



HAL
open science

Caractérisation polyphasique de la zone de transition dans un réservoir pétrolier carbonaté.

Franck Laurel Nono Nguendjio

► **To cite this version:**

Franck Laurel Nono Nguendjio. Caractérisation polyphasique de la zone de transition dans un réservoir pétrolier carbonaté.. Mécanique [physics.med-ph]. Ecole nationale supérieure d'arts et métiers - ENSAM, 2014. Français. NNT : 2014ENAM0012 . tel-01078317

HAL Id: tel-01078317

<https://pastel.hal.science/tel-01078317>

Submitted on 28 Oct 2014

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.

École doctorale n° 432 : Sciences des Métiers de l'Ingénieur

Doctorat ParisTech

T H È S E

pour obtenir le grade de docteur délivré par

l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers

Spécialité " Mécanique "

présentée et soutenue publiquement par

Franck NONO

Le 30 Avril 2014

**Caractérisation polyphasique de la zone de transition dans un réservoir
pétrolier carbonaté**

Directeur de thèse : **Henri BERTIN**

Jury

Mme. Azita AHMADI-SENICHAULT, Professeur des Universités, Arts et Métiers ParisTech
M. Jean-Pierre HULIN, Directeur de Recherche, CNRS, FAST, Orsay
M. Marc PRAT, Directeur de Recherche, CNRS, IMFT, Toulouse
M. Henri BERTIN, Directeur de Recherche, CNRS, I2M-TREFLE, Bordeaux
M. Gérald HAMON, Ingénieur, Expert Pétrophysique, TOTAL, Pau
M. Frédéric SKOCZYLAS, Professeur, CNRS, LML, Lille

Président
Rapporteur
Rapporteur
Examineur
Examineur
Examineur

**T
H
È
S
E**

REMERCIEMENTS

Cette thèse industrielle de convention CIFRE et financée par Total, a été effectuée au sein du laboratoire I2M-TREFLE (CNRS UMR 8508) rattaché à l'université de Bordeaux I et à l'École Nationale Supérieure d'Arts et Métiers Paristech. Je tiens à remercier M. E. Arquis, directeur du laboratoire I2M-TREFLE de m'avoir accueilli.

L'aboutissement de ce travail de thèse n'a été rendu possible que grâce au soutien, à la générosité et à l'aide de nombreuses personnes que j'ai côtoyées durant ces années de thèse. Mes remerciements iront plus particulièrement à :

M. H. BERTIN, Directeur de recherche CNRS, mon directeur de thèse, pour sa qualité d'encadrement, sa bonne humeur et son soutien tout au long de cette thèse. Cette habituelle bonne humeur et conseils m'ont toujours motivé et permis d'avancer durant les moments difficiles.

M. G. HAMON, expert Pétrophysique à TOTAL, mon encadrant industriel, pour son importante expérience scientifique et industrielle, son franc parlé et ses critiques sur le travail de thèse qui m'ont permis de faire évoluer de façon significative mes différentes compétences sur le sujet.

M. J.-P. HULIN et M. M. PRAT, directeurs de recherche au CNRS, d'avoir accepté de rapporter sur mes travaux de thèse.

Mme A. AHMADI-SENICHAULT, professeur des universités, d'avoir accepté de présider mon jury de thèse.

Les ingénieurs et techniciens du laboratoire pétrophysique au CSTJF qui ont participé plus ou moins à ce travail. Je pense notamment à A. ZERKOUNE, N. JEBARA et M. SAINT-FELIX.

Audrey, Marian, Sylviane et Muriel pour leur superbe gentillesse et disponibilité.

Mes collègues de manips : Sandra, Baptiste, Flavio, Antonio, Malick, Elvire, Cécile de ménibus, José Mourinho, qui ont participé tout comme moi aux différentes formations de collage, vissage de boulons et colmatage de fuites.

Mes différents collègues et amis du laboratoire: Stéphanie Dupont, Tenten, Mario, Marie, Mehrez, Xabi alonso, et encore bien d'autres que je ne citerai pas mais qui restent en pensée. On pourrait en faire un document de thèse. Votre compagnie était énormément agréable. *Ou pas*

Celle qui a supporté mes différents sauts d'humeur et qui a toujours été présente quand ça n'allait pas bien durant ces années. Elle saura bien se reconnaître. *Ou pas*.

Je tiens à dédier ce travail à ma famille sans qui je ne serai sans doute pas arrivé là. Je ne vous le dit pas très souvent mais Papa, Maman, ma sœur, mes frères, je vous aime.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES FIGURES	7
LISTE DES TABLEAUX	11
Introduction générale	12
Chapitre 1.....
Physique de l'écoulement en milieu poreux et introduction à la mouillabilité .	17
1.1. Caractéristiques générales des écoulements en milieu poreux.....	18
1.1.1. Notion d'échelle	18
1.1.2. Ecoulements monophasiques	20
1.1.3. Ecoulements polyphasiques	21
1.2. Définition d'interface, de tension interfaciale et de mouillage	22
1.2.1. Tension Interfaciale.....	22
1.2.2. Notion de mouillage	22
1.3. Pression capillaire (Pc) et généralités	23
1.3.1. Définitions.....	23
1.3.2. Mesures de pression capillaire.....	25
1.3.2.1. Mesure de Pc par injection de mercure (Méthode de Purcell)	25
1.3.2.2. Mesure de Pc par déplacement air-saumure	26
1.3.2.3. Mesure de Pc par centrifugation	26
1.3.3. Modèles empiriques de pression capillaire.....	27
1.3.3.1. Modèle de Brooks et Corey (Brooks & Corey, 1964).....	27
1.3.3.2. Modèle de Van Genuchten (Van Genuchten, 1980).....	28
1.4. Perméabilités relatives (Kr) et généralités.....	28
1.4.1. Définitions.....	28
1.4.2. Méthodes de détermination des perméabilités relatives.....	29
1.4.2.1. Méthode de détermination des Kr par déplacement.....	29
1.4.2.2. Méthode de détermination des perméabilités relatives par écoulements permanents	33
1.4.3. Modèles de perméabilités relatives	35
1.4.3.1. Modèle de Wyllie & Gardner (Wyllie & Gardner, 1958)	36
1.4.3.2. Modèle de Burdine (Burdine, 1953)	37
1.4.3.3. Modèle de Fatt (Fatt et al., 1951).....	37
1.4.3.4. Modèle de Brooks & Corey (Corey, 1994).....	38
1.4.3.5. Modèle L.E.T (Lomeland et al., 2005).....	38
1.5. La mouillabilité et ses généralités	39

