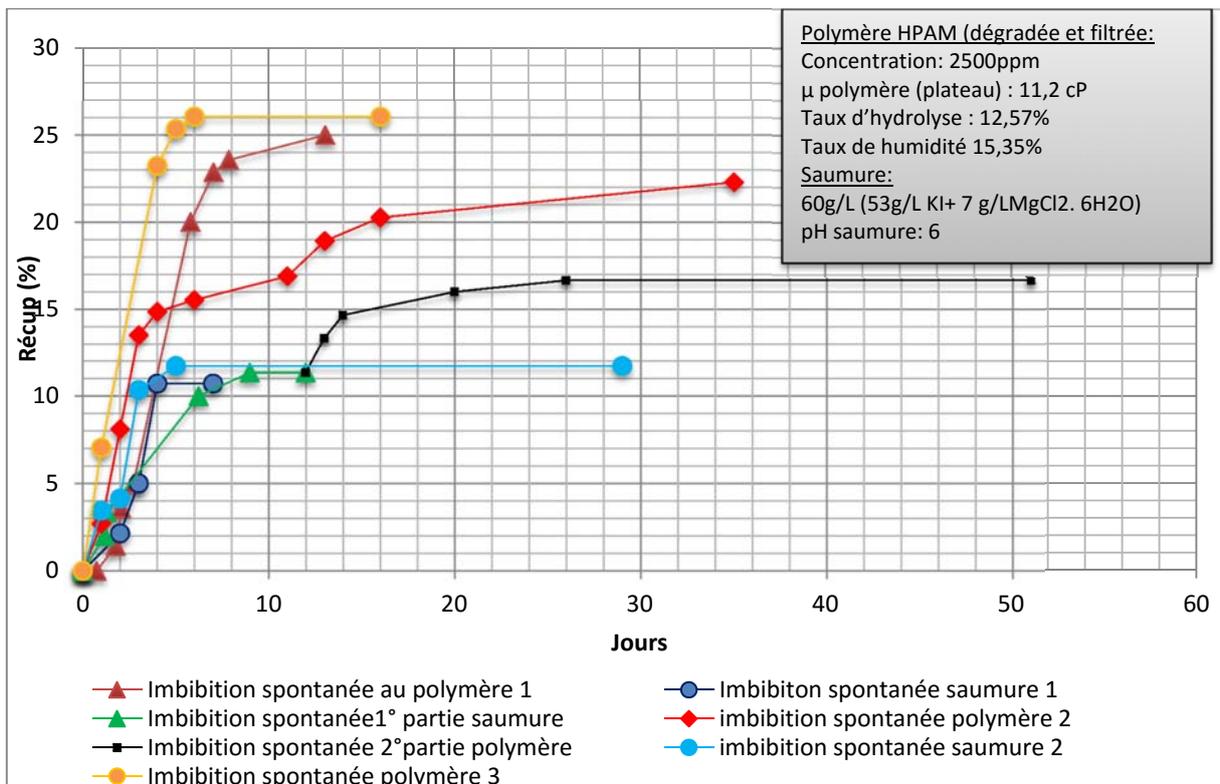


Figure 17 C5. Test d'imbibitions spontanées.

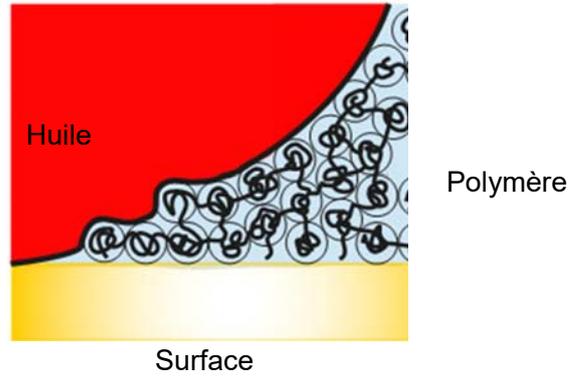


Figure 18 C5. Interface de l'huile/saumure/surface en présence de polymère



Figure 19 C5. Images de la récupération de l'huile par imbibition spontanée.

Chapitre VI

6 CONCLUSION ET PERSPECTIVES

L'analyse des résultats expérimentaux montre un balayage plus efficace pour les écoulements de polymère que pour un écoulement à l'eau ce qui met en évidence l'influence d'un rapport de mobilité plus favorable dans le cas de l'injection d'un polymère. Les effets de la mouillabilité et la précocité de l'injection de la solution de polymère sont plus déterminants que l'adsorption de polymère. On observe les taux de récupération les plus élevés pour des mouillabilités intermédiaires en comparaison de mouillabilités à l'eau aux mêmes conditions de balayage et de procédure. Cela ainsi que la précocité du balayage montre l'importance de la répartition des phases à l'intérieur du milieu poreux.

Les injections de polymère plus précoces (avant 1Vp) conduisent aux taux de récupération les plus élevés. L'analyse de la dispersion à différents niveaux de précocité montre l'influence de la répartition des phases sur la récupération finale pour un même rapport de mobilité et même nombre capillaire.

Les deux solutions de polymère utilisées ($c=2500\text{ppm}$ et $c=1800\text{ppm}$) à différents taux de dégradation mais à la même viscosité atteignent des valeurs de récupération finale très proches ce qui ne permet pas de conclure sur l'influence des effets viscoélastiques.

Les perméabilités à l'eau très faibles après l'injection de polymère sont révélatrices d'un changement de mouillabilité durant l'injection de polymère. Les tests d'imbibitions spontanées réalisés montrent que la présence de la solution de polymère dans les milieux poreux provoque un changement de mouillabilité.

La combinaison des effets d'un rapport de mobilité plus favorable (polymère > eau), avec une mouillabilité intermédiaire et la précocité de balayage d'injection de polymère (dispersion), augmente le taux de récupération d'huile.