1.5.1.	Définitions.....	39
1.5.2.	Bibliographie sur l'altération de la mouillabilité.....	40
1.5.3.	Méthodes de détermination de la mouillabilité.....	42
1.5.3.1.	Détermination de la mouillabilité par angle de Contact.....	43
1.5.3.2.	Méthode de mesure USBM (United States Bureau of Mines).....	43
1.5.3.3.	Méthode Amott-Harvey et Amott-IFP.....	44
1.6.	Conclusion partielle.....	46
Chapitre 2.....		
Hystérésis et Influence de la mouillabilité sur les écoulements en milieu poreux.....		
		47
2.1.	Piégeages des phases en milieu poreux.....	48
2.1.1.	Définition du piégeage des phases.....	48
2.1.2.	Mécanismes de piégeage.....	48
2.1.2.1.	Mécanisme du doublet (Moore & Slobod, 1956).....	49
2.1.2.2.	Mécanisme du snap-off.....	50
2.1.3.	Modèles empiriques de piégeage.....	51
2.2.	Hystérésis des propriétés d'écoulement.....	54
2.2.1.	Définition d'hystérésis.....	54
2.2.2.	Hystérésis de la pression capillaire.....	55
2.2.2.1.	Influence de la mouillabilité sur les pressions capillaires.....	55
2.2.2.2.	Modèles d'hystérésis de pression capillaire.....	57
2.2.3.	Hystérésis de perméabilité relative.....	59
2.2.3.1.	Influence de la mouillabilité sur les perméabilités relatives.....	59
2.2.3.2.	Modèles hystérétiques de perméabilité relative.....	60
2.3.	Conclusion partielle.....	64
Chapitre 3.....		
Étude et procédure expérimentale.....		65
3.1.	Projet expérimental.....	66
3.1.1.	Les milieux poreux.....	66
3.1.1.1.	Le calcaire de Richemont.....	67
3.1.1.2.	Le calcaire d'Estailade.....	68
3.1.1.3.	Dimensionnement et montage des milieux poreux.....	68
3.1.2.	Fluides.....	70
3.1.3.	Dispositifs expérimentaux.....	72
3.2.	Mesures expérimentales.....	74

3.2.1.	Mesures de porosité	74
3.2.2.	Mesures de compressibilité des échantillons saturés.....	76
3.2.3.	Mesures de perméabilités absolues et effectives	76
3.2.4.	Mesures de saturations et production	77
3.3.	Procédure expérimentale	78
3.3.1.	Préparation des échantillons.....	78
3.3.2.	Expériences d'écoulements monophasiques	78
3.3.3.	Tests Amott-IFP.....	79
3.3.4.	Écoulements diphasiques	79
3.3.4.1.	Écoulement diphasique avec de l'huile minérale.....	80
3.3.4.2.	Écoulement diphasique avec de l'huile brute	80
3.3.5.	Procédure et résultats détaillés pour le calcaire de Richemont Ri2.	82
3.3.5.1.	Caractérisation du calcaire de Richemont (Ri2)	82
	Dans toutes les procédures de mesure gamma, nous avons effectué pour tous les échantillons, des comptages de 6 min.	82
3.3.5.2.	Expérience de co-injection huile-eau sur Ri3	85
Chapitre 4.....		
Résultats expérimentaux et numériques, Analyses et discussions.....		90
4.1.	Ensemble des résultats expérimentaux.....	91
4.1.1.	Propriétés pétrophysiques des échantillons	91
4.1.2.	Résultats obtenus en mouillabilité franche à l'eau et analyses.....	92
4.1.2.1.	Calcaire de Richemont (Ri0)	92
4.1.2.2.	Calcaire d'Estailade (Esta0).....	93
4.1.2.3.	Analyses des courbes de perméabilités relatives.....	93
4.1.3.	Résultats de Tests de mouillabilité avec l'huile brute aux S_{wi}	94
4.1.4.	Résultats expérimentaux en mouillabilité altérée et analyses.....	95
4.1.4.1.	Résultats expérimentaux des échantillons de Richemont et analyses.....	97
4.1.4.2.	Résultats expérimentaux des échantillons d'Estailade et analyses	99
4.1.4.3.	Analyse générale et comparative des résultats, discussions.....	102
4.2.	Résultats numériques, Analyses et discussions.....	106
4.2.1.	Résultats numériques du modèle de Carlson et analyses	106
4.2.2.	Résultats numériques du modèle de Killough et analyses	108
4.2.3.	Résultats numériques du modèle de Spiteri et analyses	113
4.2.4.	Résultats numériques du modèle de Skjaeveland et analyses.....	118
4.2.5.	Analyse globale des résultats numériques.....	121
4.2.6.	Proposition d'un nouveau modèle d'hystérésis	122

4.2.6.1.	Construction des Krow en zone de transition	122
4.2.6.2.	Construction des Krw en zone de transition	125
4.2.6.3.	Résultats du modèle d'hystérésis	128
Chapitre 5	
Conclusions et perspectives	132
BIBLIOGRAPHIE		136
ANNEXES		143

TABLE DES FIGURES

Figure 1: Zone de transition eau-huile	15
Figure 2: Contexte général de l'étude.....	15
Figure 3: Illustration des différentes échelles (Yra, 2006).....	18
Figure 4: évolution de la porosité à différentes échelles (Chiaria, 2009)	19
Figure 5: Equilibre entre deux fluides non-miscibles α et β dans un milieu poreux.....	22
Figure 6: Illustration de la notion de mouillage et d'angle de contact	23
Figure 7: Illustration de la pression capillaire à l'interface de deux fluides non miscibles	24
Figure 8: Illustration de la pression capillaire dans un tube capillaire.....	25
Figure 9: Mesure de la pression capillaire par la méthode de Purcell.....	25
Figure 10: Mesure de la pression capillaire par la méthode Air – Saumure	26
Figure 11: Mesure de pression capillaire par centrifugation.....	26
Figure 12: Évolution de la pression capillaire en fonction de la saturation	27
Figure 13: Procédure expérimentale de détermination des perméabilités relatives par la méthode par déplacement.	31
Figure 14: Illustration des effets capillaires aux extrémités de l'échantillon.....	34
Figure 15: Profils de saturation: (a) bas débits, (b) forts débits - (Mehdi et al., 1986).	35
Figure 16: Angles de contact pour un système solide/eau/huile (Mehdi et al., 1986).....	40
Figure 17: Effet du type d'asphaltènes sur l'adsorption sur: (a) la calcite, (b) le quartz, Saraji et al., 2010.....	41
Figure 18: Récupération d'huile en fonction du temps de vieillissement (Morrow et al., 1998)	42
Figure 19: Illustration de l'angle de recul et d'avancée pour le système Eau/huile	43
Figure 20: Méthode USBM de détermination de la mouillabilité (Zinszner & Pellerin, 2007)	44
Figure 21: Méthode Amott-IFP (déplacements spontanés) (Cissokho, 2010)	45
Figure 22: Schéma de calcul Amott-Harvey	45
Figure 23: Recensement des valeurs de S_{nwr} en fonction de la porosité (Pentland, 2010) ...	48
Figure 24: Piégeage : mécanisme du doublet (by-passing)	49
Figure 25: Mécanisme du Snap-off (Oh, 1979)	50
Figure 26: Illustration des différentes combinaisons de piégeages par Chatzis et al. (1983).	51
Figure 27: Données expérimentales $S_{nwr} = f(S_{nwi})$ recueillies par Pentland (2010).....	51
Figure 28: Résultats de Spiteri (2005) pour différentes valeurs de l'angle de contact.....	53
Figure 29: Récapitulatif des modèles de piégeage (Pentland, 2008)	54
Figure 30: hystérésis des perméabilités relatives et pression capillaire lors du drainage- imbibition en zone de transition	55
Figure 31: Mesures expérimentales de pression capillaire sur un grès de Berea (à gauche) et Venango (à droite) dans des conditions de mouillabilité à l'eau (Anderson, 1987).	56
Figure 32: Mesures expérimentales de pression capillaire sur des grès mouillables à l'huile (Berea à gauche et Tensleep à droite) (Anderson, 1987)	56
Figure 33: Illustration des "scanning curves" et des courbes extrêmes pour le modèle de pression capillaire de Killough (1976).....	58

Figure 34: (a) Expériences de Owens & Archer (1971), (b) Illustration de Raza et al., 1968 sur l'influence de la mouillabilité sur l'écoulement à l'échelle du pore	60
Figure 35: Illustration du modèle de Carlson de Krow	61
Figure 36: Interpolations des perméabilités relatives: Méthode de Killough (1976)	62
Figure 37: Enrobage d'un échantillon parallélépipédique	66
Figure 38: Distribution de la taille des pores sur Calcaire de Richemont.....	67
Figure 39: Distribution de pores du calcaire d'Estailade	68
Figure 40: Illustration des génératrices choisies pour établir les profils de saturation par rayonnement gamma.....	69
Figure 41: Montage des échantillons cylindriques dans les cellules type Hassler	70
Figure 42: Densimètre et matériel d'acquisition	72
Figure 43: Dispositif expérimental d'écoulement (monophasique et diphasique) à travers les échantillons cylindriques	73
Figure 44: Dispositif expérimental d'écoulement (monophasique et diphasique) à travers les échantillons parallélépipédiques.....	74
Figure 45: Illustration du traçage miscible en écoulement monophasique d'un échantillon Richemont	75
Figure 46: Illustration du profil de porosité obtenu par atténuation gamma sur un échantillon de calcaire de Richemont	76
Figure 47: Illustration d'un profil de saturation après co-injection (Esta3)	78
Figure 48: Interface internet SCAweb développée par Maas & Schulte (1997).....	81
Figure 49: Détermination du Kg aux extrémités de Ri3	82
Figure 50: Profil d'absorption de la matrice solide de Ri3.....	83
Figure 51: Détermination de Kw.	83
Figure 52: Dispersion monophasique de Ri3.....	84
Figure 53: Profil de porosité mesuré par rayonnement gamma sur Ri3.....	85
Figure 54: Mesure de la perte de charge	86
Figure 55: Profil de saturation mesuré par rayonnement gamma	86
Figure 56: Profil de saturation locale mesuré par rayonnement gamma après macération... 87	
Figure 57: Evolution des profils de saturation gamma avec les débits fractionnaires.....	88
Figure 58: Dispersion diphasique et détermination du S_{ow}	88
Figure 59: Opérations expérimentales effectuées pour chaque type de roche calcaire (Estailade, Richemont)	90
Figure 60: Propriétés physiques des échantillons utilisés : (a) Échantillons de Richemont, (b) Échantillons d'Estailade.	91
Figure 61: Rapports Kg/Kw : (a) Richemont, (b) Estailade.....	92
Figure 62: Courbes de perméabilités relatives en mouillabilité franche à l'eau pour le Calcaire de Richemont.....	92
Figure 63: Courbes de perméabilités relatives en mouillabilité franche à l'eau pour le Calcaire d'Estailade	93
Figure 64: Pressions capillaires et S_{oi} ciblées pour les expériences d'imbibition en écoulements permanents en mouillabilité altérée.....	95
Figure 65: Comparaison des valeurs de Kr obtenues en drainage primaire avec l'huile brute et l'huile minérale - Calcaires de Richemont.....	96
Figure 66: Comparaison des valeurs de Kr obtenues en drainage primaire avec l'huile brute et l'huile minérale - Calcaires d'Estailade	96

Figure 67: S_{orw} en fonction de S_{oi} - Richemont	97
Figure 68: $K_{row} (S_w, S_{oi})$ en imbibition après macération - Richemont	98
Figure 69: $K_{rw} (S_w, S_{oi})$ en imbibition après macération - Richemont	98
Figure 70: S_{orw} en fonction de S_{oi} - Estailade	100
Figure 71: $K_{row} (S_w, S_{oi})$ en imbibition après macération - Estailade	100
Figure 72: $K_{rw} (S_w, S_{oi})$ en imbibition après macération - Estailade	101
Figure 73: $f_w = \text{fonction}(S_w)$ en imbibition - Roches calcaires de Richemont.....	103
Figure 74: $f_w = \text{fonction} (S_w)$ en imbibition - Roches calcaires d'Estailade	103
Figure 75: Évolution des saturations en huile aux forts débits fractionnaires: (a) - Calcaires de Richemont, (b) - Calcaires d'Estailade	104
Figure 76: Évolution du rapport de K_{rw} en mouillabilité altérée et mouillabilité franche à l'eau en fonction de la saturation initiale- Calcaire de Richemont	105
Figure 77: Évolution du rapport de K_{rw} en mouillabilité altérée et mouillabilité franche à l'eau en fonction de la saturation initiale- Calcaire d'Estailade.....	105
Figure 78: Illustration du modèle de Carlson de K_{row}	107
Figure 79: Résultats du modèle de Carlson des K_{row} - Richemont	107
Figure 80: Résultats du modèle de Carlson des K_{row} - Estailade	108
Figure 81: Principe de construction des perméabilités relatives par la méthode de Killough	109
Figure 82: Courbes maîtresses des K_{row} et K_{rw} en zone de transition (Richemont).....	109
Figure 83: Résultats du modèle de Killough des K_{row} - Richemont.....	110
Figure 84: Résultats du modèle de Killough des K_{rw} - Richemont.....	110
Figure 85: Résultats du modèle de Killough des K_{row} - Estailade.....	111
Figure 86: Résultats du modèle de Killough des K_{rw} - Estailade.....	111
Figure 87: Résultats du modèle de Killough des K_{rw} – Estailade (macroporosité)	112
Figure 88: Prédiction des f_w par Killough - Richemont	113
Figure 89: Prédiction des f_w par Killough - Estailade.....	113
Figure 90: Illustration des saturations piégées et mobiles de Spiteri et Carlson.....	114
Figure 91: Variations de γ avec l'angle de contact (Spiteri, 2005)	115
Figure 92: Calage numérique des données expérimentales de S_{orw} en fonction de S_{oi} - Calcaires de Richemont	115
Figure 93: Calages numériques des données de S_{orw} en fonction de S_{oi} - Calcaires d'Estailade	116
Figure 94: Résultats du modèle de Spiteri pour les K_{row} - Richemont	116
Figure 95: Résultats du modèle de Spiteri pour les K_{row} - Estailade.....	117
Figure 96: Évolution de γ en fonction de S_{oi} - Richemont.....	117
Figure 97: Évolution de γ en fonction de S_{oi} - Estailade.....	118
Figure 98: Résultats du modèle de Skjaeveland des K_{row} - Richemont	119
Figure 99: Résultats du modèle de Skjaeveland des K_{row} - Estailade	120
Figure 100: Comparaison des moyennes de pondération Skjaeveland et du test Amott-IFP - Richemont	120
Figure 101: Comparaison des moyennes de pondération Skjaeveland et du test Amott-IFP - Estailade	121
Figure 102: Proposition d'évolution de la mouillabilité en fonction de S_{oi}	124
Figure 103: Construction proposée des K_{rw}	126

Figure 104: Interpolation du rapport des K_{rw} zone de transition et mouillabilité à l'eau - Calcaire d'Estailade	127
Figure 105: Modélisation du rapport des K_{rw} zone de transition et mouillabilité à l'eau - Calcaire de Richemont.....	128
Figure 106: Modélisation numérique des K_{row}	129
Figure 107: Modélisation numérique des K_{row}	129
Figure 108: Modélisation numérique des K_{rw} en zone de transition	130
Figure 109: Modélisation numérique des K_{row} en zone de transition	130
Figure 110: Modélisation des K_{rw} en baissant l'indice maximal de mouillabilité.	131
Figure 111: Spectres des différents types de rayonnement.....	142
Figure 112: Dispositif de mesure par rayonnement gamma (Canseco, 2009).....	143
Figure 113: Illustration de l'atténuation du faisceau incident par un milieu homogène composé de plusieurs phases.....	144
Figure 114: Cellule étalon de mesure de coefficient d'absorption.....	145
Figure 115: Répartition des points de mesures de porosité locale et de saturations.....	146
Figure 116: Dip view $Ri0$	148
Figure 117: Traçages miscibles $Ri0$	148
Figure 118: Traçages miscibles $Ri1$	150
Figure 119: Profil de porosité $Ri2$	151
Figure 120: Profil de saturation au drainage primaire $Ri2$	152
Figure 121: Profil de saturation au $Sorw - Ri2$	152
Figure 122: Traçages miscibles $Ri2$	152
Figure 123: Profil de porosité $Ri3$	154
Figure 124: Profil de saturations au $Soi3 - Ri3$	155
Figure 125: Profil de saturation au $Sorw$	155
Figure 126: Traçages miscibles $Ri3$	155
Figure 127: Profil de saturation au $Soi4 - Ri4$	158
Figure 128: Profil de saturations au $Sorw - Ri4$	158