L'ensemble de ces résultats expérimentaux nécessite d'être approfondi sur différents aspects de l'étude au niveau expérimental et numérique : L'influence de l'adsorption sur la production reste encore à éclaircir, on pourrait par exemple utiliser des carottes plus argileuses

que du grès de Bentheimer pour voir s'il y a des différences notables d'adsorption, et si l'adsorption varie selon la précocité de l'injection polymère.

Il serait intéressant d'obtenir le point optimum de la quantité de polymère à injecter nécessaire pour obtenir les taux de récupération les plus élevés. De la même manière on pourrait étudier l'effet de la taille du « bouchon » de polymère sur la récupération finale (eau-polymère-eau). Travailler sur d'autres types de roches, plus mouillables à l'huile (carbonates) qui permettrait de compléter l'influence la mouillabilité sur la récupération d'huile par injection de polymère.

Pour finir, on pourrait envisager l'élaboration de un modèle numérique qui prend en compte les effets de la dispersion sur les productions finales.

7 NOMENCLATURE

Lettres grecques

α	angle d'inclinaison	
α_L	dispersivité longitudinale	m
α_T	dispersivité transversale	m
$\dot{\gamma}$	taux de cisaillement	s ⁻¹
y_i	épaisseur de chacune des phases	m
Γ	tortuosité	-
ε	facteur d'expansion	m
η	viscosité	Pa.s
$[\eta]$	viscosité intrinsèque	m ³ .kg ⁻¹
η_o	viscosité de l'huile	Pa.s
η_p	viscosité polymère	Pa.s
η_r	viscosité relative	-
η_R	viscosité spécifique réduite	-
η_s	viscosité du solvant	Pa.s
η_{sp}	viscosité spécifique	-
η_0	viscosité à faible cisaillement	Pa.s
η_w	viscosité de l'eau	Pa.s
η_∞	viscosité à forte cisaillement	Pa.s
θ	angle de contact	-
λ	temps de relaxation	s
λ_r	temps reptation	s
λ_d	temps diffusion	s
ξ	distance enchevêtrements	m
Π	Constante Cannella	-
ρ	masse volumique	kg.m ⁻³
ϱ	constante diélectrique de l'eau	C ² N ⁻¹ m ⁻²

γ	vitesse de déformation	m.s^{-1}
φ_i	coefficient d'atténuation	-
ν	exposant de Flory	
σ	tension interfaciale	N.m^{-1}
σ_{ow}	tension interfaciale huile/eau	N.m^{-1}
σ_{os}	tension interfaciale huile/solide	N.m^{-1}
σ_{ws}	tension interfaciale eau/solide	N.m^{-1}
τ_{xy}	contrainte	Pa
ϕ	porosité	-
ϕ_r	porosité résiduelle	-
ϕ_u	porosité utile	-
ϕ'	constante Fox Flory	-
ψ	viscosité cinématique	$\text{m}^2.\text{s}$
ω	pulsation	rad/s

Lettres latines

A	Aire	m^2
a	constante eq Mark-Houwink	-
A_d	Adsorption	$\mu\text{g/g}$
b	longueur d'un segment	m
Ca	nombre Capillaire	-
c_o	concentration initiale	$\text{kg.m}^{-3} / \text{mol.m}^{-3}$
c	concentration	$\text{kg.m}^{-3} / \text{mol.m}^{-3}$
c^*	concentration critique	$\text{kg.m}^{-3} / \text{mol.m}^{-3}$
d	diamètre	m
D_0	coefficient de diffusion moléculaire,	$\text{m}^2.\text{s}^{-1}$
D^*	Diffusion effective	$\text{m}^2.\text{s}^{-1}$
D_d	Diffusion en eau libre	$\text{m}^2.\text{s}^{-1}$
De	nombre de Deborah	-
D_L	dispersion mécanique longitudinale	$\text{m}^2.\text{s}^{-1}$

d_p	diamètre d'un grain	m
D_T	dispersion transversale	$m^2.s^{-1}$
D'_x	dispersion totale	$m^2.s^{-1}$
e	épaisseur hydrodynamique	m
E_D	efficacité de balayage	-
e_t	temps d'étirement	s
F	flux de diffusion	$kg.m^{-2}.s^{-1}$
f_g	facteur de forme	-
f_w	fraction d'eau	-
g	pesanteur	$m.s^{-2}$
G	module élastique	$dyn.m^{-2}$
G^*	module dynamique complexe	$dyn.m^{-2}$
G'	module de conservation	$dyn.m^{-2}$
G''	module de perte	$dyn.m^{-2}$
I	force ionique	M
I_o	indice de mouillabilité à l'huile	-
I_{poly}	injectivité de polymère	$m^3.s^{-1}.Pa^{-1}$
IPV	volume de pore inaccessible	m^{-3}
I_w	indice de mouillabilité à l'eau	-
I_{USBM}	indice de mouillabilité USBM	-
k	perméabilité absolue	m^2
k'	constante d'Huggins	-
K'	constante eq Mark-Houwink	-
k_o	perméabilité effective à l'huile	m^2
k_p	perméabilité polymère	m^2
k_{ro}	perméabilités relative à l'huile	-
k_{rw}	perméabilité relative à l'eau	-
k_w	perméabilité effective à l'eau	m^2
l	longueur	m
L_g	longueur du cheminement réel parcouru	m
L_s	longueur distance rectiligne	m
M	rapport de mobilité	-

m	constante loi de Puissance	-
m_o	masse moléculaire du monomère	kg.mol ⁻¹
M_s	masse du solide	kg
M_w	masse molaire	kg.mol ⁻¹
N	nombre de monomères	-
n	constante loi de Puissance	-
\tilde{n}	nombre de sphères	-
N'	nombre de photons émergent du milieu poreux	
N_0'	nombre de photons émis	
N_A	nombre d'Avogadro	
n_t	nombre de tubes	-
P	pression	Pa
P_c	pression capillaire	Pa
Pe	nombre de Péclet	
Q	débit	m ³ .s
q_o	débit d'huile	m ³ .s
q_t	débit total	m ³ .s
q_w	débit d'eau	m ³ .s
R	Constante des gaz parfaits	J.mol ⁻¹ .K ⁻¹
r	rayon	m
R_g	rayon de giration	m
R_k	réduction de perméabilité	-
R_0	volume exclu	m ³
R_M	réduction de mobilité	-
rp	rayon de pore	m
S	surface	m ²
S_{sp}	surface spécifique	m ²
$S_{sphère}$	surface sphère	m ²
S_β	saturation	-
S_o	saturation en huile	-
S_w	saturation en eau	-

T	temperature	$^{\circ}\text{K}$
t	temps	s
v	Vitesse	$\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$
v_c	vitesse critique	$\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$
V	volume	m^3
V_0	volume de pores	m^3
V_T	volume total	m^3
WI	indice de mouillabilité Test Amott	-
x_D	épaisseur de la double couche	m
Y	constante de Faraday	$\text{C}\cdot\text{mol}^{-1}$
z	valence	

8 BIBLIOGRAPHIE

A

Abrams A. The Influence of Fluid Viscosity, Interfacial Tension, and Flow Velocity on Residual Oil Saturation Left by Waterflood, SPE 5050 Society of Petroleum Engineers office July 29, 1974. Revised manuscript received July 11, 1975

Algharaib M., Alajmi A., Gharbi R., Investigation of Polymer Flood Performance in High Salinity Oil Reservoirs, SPE/DGS 149133-MS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, 15-18 May, Al-Khobar, Saudi Arabia. 2011.

Ali L., Barrufet M.A., Using centrifuge data to investigate the effects of polymer treatment on relative permeability, Journal of Petroleum Science and Engineering 29. 2000.

Amott, E., Observations Relating to the Wettability of Porous Rock; Trans., AIME, v.216, pp. 156-162. 1959.

Anderson W.G., Wettability Literature Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability, SPE13932. 1986a.

Anderson W.G., Wettability Literature Survey-Part 2: Wettability Measurement. SPE13933. 1986b.

Anderson W.G., Wettability Literature Survey-Part 4: Effects of Wettability on Capillary Pressure Literature, SPE13933. 1986c.

Anderson W.G., Wettability Literature Survey-Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability. SPE13932. 1986d.

Anderson W.G., Wettability Literature Survey-Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding. 1605, 1986e.

Aungan N., Smith F. W., Thompson J., Some Aspects of Polymer Floods, SINCLAIR Ott & GAS CO. TULSA, OKIA. 1966.

Asghari K. and Nakutnyy P. Experimental Results of Polymer Flooding of Heavy Oil Reservoir, PAPER 2008-189, Proceedings of the Canadian International Petroleum Conference/SPE Gas Technology Symposium 2008 Joint Conference (the Petroleum Society's 59th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, 17-19 June 2008.

B

Bear J., Dynamics of fluids in porous media, Elsevier, New York. 1972

Besnard K., Modélisation du transport réactif dans les milieux poreux hétérogènes. Application aux processus d'adsorption cinétique non linéaire. 2003.

Bird, R.B., Armstrong R. C., and Hassager O., Dynamics of polymeric Liquids. Vol 2 Kinetic Theory, 2ndEdn. John Wiley and Sons, Chichester. 1987.

Bousseau C., Liu Y., and Buckley J.S., Wetting of silicate surfaces by Brine and crude oil, SCA conference paper number 9532. 1955.

Bondino I., Santanach-Carreras E., Levitt D., Jouenne S., Bourrel M., Polymer Flooding of Heavy Oil Under Adverse Mobility Conditions, SPE 165267-MS Enhanced Oil Recovery Conference, 2-4 July, Kuala Lumpur, Malaysia. 2013.

Bondino I., Nguyen R., Hamon G., Ornehaug P.A., Skauge A., and Jouenne, S. Tertiary polymer flooding in extra heavy oil: an investigation using 1D and 2D experiments, core scale simulation and pore scale network models, Paper SCA2011-A063 presented at the International Symposium of the Society of Core Analysts, Austin. 2011.

Broseta D., Medjahed F., Lecourtier J., and Robin M., Polymer Adsorption/Retention in Porous Media: Effects of Core Wettability and Residual Oil, SPE24149, Advanced technology series Vol.3 No.1.1995.

Brooks R., Corey T., Hydraulic properties of porous media, Hydrology paper of Colorado 1964.

Buckley S., Leverett M., Mechanism of fluid displacement in sands, Trans-AIME 146, page 107-116. 1942.

Buckley J.S., Liu Y., Monsterleet S., Mechanisms of Wetting Alteration by Crude Oils, Paper SPE 37230, SPE Journal 3, no. 1, page 54–61. March 1998.

C

Cannella W. J., Huh, C., Seright, R. S., Prediction of xanthan rheology in porous media. SPE 18089, Proceedings of the SPE 63rd Annual Fall Conference, Houston, TX .1988.

Carman, Fluid flow trough granular bed. Institution of Chemical Engineering. 1937.

Carreau, P.J PhD Thesis, University of Wisconsin, Maddison, USA, 1968] Trans.Soc.Rheol.16,99-127. 1972.

Chang H. G. _Experiences of Polymer Flooding Projects at Shengli Oilfield SPE-169652-MSSPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 31 March-2 April, Muscat, Oman. 2014.

Chatzis I., Morrow N.R., Lim H.T., Magnitude and Detailed Structure of Residual Oil Saturation, SPE Journal 23, pages 311-326. 1983.

Chauveteau G., Rodlike Polymer Solution Flow through Fine Pores: Influence of Pore Size on Rheological Behavior, Journal of Rheology 26 (2), 111–142 .1982.

Chauveteau, G., Kohler, N., Influence of microgels in Xanthan polysaccharide solutions on their flow through various porous media, S. P. E. 9295. 55th An. Techn. Conf. and Exhib., Dallas .1980.