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Récapitulatif des données expérimentales utilisées par Pentland (2010), systèmes de fluides et types de milieux poreux utilisés.....	52
Tableau 2: Composition minéralogique du calcaire de Richemont.....	67
Tableau 3: Propriétés pétrophysiques des échantillons de Richemont.....	67
Tableau 4: Composition minéralogique du calcaire d'Estailade.....	68
Tableau 5: Propriétés pétrophysiques des échantillons d'Estailade.....	68
Tableau 6: Caractéristiques des fluides utilisés.....	71
Tableau 7: Caractéristiques de l'huile brute (fournie par TOTAL®).....	71
Tableau 8: Récapitulatif des résultats obtenus sur Ri2.....	89
Tableau 9: Résultats pour les Calcaires de Richemont.....	97
Tableau 10: Résultats pour les Calcaires d'Estailade.....	99
Tableau 11: Valeurs des coefficients de pondérations Skjaeveland obtenus après calage des données expérimentales (moy = moyenne).....	186

INTRODUCTION GÉNÉRALE

L'exploitation d'un gisement pétrolier nécessite des connaissances poussées sur les structures poreuses du réservoir, les différentes phases en présence, les propriétés d'écoulement des fluides et beaucoup d'autres paramètres qui sont difficiles à prendre en compte lors de l'évaluation du gisement. Elle se décrit classiquement en trois étapes successives. Cependant, selon le contexte, il peut être envisagé de débiter l'exploitation d'un réservoir par la phase secondaire voire tertiaire :

- **La récupération primaire** : Où l'hydrocarbure s'écoule de façon spontanée vers les puits producteurs sous l'effet de sa pression dans la roche qui est supérieure (souvent de plus de 1000 bars) à la pression de surface. Le taux de récupération primaire se situe généralement entre 5% et 10%.
- **La récupération secondaire** : Elle intervient lorsque la pression dans la roche devient insuffisante pour un écoulement d'hydrocarbures. La méthode consiste à l'injection de fluides associés à l'écoulement pour palier à cette baisse de pression et ainsi permettre l'écoulement des fluides dont les hydrocarbures. Le taux de récupération moyen en injection secondaire est d'environ 20% à 30%.
- **La récupération tertiaire ou récupération améliorée**: Elle intervient lorsque le rendement obtenu en récupération secondaire devient insuffisant. Elle consiste, par des méthodes chimiques, miscibles ou thermiques, à permettre une production supplémentaire d'hydrocarbures. Elle a pour but, d'augmenter la fluidité du pétrole à récupérer, à pousser plus efficacement l'huile brute vers les puits de production.

On considère que 60% de la réserve mondiale d'hydrocarbures est contenue dans des réservoirs carbonatés. Compte tenu de la prévision d'augmentation de la demande globale d'énergie (environ 50% d'ici les années 2030), il est important d'un point de vue pratique d'étudier ce type de réservoir. D'un point de vue scientifique, cette étude représente un enjeu important car la mouillabilité de roches carbonatées est très sensible à la présence d'huiles brutes et son influence (de la mouillabilité) est très importante sur les propriétés des écoulements polyphasiques. Ceci est particulièrement vrai dans les zones de transition (Figure 1) des réservoirs pétroliers.

Il s'agit de la zone comprise entre le plan d'eau, où la saturation en eau atteint une valeur de 100%, et la zone haute du réservoir où cette saturation atteint une valeur pratiquement irréductible et constante. Dans la zone de transition, les effets capillaires sont importants et les deux fluides sont considérés comme mobiles. Sa hauteur peut atteindre une centaine de mètres, et dès lors, constituer une importante réserve en hydrocarbures. Il existe des réservoirs pétroliers qui sont, de part leurs propriétés pétrophysiques, essentiellement constitués de la zone de transition. Pratiquement aucune donnée expérimentale d'écoulement en zone de transition eau-huile n'a été obtenue dans la littérature. Il existe alors aucune validation des différents modèles numériques de prédictions des propriétés d'écoulements, en particulier pour le système de fluides eau-huile.

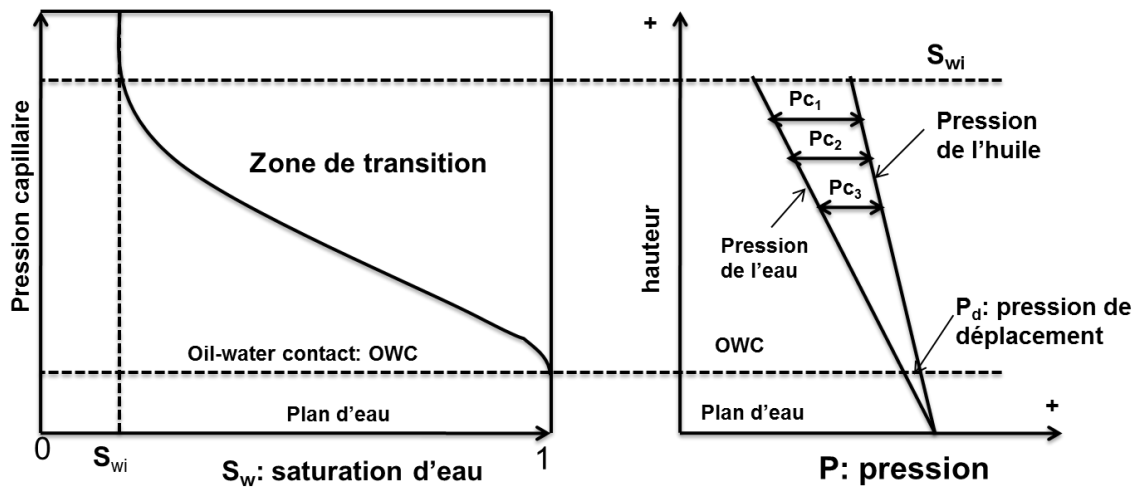


Figure 1: Zone de transition eau-huile.

Le contexte général de notre étude peut être schématisé simplement par la Figure 2.