Chiaria R., Développement d'un code de calcul multiphasique multi constituants, Thèse à l'université de Strasbourg. 2009.

Chiappa L., Mennella A., Lockhart T.P., Burrafato G., 1999, Polymer adsorption at the brine rock interface: the role of electrostatic interactions and wettability, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 24.1999.

Chilingar G.V., Relationship between porosity, permeability, and grain-size distribution of sands and sandstones, In: L.M.J.U. van Straaten (Editor), *Deltaic*. 1964.

Clennell M.B., Tortuosity: A guide through the maze, In: M.A. Lovell and P.K. Harvey, editors, *Developments in petrophysics*. Geol. Soc., London. p. 299–344.1997

Cordova M., Mogollon J.L., Molero H., Navas M., Polyacrylamides: Selective Permeability Parameters Using Surface Techniques. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, 13-17 April, Tulsa, Oklahoma, 2002.

Corey A.T., Mechanics of immiscible fluids in porous media. *Water Resources*, Highlands Ranch. 1994

Cossé R., Le gisement : Techniques d'exploitation pétrolière - Les fondamentaux de l'exploration et production. 1988.

Cottin C., Bourgeois M., Bursaux R., Jimenez J., Lassalle S., Secondary and tertiary polymer flooding on high permeable reservoir cores: experimental results SPE EOR169692-MS Conference at Oil and Gas West Asia held in Muscat, Oman, 31 March–2 April. 2014.

Cuiec L., Rock/Crude-Oil Interactions and Wettability-An Attempt To Understand Their Interrelation, Paper SPE 13211 presented at the 1984 ATCE, Houston, Sept. 16-19. 1984.

D

Daoud M., Cotton J. P., Farnoux B., Jannink G., Sarma G., Benoit H., Duplessix C., Picot C., de Gennes P. G. Solutions of Flexible Polymers. Neutron Experiments and Interpretation. *Macromolecules*, 1975, 8 (6), pp 804–818.

Dann M. W., Burnett D. B. and Hall L. M. Polymer Performance in Low Permeability Reservoirs, SPE 10615, SPE Sixth International Symposium on Oilfield and Geothermal Chemistry, held in Dallas; Texas. 1982.

De Gennes P. G., Reptation of a polymer chain in the presence of fixed obstacles. The Journal of Chemical Physics, Vol. 55, N°2, 572-579. 1971

Dehghanpour H. and Kuru E. A new look at the viscoelastic fluid flow in porous media: a possible mechanism of internal cake formation and formation-damage control. In: SPE 121640 presented at SPE international symposium on oilfield chemistry. 2010.

Donaldson E.C., Thomas R.D. and Lorenz P.B., Wettability determination and its effect on recovery efficiency , SPE J., March, 13-20. 1969.

Dullien, F. A. L., Porous Media. Academic. 1979.

E

El-Mamouni, R.; Hawari, J. A.; Marroni, D.; Guiot, S. R., WEFTEC '99, Annu. Conf. Expo, p 2375. 1999.

Epstein N., On tortuosity and the tortuosity factor in flow and diffusion through porous media, Chem. Eng. Sci. 44:777–779. 1989.

Ergun, Fluid flow through packed columns, Chemical Engineering Progress. 1952.

F

Fabbri C., Cottin C., Jimenez J., Nguyen M., Hourcq S., Bourgeois M., Hamon G., Secondary and Tertiary Polymer Flooding in Extra-Heavy Oil: Reservoir Conditions Measurements .Performance Comparison, International Petroleum Technology Conference 17703-MS IPTC, 19-22 January, Doha, Qatar. 2014.

Fayers J. F. Enhanced oil recovery. Proceedings of the third European Symposium on Enhanced Oil Recovery, held in Bournemouth, U.K., September 21-23.1981

Fetter C.-W., Contaminant Hydrogeology (2nde éd.), Prentice Hall. 1999.

Fick A. Über Diffusion , Annalen der Physik und Chemie, vol. 94, p. 59–86. 1855

Flory P. J., "Principles of Polymer Chemistry" Cornell University Press, Ithaca, N. Y., 1953.

Fontanille M., Gnanou Y., Chimie et physico-chimie des polymères 2Edn Dunod, Paris.2010.

G

Gharbi D., Bertin H., Omari A. Use of a gamma ray attenuation technique to study colloid deposition in porous media. 2004.

Gisi U., Schenker R., Schulin R., Stadelmann F.X., Sticher H., Soil ecology , Stuttgart Georg Thieme Verlag.1997

Graessley, W. W., Polymer .1980

Green D.W. and Willhite G.P., Enhanced oil recovery. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers, 1998

Gregory, Determination of Molecular Weights and Weight Distribution of Polyacrylamides, SPE 13150,1984.

Grollmann U., and Schnabel W., Free-Radical-Induced Oxidative Degradation of Polyacrylamide in Aqueous Solution. Polymer Degradation and Stability 4 203-212.1982.

Gupta, P., C. Elkins, T. E. Long, and G. L. Wilkes (2005). "Electrospinning of linear homopolymers of poly(methyl methacrylate): exploring relationships between fiber formation, viscosity, molecular weight and concentration in a good solvent." Polymer 46(13):4799–4810.

H

Harris D. C. Quantitative chemical analysis, seventh edition. 2007

Homsy G.M., Viscous fingering in porous media, Department of chemical Engineering, Stanford University, Stanford, California 94305.1987.

Huifen X., Wang D., Wu J., Kong F. Elasticity of HPAM Solutions Increases Displacement Efficiency under Mixed Wettability Conditions SPE-88456-MS SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 18-20 October, Perth, Australia. 2004.

Headviside, J. Measurement of relative permeability, interfacial phenomena in petroleum recovery, edited by norman R. Morrow, Marcel Dekker INC, 377-411. 1991.