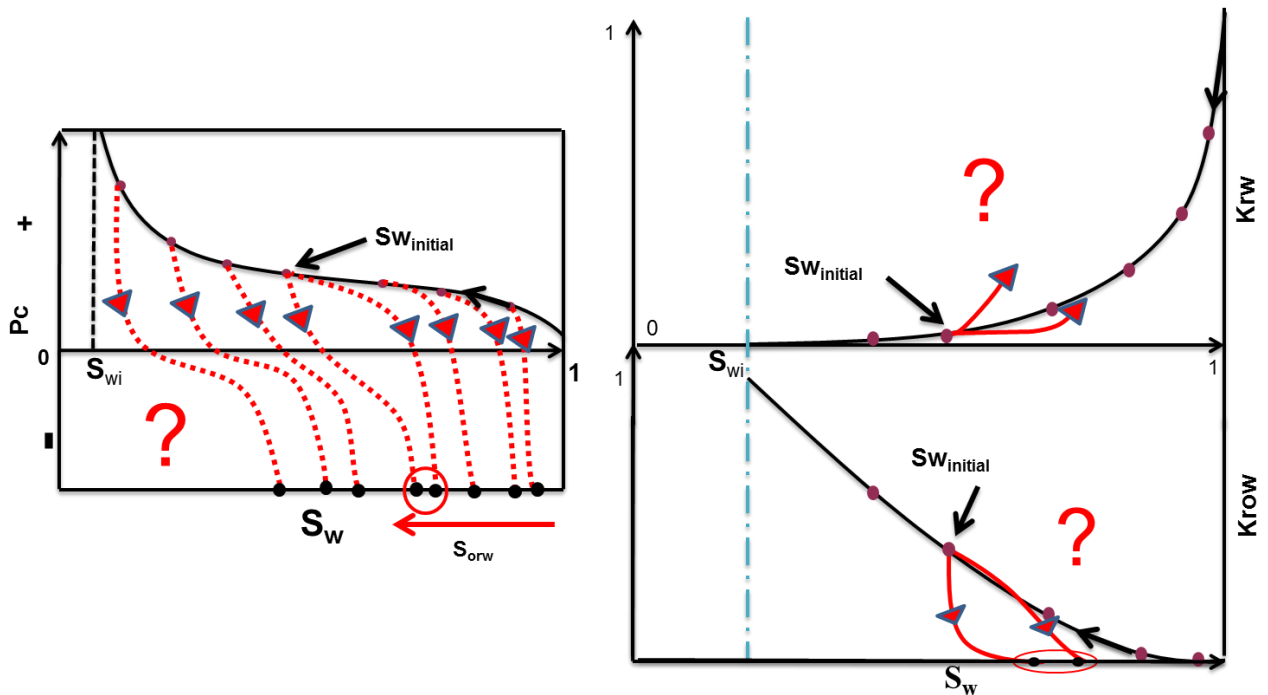


Figure 2: Contexte général de l'étude

Les évolutions des valeurs de la pression capillaire et des perméabilités relatives en fonction de la saturation, dépendront entre autres, de la mouillabilité de la roche, dont on peut penser qu'elle dépend de la saturation en huile donc de la hauteur au-dessus du plan d'eau. Il en va de même avec les saturations résiduelles atteintes lors des déplacements en eau. La connaissance de l'ensemble des propriétés polyphasiques dans la zone de transition est nécessaire pour l'évaluation de la récupération d'hydrocarbures. Il est nécessaire de caractériser les propriétés d'écoulements en fonction des différents paramètres qui peuvent jouer un rôle important (type de roche, mouillabilité, structure des pores, nature de l'huile, etc.).

Objectifs de l'étude

L'objectif de cette étude, initiée par la société TOTAL S.A. et montée en collaboration avec le laboratoire I2M-TREFLE en contrat CIFRE, a été dans un premier temps, d'établir une base de données expérimentale de perméabilités relatives de type drainage-imbibition des échantillons de carbonates pour le système eau-huile en zone de transition. Pour cela, nous avons effectué des expériences contrôlées, proches des conditions réservoirs (huile de gisement, eau salée, altération de mouillabilité, etc.) afin de pouvoir déterminer qualitativement et quantitativement les influences des paramètres parmi lesquels la mouillabilité, sur les perméabilités relatives. Dans un second temps, le but a été de comparer ces données expérimentales aux différents modèles numériques utilisés dans l'industrie pétrolière pour les évaluations réservoirs afin de pouvoir cerner leurs faiblesses pour ensuite les améliorer.

Plan du document

Dans le chapitre 1, nous décrivons dans leurs généralités les écoulements en milieu poreux, avec les équations générales associées et ce, à différentes échelles. Nous décrivons aussi de façon générale, les différentes propriétés d'écoulements caractéristiques d'écoulements polyphasiques (pressions capillaires, perméabilités relatives, saturations) avec les différents modèles d'hystérésis rencontrés dans la littérature. Enfin, nous effectuons une introduction à la notion de mouillabilité, ses généralités et ses différentes méthodes de caractérisation.

Dans le chapitre 2, nous présentons plus en détails la mouillabilité et son influence sur les pressions capillaires et les perméabilités relatives. De même nous introduisons les notions de piégeages et d'hystérésis. Nous présentons aussi les différents modèles associés à l'hystérésis et au piégeage des phases qui sont utilisés pour évaluer l'évolution de l'écoulement multiphasique.

Dans le chapitre 3, le dispositif expérimental et toutes les procédures expérimentales sont présentés en détails. Nous présentons aussi les différentes caractéristiques des milieux poreux et fluides utilisés. En fin de chapitre, nous donnons un exemple de l'ensemble de la procédure et des mesures dans l'ordre, suivies et obtenues pour un échantillon (Ri3).

Dans le chapitre 4, Nous présentons l'ensemble des résultats expérimentaux obtenus et les différentes observations et analyses effectuées. Nous discutons de l'influence (observée) de la mouillabilité sur les perméabilités relatives et les saturations résiduelles, selon le type de roche calcaire utilisée. Nous présentons aussi les différentes comparaisons numériques qui ont été effectuées avec les différents modèles d'hystérésis de la littérature. Nous proposons ensuite en fin de chapitre, un modèle d'hystérésis qui décrit de façon satisfaisante nos résultats expérimentaux.

A la fin du document (Chapitre 5), des conclusions expérimentales et numériques sont tirées des observations établies. Nous donnons aussi quelques perspectives de suite d'études.

Chapitre 1

Physique de l'écoulement en milieu poreux et introduction à la mouillabilité

Dans ce chapitre, nous décrivons les écoulements en milieu poreux, avec les équations générales associées à différentes échelles. Nous décrivons aussi les différentes propriétés d'écoulements polyphasiques (pressions capillaires, perméabilités relatives, saturations) et les différents modèles numériques élaborés dans la littérature. Une notion plus globale de la mouillabilité est aussi introduite en fin de chapitre.

1.1. Caractéristiques générales des écoulements en milieu poreux

Pour faciliter la compréhension des phénomènes physiques prenant part à la caractérisation des écoulements en milieu poreux, il convient de bien définir l'échelle de travail. De cette échelle dépendront les lois d'écoulements qui seront prises en compte dans l'évaluation des caractéristiques physiques des milieux poreux.

Dans notre étude, nous ne traiterons que le cas des écoulements isothermes où les fluides sont incompressibles, newtoniens, et non miscibles. Le milieu poreux a une structure composée d'une matrice solide considérée continue et d'un réseau de pores. Les écoulements y prenant place peuvent être monophasiques (présence et déplacement d'une seule phase dans le milieu poreux) ou polyphasiques (présence de plusieurs phases non miscibles et déplacement d'au moins une de ces phases). Ces écoulements sont donc gouvernés par les forces adhésives (interfaces fluides-solide) et les forces cohésives (interfaces fluides-fluides). Il convient aussi de prendre en compte les forces de pression, de capillarité, de pesanteur et d'inertie. L'influence de ces forces dépendra aussi et surtout de l'échelle d'observation choisie.

1.1.1. Notion d'échelle

On peut envisager une étude globale de l'écoulement sous quatre échelles distinctes : l'échelle de la surface (interactions chimiques), l'échelle du pore (de l'ordre du micron), l'échelle de Darcy (ou échelle locale, de l'ordre du mm au cm) et l'échelle macroscopique (de l'ordre du décimètre au mètre). Dans notre étude, nous nous intéresserons principalement aux échelles du pore et de Darcy (Figure 3).