K

Kim C.A., Kim J.T., Lee K., Choi H.J.,Jhon M.S., Mechanical degradation of dilute polymer solutions under turbulent flow, 2000.

Koh H., Lee V. B. and Pope G. A. Experimental Investigation of the Effect of Polymers on Residual Oil Saturation, SPE-179683-MS, SPE Improved Oil Recovery Conference, 11-13 April, Tulsa, Oklahoma, USA. 2016.

Kohler N., Chauveteau G., Polysaccharide plugging behavior in porous media: Preferential use of fermentation broth, S. P. E. 7425, 53th An. Techn. Conf. and Exhib., Houston.1978.

Kotlar H.K., Selle O. and Torsaeter O. Enhanced Oil Recovery by COMB Flow: Polymer Floods Revitalized, SPE-106421-MS, International Symposium on Oilfield Chemistry, 28 February-2 March, Houston, Texas, U.S.A..2007.

Kozeny, J., Ueber kapillare Leitung des Wassers im Boden. Sitzungsber Akad. Wiss., Wien, 136(2a), pp 271-306. 1927

L

Lalaing J., Evaluation of the Possibility of Using Ultrasound for the Remediation of a Sandy Aquifer Polluted by Light Non aqueous Phase (LNAPL), Case Study: Fuel Spill 12 at the Massachusetts Military Reservation. 1997.

Lake, L. W., Enhanced Oil Recovery, Prentice Hall Inc, January. 1989.

Latil M. Enhanced Oil Recovery. 1980

Lecourtier J., Lee L.T., and Chauveteau G., Adsorption of Polyacrylamides on Siliceous Minerals. Colloids and Surfaces, 47 219-231.1989.

Leet L. T. and Somasundaran P., Adsorption of Polyacrylamide on Oxide Minerals. School of Engineering and Applied Science, Columbia University, New York. 1988.

Léonardi F., Détermination de la distribution des masses molaires d'homopolymères linéaires par spectrométrie mécanique, Thèse de doctorat Université de Pau et des pays de l'Adour.1999.

Leontaritis K. J.; Mansoori G. A.; SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, San Antonio Texas, 4-6, Feb, SPE 16258.1987.

Levitt D. B., Bourrel M., Bondino I., Jouenne S., Gingras J.P. , The Interpretation of Polymer Coreflood Results for Heavy Oil, SPE 150566-MS Heavy Oil Conference and Exhibition, 12-14 December, Kuwait City, Kuwait. 2011b.

Levitt D.B., Pope G. A., Selection and Screening of Polymers for Enhanced-Oil Recovery, SPE 113845, Tulsa, Oklahoma U.S.A. 2008.

Levitt D. B., Pope G.A., and Jouenne S., Chemical Degradation of Polyacrylamide Polymers Under Alkaline Conditions. SPE Reservoir Evaluation & Engineering 14(6): 281286). 2011a.

Levitt D., Jouenne S., Bondino I., Santanach-Carreras E., and Bourrel M. Polymer Flooding of Heavy Oil Under Adverse Mobility Conditions, SPE-165267-MS, SPE Enhanced Oil Recovery Conference, 2-4 July, Kuala Lumpur, Malaysia .2013.

Lewis, M. G., Sharma, M. M. and Dunlap, H. F. Wettability and stress effect saturation and cementation exponents. SPWLA 29th Ann. Logging Symp., paper K, June 5-8. 1988.

Liang, J., Sun H., Seright, R.S. Why do gels reduce water permeability more than oil permeability, SPE/DOE 27829, Symposium on improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma. 1994.

Liu Q., Dong M. M. Z., Asghari K., T.,. Wettability alteration by magnesium ion binding in heavy oil/brine/chemical/sand systems-analysis of electrostatic forces. J.PetSci Eng.59 (1-2).147-456. 2007.

M

Maloy K.J., Feder J., Jossang T. Viscous fingering fractals in porous media. Phys.Rev Lett. 55:2688-91.

Manichand R., Mogollón J.L., Bergwijn S., Graanoogst F. and Ramdajal, R. Preliminary Assessment of Tambaredjo Heavy Oilfield Polymer Flooding Project. SPE 138728 presented at the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru, 1-3 December. 2010.

Marcus J., Caulfield G., Qiao G., and H. Solomon D., Some Aspects of the Properties and Degradation of Polyacrylamides, Polymer Science Group, Department of Chemical Engineering, The University of Melbourne, Victoria 3010, Australia. 2002.

Marle C., Volume 4, Ecoulements polyphasiques en milieu poreux. Cours de production.1972.

Martin F. D., Mechanical degradation of polyacrylamide solutions in core plugs from several carbonate reservoirs. SPE 12651. 1986

Mennella, A., Chiappa, L., Bryant, S.L. Burrafato, Giovanni. 1998. Pore-scale Mechanism for Selective Permeability Reduction by Polymer Injection. SPE-39634-MS. Presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 19-22 April 1998.

Meybodi, H. E., Kharrat, R., and Nasehi Araghi, M. Experimental studying of pore morphology and wettability effects on microscopic and macroscopic displacement efficiency of polymer flooding. *J. Pet. Sci. Eng.* 78:347–363. 2011.

Moldrup P., Olesen T., Komatsu T., Schjønning P., and Rolston D.E., Tortuosity, diffusivity, and permeability in the soil liquid and gaseous phases, *Soil Sci. Soc. Am. J.* 65:613–623. 2001.

Monicard R., *Caractéristiques des Roches Réservoirs, Analyse des Carottes*, Edition Technip (Paris) et Institut Français du Pétrole. 1965.

Moore T.F. and Slobod R.C., The effect of viscosity and capillarity on the displacement of oil by water, *Producers Monthly*, 1956

Moradi-Araghi A. and Doe P.H., Hydrolysis and Precipitation of Polyacrylamides in Hard Brines at Elevated Temperatures, SPE-13033-PA. 1987.

Morrow, N.R., Wettability and Its Effect on oil Recovery, JPT.176-1484. 1990.

N

Nashawi I. S., Laboratory Investigation of the Effect of Brine Composition on Polymer Solutions-- Part 1: Partially Hydrolyzed Polyacrylamide (HPAM), USMS 023533, United Arab Emirates U. 1991.

Nelson, P.H., Permeability–porosity relationship in sedimentary rocks, *Log. Anal.* 35 (No. 3), 38. 1994.

Nicholls C.I., Heaviside J., Gamma ray absorption technique to improve analysis of core displacement test. *SPE Format Eval* March 69–75. 1988.

Nooruddin H. A. and Hossain M. E., Modified Kozeny–Carmen correlation for enhanced hydraulic flow unit characterization, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 80, 107–115, 2011.

Norris U.L., Hatzignatiou D.G., Stavland A., Core-Scale Simulation of Polymer Flow through Porous Media, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, PETROL 2339. 2013.

O

Ogata A., and Banks R.B., A solution of the differential equation of longitudinal dispersion in porous media, *Prof. Paper No. 411 A*, U.S. Geological Survey, Washington, D.C., 1961.

Omari, A., *Ecoulement en milieu poreux de solutions de polyacrylamide en présence d'une couche adsorbée*, PhD thesis, Université de Bordeaux 1. 1982.

P

Paterson L., Diffusion-limited aggregation and two-fluid displacements in porous media, *Phys. Rev. Lett.* 52 : 162124. 1984.

Pengpeng Q., Ehrenfried D. H., Koh H., Balhoff M. T. Reduction of Residual Oil Saturation in Sandstone Cores Using Viscoelastic Polymers SPE-179689-MS. 2016.

Peksa E. A., Karl-Heinz A.A. W., Pacelli L.J. Z., Bentheimer sandstone revisited for experimental purposes, Delft University of Technology, Department of Geotechnology, Stevinweg 1, 2628 CN Delft, The Netherlands, 2015.

Perkins, T. K. and Johnson O. C., A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media. *Society of Petroleum Engineers Journal* 3:70-84. 1963.

Peters E. J., Flock D. L., The onset of instability during two-phase immiscible displacement in porous media. *Soc. Pet. Eng. J.* 21 : 249-58. 1981.

Pope G. A. The Application of Fractional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery, SPE, U. of Texas, June. 1980.

Pye D.J., Water Flooding Process. U.S. Patent No. 3,343,601. 1967.

R

Ramsden D.K. and McKay, K., The Degradation of Polyacrylamide in Aqueous Solution Induced by Chemically Generated Hydroxyl Radicals: Part II—Autoxidation of Fe²⁺. Polymer Degradation and Stability 15(1): 15–31.1986.

Rouquerol J., Avnir, D., Fairbridge C. W., Everett D. H., Haynes J. H., Pernicone N., Ramasay J. D. F., Sing K. S. W., Unger K. K., Recommendations for the characterization of porous solids, Pure & Appl. Chem. 66, No.8, 1739–1758, 1994.

Rodriguez, F. Principles of polymer systems, Chemical Engineering Series. McGraw-Hill New York. 1983.

Rouse P. E. Jr. A theory of the linear viscoelastic properties of dilute solutions of coiling polymers (Théorie des propriétés viscoélastiques de solutions diluées de polymères).The Journal of Chemical Physics 21p. 1272-1280, 1 tabl., 2 fig., 20 réf. 1953.

Runkel R.L., and Bencala K.E., Chapter 5: Transport of reacting solutes in rivers and streams, in Singh, V.P., ed., Environmental Hydrology: Dordrecht, The Netherlands, Kluwer Academic Publishers, p. 137-164, 1995.

Runkel R.L., Solution to the advection-dispersion equation: Continuous Load of Finite Duration: Journal of Environmental Engineering, v. 122, no. 9, p. 830-832. 1996.

Ryles R.G. Chemical Stability Limits of Water-Soluble Polymers Used in Oil Recovery. SPE Reservoir Engineering 3(1): 23-34.1985.

S

Saffman, P. G., Taylor, G. I. The penetration of a fluid into a porous medium or Hele-Shaw cell containing a more viscous liquid. Proc. R. Soc. London Ser. A 245 :312-29. 1958.

Sahimi M., Flow phenomena in rocks: From continuum models to fractals, percolation, cellular automata, and simulated annealing, Rev. Mod. Phys. 65:1393–1534, 1993.

Saraji S., Goual L., Piri M., Adsorption of Asphaltenes in Porous Media under Flow Conditions, Energy Fuels, Vol.24, pp. 6009-6017, 2010.

Seright R.S., Investigation How much polymer should be injected during a polymer flood, SPE-179543-MS Tulsa, Oklahoma, USA 11-13, 2011.

Seright R.S. The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions, SpE Journal, 23,3,475-485,1983.

Serra O., Sedimentary Environment from Wireline Logs. Schlumberger. p.165 –185, 1985

Seright R. S. How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood? SPE Improved Oil Recovery Conference, 11-13 April, Tulsa, Oklahoma, USA SPE-179543-MS. 2016.

Scheidegger, A. E., The Physics of Flow through Porous Media, Macmillan, 1960.

Scheidegger A.E., The physics of flow through porous media, 3rd ed. Univ. of Toronto Press, Toronto,1974.

Schneider F.N., Owens W.W., Steady-State Measurements of Relative Permeability for Polymer/Oil Systems, SPE-9408-PA. 1982.

Shashvat D. and Kishore K. Fingering Function for Unstable immiscible Flows, SPE-173290, Texas, USA 23-25, 2015

Sheng, J.J. Modern Enhanced Oil Recovery-theory and Practice. Elsevier, Burlington, MA. 2011.

Shiran B. S. and Skauge S. B. Wettability and Oil Recovery by Polymer and Polymer Particles. SPE-174568-MSSPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, 11-13 August, Kuala Lumpur, Malaysia. 2015.