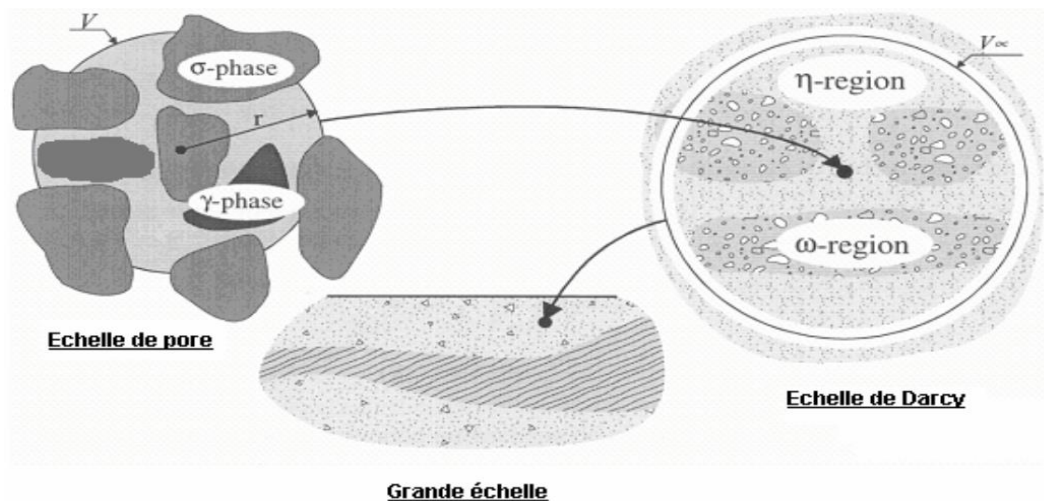


Figure 3: Illustration des différentes échelles (Yra, 2006)

A l'échelle du pore, les paramètres d'entrées concerneront les différentes tailles de grains, leur distribution, la taille des pores et leur répartition tout en se basant sur des équations de mécanique des fluides classiques (les équations de Stokes, etc.). A l'échelle locale, nous utiliserons plutôt des grandeurs physiques telles que la porosité, la perméabilité et la saturation tout en se basant sur les modèles d'écoulement de Darcy et Darcy généralisé. Ces grandeurs physiques seront définies ultérieurement.

Le passage de l'échelle du pore à l'échelle locale nécessite de définir le volume élémentaire représentatif (V.E.R).

Volume Élémentaire Représentatif : La définition du V.E.R est basée sur la définition de l'indicateur d'espace occupé par le vide ou le solide.

La porosité est définie comme l'ensemble des interstices pouvant contenir les fluides. A l'échelle microscopique, on la définit par la fonction de distribution du vide suivante:

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

Où Γ est le domaine occupé par le milieu poreux.

Pour un volume d'observation V , la porosité est définie par:

$$\Phi = \frac{1}{V} \int_V \varphi(x) dV \quad (2)$$

Son évolution en fonction du rayon du volume d'observation est illustrée Figure 4.

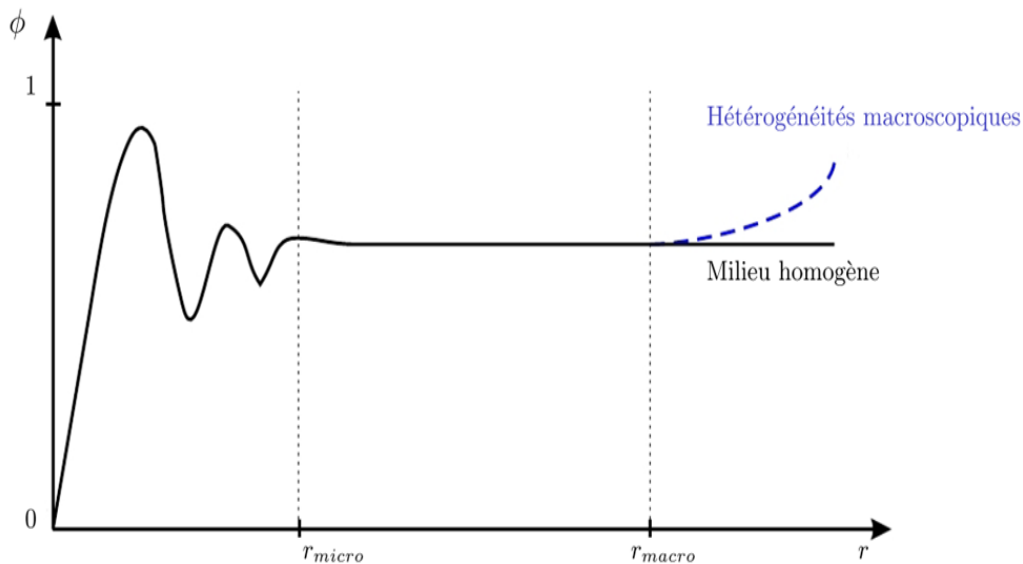


Figure 4: évolution de la porosité à différentes échelles (Chiaria, 2009)

On observe une valeur constante de la porosité pour des rayons d'échelle r compris entre r_{micro} et r_{macro} . Le V.E.R doit être suffisamment grand pour estimer tous les paramètres relatifs à l'échelle du pore (plus grand que les pores) et suffisamment petit pour être considéré comme négligeable devant un volume de mesure plus grand, à l'échelle macroscopique (Chiaria, 2009). Dans cette plage de valeurs, le passage de l'échelle du pore à celle de Darcy s'effectuera par des méthodes de prise de moyenne. A l'échelle locale, la porosité est définie par:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (3)$$

Où V_p est le volume de pores (volume des vides) et V_t est le volume total d'observation. La porosité varie avec la dimension des grains, leur forme et leur distribution.

Dans les paragraphes suivants, nous décrivons dans un premier temps la physique de l'écoulement à l'échelle du pore puis par des méthodes de prise de moyenne, nous extrapolerons les résultats à l'échelle locale autour d'un V.E.R.

1.1.2. Ecoulements monophasiques

Toutes les lois établies pour des écoulements en milieu poreux débutent à l'échelle du pore. Nous considérons le cas des fluides incompressibles, newtoniens et non miscibles. L'écoulement d'un fluide (phase fluide α) à travers un pore est régi par l'équation de Stokes (équation 4) et l'équation de continuité de la phase (équation 5):

$$-\nabla P_\alpha + \rho_\alpha \cdot \mathbf{g} + \mu_\alpha \cdot \nabla^2 \mathbf{v}_\alpha = 0 \quad (4)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{v}_\alpha = 0 \quad (5)$$

A ce système d'équations s'ajoute la condition de non-glissement à l'interface de contact de la phase et de la matrice solide (condition limite) définie par l'équation 6:

$$\mathbf{v}_\alpha = 0 \text{ (à l'interface de contact fluide – solide)} \quad (6)$$

Où P_α , ρ_α , μ_α , et \mathbf{v}_α représentent respectivement la pression, la masse volumique, la viscosité dynamique et la vitesse de la phase α .

Le passage à l'échelle locale permet d'exprimer la vitesse moyenne de l'écoulement d'un fluide visqueux dans un milieu poreux en appliquant par exemple la méthode de prise de moyenne volumique (Withaker, 1986). On obtient l'équation de Darcy :

$$\frac{1}{V} \int_{V_p} \mathbf{v}_\alpha \cdot dV = - \frac{\mathbf{K}}{\mu_\alpha} \left(\nabla \left(\frac{1}{V_p} \int_{V_p} P_\alpha \cdot dV \right) - \rho_\alpha \cdot \mathbf{g} \right) \quad (7)$$

Où V_p est le volume de pores et dans ce cas est considéré comme occupé entièrement par la phase fluide α . V est le volume de prise de moyenne et \mathbf{K} est une grandeur intrinsèque au milieu poreux qui représente le tenseur de perméabilité. C'est une grandeur physique qui traduit l'aptitude d'un fluide à s'écouler à travers le milieu poreux.