Shupe R.D., Chemical Stability of Polyacrylamide Polymers. J. Pet. Tech. 33(8): 1513– 1529. 1981.

Shuler P. J., Kuehne D.L., Uhl J. T., and Walup Jr G.W. Improving Polymer Injectivity at West Coyote Field, California, SPE Reservoir Engineering, 2,3,271-280, 1987.

Skauge A., and Fosse B., A Study of Adhesion, Interfacial Tensions, and Contact Angles for a Brine, Quarts Crude Oil System. Presented at the International Symposium on Reservoir Wettability and Its Effect on Oil Recovery, Laramie, WY, Sept, 21-23. 1994.

Skauge T., Vik B. F., Ormehaug P. A., Jatten B. K., Kippe V., Skjevrakl., Standnes D.C., Uleberg K., Skauge A., Polymer Flood at Adverse Mobility Ratio in 2D Flow by X-ray Visualization, SPE EOR169740-MS Conference at Oil and Gas West Asia, 31 March-2 April, Muscat, Oman, 2014.

Smith G.E. Waterflooding Heavy Oils, SPE 24367, SPE Rocky Mountain Regional Meeting held in Casper. Wyoming, May 18-21, 1992

Soendenaa E., Brattel F., Kolltvelt K., and Normann H. P., A comparison between capillary pressure data and saturation exponent obtained at ambient conditions and at reservoir conditions, SOC. Petrol. Eng. paper 19592, 64th Ann. Conf., San Antonio, Texas, Oct. 8-11, pp. 213-225. 1989.

Sorbie, K. S., Polymer-Improved Oil Recovery, Blackie and Son Ltd. 1991.

Sparlin D.D and Hagen R.W. Jr Controlling water in producing operations, World Oil, 137-142. 1984.

Stavland A., Jonsbraaten H.C., Lohne A., Moen A., and Giske N.H., Polymer Flooding – Flow Properties in Porous Media versus Rheological Parameters. Paper SPE 131103. 2010.

Suk Kyoong Choi., pH sensitive polymers for improving reservoir sweep and conformance control in chemical flooding, final report University of Texas, Austin. 2008.

Sydansk R. D. and Romero-Zeron L. Reservoir Conformance Improvement Society of Petroleum Engineers. 2011.

Szabo M. T., Some aspects of polymer retention in porous media using a c14 tagged polyacrylamide. *Polyelectrolytes and Their Applications*, 287-337 Calgon Corporation, Pittsburgh, Pa., U.S.A. 1975.

T

Tanford C., *Physical chemistry of macromolecules*. Wiley, New York, 1961.

Tiab D., and Donaldson Erle C., *Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*, 2011.

Thomas A., Gaillard N. and Favero C., Some Key Features to Consider When Studying Acrylamide-Based Polymers for Chemical Enhanced Oil. Recovery, *Oil & Gas Science and Technology*, Rev. IFP Energies nouvelles, Vol. 67 No. 6, pp. 887-902. 2012.

Thomas G.H, Countryman G. R., Miscible displacement in a multiphase system, SPE 538, 1963.

Tye, F.L, Tortuosity, *J. Power Sources* 9:89–100, 1983.

U

Urbissinova T.S., Trivedi J., Kuru E. Effect of elasticity during viscoelastic polymer flooding: a possible mechanism of increasing the sweep efficiency. *J Can Pet Technol* 49:49–56. doi:10.2118/133471-PA . 2010.

V

Valat M., Bertin H., and Robin M., Two-phase flow in porous media: influence of pH on wettability, *Adv.in Core Eval., Reservoir Management, ProcEurocas III*, Gordon and Breach Science Publ. 387-409, 1993.

Van Ruymbeke E., Keunings R., Bailly C. Determination of the molecular weight distribution of entangled linear polymers from linear viscoelasticity data, *J. Non Newtonian Fluid Mech.* 105. 2002.

Veerabhadrapa S.K. Study of effects of polymer elasticity on enhanced oil recovery by core flooding and visualization experiments. MS thesis. University of Alberta, Alberta. 2012.

Vervoort R .W., and Cattle S.R., Linking hydraulic conductivity and tortuosity parameters to pore space geometry and pore-size distribution. *J. Hydrol.* 272:36–49. doi:10.1016/S0022-1694(02)00253-6. 2003.

Vermolen E.C.M., Van Haasterecht M.J.T., Masalmeh S.K., A Systematic Study of the Polymer Visco-Elastic Effect on Residual Oil Saturation by Core Flooding, SPE-169681-MS SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 31 March-2 April, Muscat, Oman.2014.

W

Wallace A., *Soil Sci.* 141, 395. 1986.

Wang J., Dong M., Optimum effective viscosity of polymer solution for improving heavy oil recovery, *Journal of Petroleum Science and Engineering* 67. 2008.

Wang D., Jiecheng C. ,Qingyan Y., Wenchao G., Qun L., Viscous-Elastic Polymer Can Increase Microscale Displacement Efficiency in Cores, SPE63227-MS Annual Technical Conference and Exhibition, 1-4 October, Dallas, Texas. 2000.

Wassmuth F.R., Arnold W., Green K., Cameron N. Polymer Flood Application to Improve .Heavy Oil Recovery at East Bodo. 2009

Wassmuth F.R., Green K., Hodgins L. and Turta A.T. Polymer Flood Technology for Heavy Oil Recovery, PAPER 2007-182, Petroleum Society's 8th Canadian International Petroleum Conference (58th Annual Technical Meeting), Calgary, Alberta, Canada, June 12 – 14. 2007.

Whitaker S., Flow in porous media I: a theoretical derivation of Darcy's law, *Transport in Porous Media*, 1, 3-25, 1986.

White I., Colombera P. M.; Philip J. R., Experimental study of wetting front instability induced by gradual change of pressure gradient and by heterogeneous porous1976.