En plus des hypothèses qui ont été avancées précédemment, nous considérerons par la suite, que les milieux poreux sont homogènes et isotropes et que l'écoulement est unidirectionnel et horizontal, ce qui nous permet de négliger les effets de pesanteur.

Le milieu poreux est traversé et saturé par une seule phase. Le caractère isotrope du milieu poreux revient à simplifier le tenseur de perméabilité. Ce dernier, variant suivant la topologie du milieu, se réduit à une relation linéaire avec le tenseur identité (\mathbf{I}):

$$\mathbf{K} = k \cdot \mathbf{I} \quad (8)$$

Où k est défini comme étant la perméabilité absolue du milieu poreux et ne dépend que de sa topologie. A l'échelle de Darcy en écoulement horizontal 1D, on obtient:

$$v_{\alpha} = -\frac{k}{\mu_{\alpha}} \cdot \left(\frac{dP_{\alpha}}{dx} \right) \quad (9)$$

Où v_{α} est la vitesse de Darcy.

A l'échelle du laboratoire, où on impose un débit/gradient de pression, on utilise le modèle de Darcy empirique 1D (Darcy, 1856):

$$Q_{\alpha} = \frac{k \cdot A}{\mu_{\alpha} \cdot L} \cdot (\Delta P_{\alpha}) \quad (10)$$

Avec : Q_{α} = débit volumique d'injection de la phase α , A = section du milieu poreux, L = longueur de l'échantillon traversé par le fluide, ΔP_{α} = perte de charge du fluide α sur la longueur L .

1.1.3. Ecoulements polyphasiques

Dans le cas d'écoulements polyphasiques, au moins deux phases non-miscibles sont présentes dans le milieu poreux. En plus des interactions fluide/solide décrites pour les écoulements monophasiques, on ajoute les interactions fluides/fluides, entre les phases présentes. La présence de chaque phase « i » dans le milieu poreux est caractérisée par sa saturation (S_i). Elle représente la proportion de volume de pore occupée par ladite phase (V_i) par rapport au volume de pore total du volume d'observation considéré :

$$S_i = \frac{V_i}{V_p} \quad (11)$$

$$\sum_{i=1}^n S_i = 1 \quad (12)$$

L'écoulement de chaque phase est caractérisé par sa perméabilité relative. Les interactions aux interfaces entre les phases sont caractérisées par les tensions interfaciales, les pressions capillaires, le mouillage etc. Nous approfondirons ultérieurement l'étude de ces termes.

1.2. Définition d'interface, de tension interfaciale et de mouillage

La surface qui sépare deux phases homogènes non-miscibles dans un pore est couramment appelée **interface**. (Figure 5)

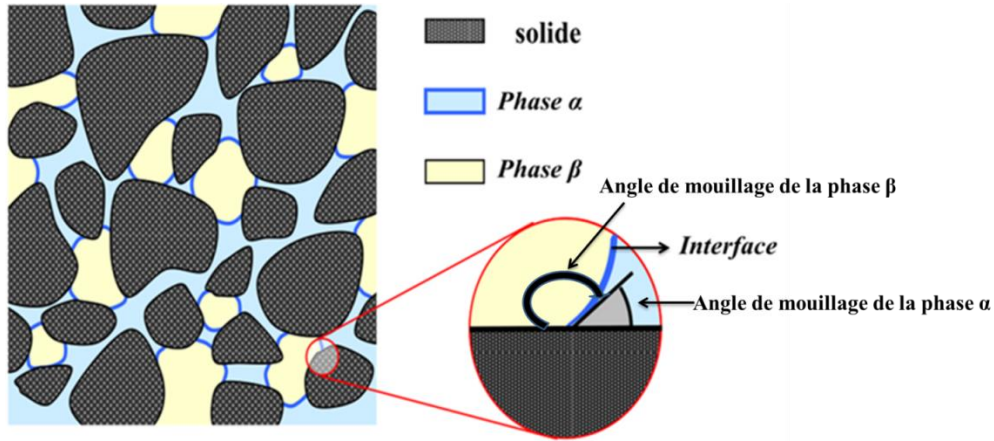


Figure 5: Equilibre entre deux fluides non-miscibles α et β dans un milieu poreux

Cette surface est considérée d'épaisseur nulle par le modèle de Gibbs (Gibbs, 1931).

1.2.1. Tension Interfaciale

La tension interfaciale provient du déséquilibre causé par les différentes interactions des molécules d'un fluide homogène entre elles (forces attractives-répulsives) et avec les molécules au voisinage de l'interface. Elle est aussi caractérisée par la variation d'une énergie libre de Gibbs « G » (Gibbs, 1931) associée à la formation d'une surface de contact ($A_{\alpha\beta}$) entre les deux phases (α et β) :

$$\sigma_{\alpha\beta} = \left(\frac{\partial G}{\partial A_{\alpha\beta}} \right)_{T,P,n} \quad (13)$$

Où P = pression, T = température, n = nombre de moles et $\sigma_{\alpha\beta}$ est la tension interfaciale entre les phases α et β . Elle dépend essentiellement de la nature des fluides.

1.2.2. Notion de mouillage

Considérons deux phases o (huile) et w (eau) en contact avec une surface solide (s). L'effet de mouillage est caractérisé par l'angle de contact θ_c (Figure 6) formé par l'interface entre les phases (o et w) avec la surface solide. Dans ce système, les différentes tensions interfaciales et l'angle de contact, en équilibre thermodynamique, sont reliés par l'équation de Young-Dupré (Young, 1805):

$$\sigma_{ow} \cdot \cos \theta_c = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad (14)$$

Où σ_{ow} , σ_{os} , et σ_{ws} désignent respectivement les tensions interfaciales pour les systèmes o/w, o/s et w/s (Figure 6).

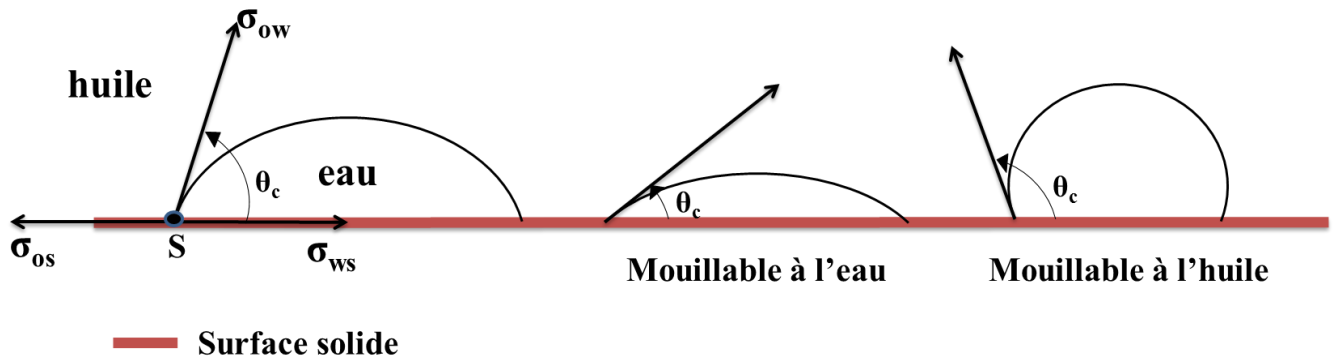


Figure 6: Illustration de la notion de mouillage et d'angle de contact

On définit aussi un coefficient d'étalement (C_{sol}) qui définit l'aptitude qu'a une phase à s'étaler sur la surface solide. Il est relié aux tensions interfaciales et à l'angle de contact par l'équation de Laplace-Young :

$$\cos \theta_c = 1 + \frac{C_{sol}}{\sigma_{ow}} \quad (15)$$

Il caractérise le mouillage autant que les autres paramètres (tensions interfaciales et angles de contact). En écoulement polyphasique à l'échelle du pore, on parlera de phase non mouillante « nm », une phase dont l'interface de contact avec la surface solide décrit un angle de contact supérieur à 90° et de phase mouillante « m », pour un angle de contact inférieur à 90° .