X

Xiaoqin Z. G. and Pan W. Polymer Flooding for Middle and Low Permeability Sandstone ReservoirsIPTC-16536-MSInternational Petroleum Technology Conference, 26-28 March, Beijing, China. 2013.

Y

Yang S.H. and Treiber L.E. Chemical Stability of Polyacrylamide under Simulated Field Conditions. Paper SPE 14232 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Nevada, 22–25 September.1985.

Z

Zaitoun A. and Kohler N., The Role of Adsorption in Polymer Propagation through Reservoir Rocks. Paper SPE 16274. 1987.

Zaitoun A. and Potie B.Limiting Conditions for the Use of Hydrolyzed Polyacrylamides in Brines Containing Divalent Ions.Paper SPE 11785 presented at the International Symposium on Oilfield Chemistry, Denver, Colorado, 1–3 June. 1983.

Zhang G. and Seright, R.S., Effect of Concentration on HPAM Retention in Porous Media. Paper SPE 166265 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, 30 September 2 October. 2013.

Zhang G. and Seright R.S., Hydrodynamic retention and rheology of EOR polymers in Porous media. Paper SPE 173728 presented at the SPE International on Oilfield Chemistry held in the woodlands, Texas USA. 2015.

Zheng C. G., Gall B. L., Gao H. W., Miller A. E., Bryant R. S., Effects of polymer adsorption and flow behavior on two-phase flow in porous media, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, vol. 3, no. 3, pp. 216–223, 2000.

Zirnsak M. A.; Boger D.V.; Tirtaatmadja V., Steady shear and dynamic rheological properties of xanthan gum solutions in viscous solvent. 70, 3886, 1998.

Zitha P. L. J., Chauveteau G., and Léger L., Unsteady-State Flow of Flexible Polymers in Porous Media. 2000.

Titre : Récupération assistée du pétrole par injection de polymères hydrosolubles: nouvelle approche

Résumé : Une des méthodes de récupération assistée du pétrole les plus utilisées est l'injection de polymères. L'efficacité de cette méthode est attribuée principalement à la réduction de la mobilité de la phase aqueuse et à la viscoélasticité des polymères. Cette efficacité dépend de plusieurs paramètres comme la perméabilité, la température, la salinité, l'hétérogénéité, la mouillabilité, le nombre capillaire, etc. De nombreuses connaissances ont été accumulées s'agissant du rôle des polymères dans la récupération du pétrole. Néanmoins, il subsiste encore des questions importantes:

- Quel est le meilleur moment pour l'injection de polymère?
- Quel rôle joue la mouillabilité dans la récupération ultime de pétrole?
- Comment les effets viscoélastiques influencent-ils la récupération?
- Quel est le rôle l'adsorption du polymère dans le processus de récupération?

Cette thèse, expérimentale, a pour but de fournir des données concernant le déplacement diphasique (en conditions de mouillabilité intermédiaire et de mouillabilité franche à l'eau) et d'investiguer l'impact réel de la rhéologie sur l'efficacité de déplacement de l'huile.

Des injections de polymères sont réalisées à différents stades de précocité (c'est à dire, à différents moments après l'injection d'eau). Les résultats montrent un impact significatif de la précocité du balayage de polymère sur les taux de récupération finale et apparait comme un facteur déterminant à prendre en compte. D'autre part, on observe une récupération plus faible pour une mouillabilité franche à l'eau que pour une mouillabilité intermédiaire et l'adsorption et la viscoélasticité de la solution de polymère ne sont pas déterminants dans le taux de récupération (dans nos conditions) alors que nos résultats indiquent un changement de mouillabilité durant l'injection de polymère.

Des expériences complémentaires de dispersion diphasique ont ensuite mis en évidence un lien direct entre la dispersivité et le taux de récupération final.

Mots clés : RAP (Récupération assistée du Pétrole), polymères, mouillabilité, viscoélasticité, dispersivité, efficacité du balayage.

Title : Enhanced oil recovery using hydrosolubles polymers: new approach

Abstract : Polymer flooding is one of the most developed chemical enhanced oil recovery method that has been used successfully since decades. In this chemical EOR method, the polymer is added to a waterflood to decrease its mobility. The resulting increase in viscosity as well as a decrease in aqueous phase permeability improve macroscopic oil sweep efficiency. At the pore scale, viscoelasticity is known to be also a key parameter that controls the microscopic sweep efficiency. However this sweep efficiency depends on several factors like the permeability, temperature, salinity, wettability, capillary number, heterogeneity, etc. Therefore several studies are still necessary to have a better understanding of the behaviour of the polymer inside porous media and to optimize the process.

- What is the best moment to inject polymer?
- What is the role of wettability in final recovery?
- How do viscoelastic effects influence recovery?
- What is the role of adsorption of the polymer in the recovery process?

In our interest to optimize and to understand polymer flooding process we have analysed the dependence of the sweep efficiency with the moment of the polymer injection during waterflooding and wettability (Water wet and intermediate wet). The polymer solution is injected in the core at different maturity times (0PV, Breakthrough, 1PV, 2PV, 3PV, 4PV and 6PV).

The main results can be summarized in three points. The results show oil recovery final for water wet corefloods is lower than intermediate wet corefloods. On the other hand, the production of oil with the injection of polymer is higher than the injection of water due to a favorable mobility ratio. Finally, the final recovery rates are lower when the polymer injection is late. These results suggest that the history of sweeping can lead to different distributions of phases (oil/brine) at the end of the waterflood. The sweep efficiency is related to the ability of the polymer to disperse throughout the accessible pore space. We have analysed this aspect from the point of view of the diphasic dispersion by showing that the dispersivity of the phases is different at each time of the water injection. The complementary diphasic dispersion experiments showed a direct link between dispersivity and the final oil recovery.

Keywords: EOR (Enhanced Oil Recovery), Polymers, wettability, viscoelasticity, dispersivity, sweep efficiency.