1.3. Pression capillaire (P_c) et généralités

1.3.1. Définitions

On appelle pression capillaire P_c la différence de pression existant entre deux points infiniment voisins situés de part et d'autre de l'interface de contact entre deux fluides non-miscibles. Considérons un élément de surface courbé (sous l'effet des pressions à l'interface P_{ext} et P_{int}) dont les rayons de courbure sont R_1 et R_2 (Figure 7) prises dans deux directions orthogonales différentes. Cet élément subit aussi des forces linéiques de tension de surface par ses cotés. Soit σ , la tension de surface. L'interface étant en équilibre, la résultante des forces linéiques de tension de surface s'annule avec la résultante des forces de pression exercée sur l'interface.

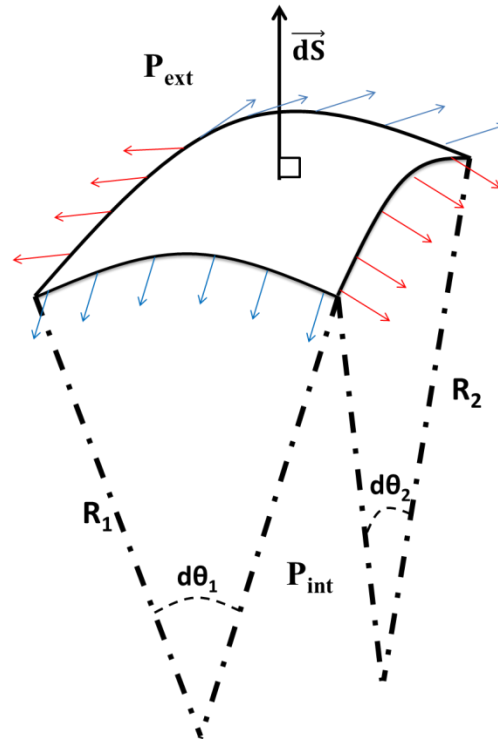


Figure 7: Illustration de la pression capillaire à l'interface de deux fluides non miscibles

L'équilibre de l'interface se traduit par:

$$-\sigma \cdot d\theta_1 \cdot d\theta_2 \cdot R_1 - \sigma \cdot d\theta_2 \cdot d\theta_1 \cdot R_2 + (P_{\text{int}} - P_{\text{ext}}) \cdot d\theta_1 \cdot R_1 \cdot d\theta_2 \cdot R_2 = 0 \quad (16)$$

D'où :

$$(P_{\text{int}} - P_{\text{ext}}) = \sigma \cdot \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) \quad (17)$$

Pour une interface sphérique (de rayon de courbure R), on obtient l'équation de Laplace suivante:

$$P_c = (P_{\text{int}} - P_{\text{ext}}) = \frac{2 \cdot \sigma}{R} \quad (18)$$

Considérons maintenant un tube capillaire de rayon r et deux fluides non-miscibles « nm » (non mouillant) et « m » (mouillant) séparés par l'interface de contact (Figure 8). R étant le rayon de courbure de l'interface, on a :

$$r = R \cdot \cos \theta \quad (19)$$

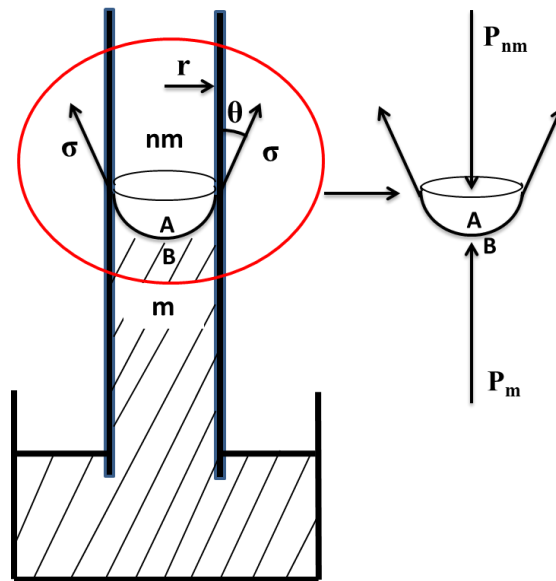


Figure 8: Illustration de la pression capillaire dans un tube capillaire

L'équation de Laplace appliquée à l'interface de contact aux points infiniment voisins A et B devient :

$$P_c = (P_{nm} - P_m) = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{r} \quad (20)$$

1.3.2. Mesures de pression capillaire

Il existe plusieurs méthodes de mesures de la pression capillaire dont les plus utilisées sont décrites sommairement ci-dessous. Elles diffèrent de par les fluides utilisés, le dispositif expérimental, les contraintes admissibles, etc.

1.3.2.1. Mesure de P_c par injection de mercure (Méthode de Purcell)

L'échantillon lavé, est ensuite séché et mis sous vide. On injecte par paliers de pression croissante, du mercure et pour chaque palier, on mesure le volume injecté. La pression capillaire est la pression absolue du mercure. On notera que cette méthode est aussi utilisée pour déterminer la répartition des diamètres de pores. Le dispositif expérimental est illustré Figure 9.

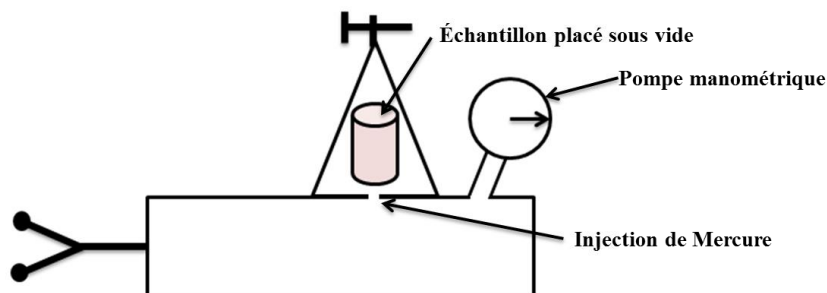


Figure 9: Mesure de la pression capillaire par la méthode de Purcell

1.3.2.2. Mesure de P_c par déplacement air-saumure

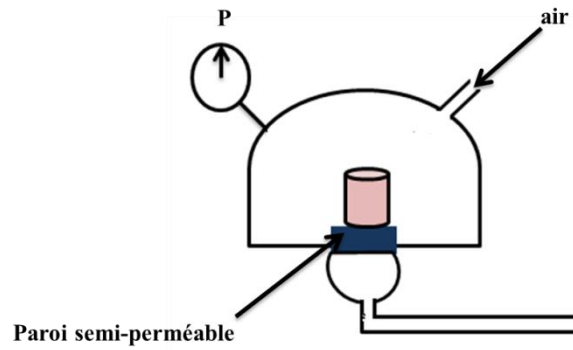


Figure 10: Mesure de la pression capillaire par la méthode Air – Saumure

Cette méthode est aussi connue sous le nom de méthode des états restaurés. L'échantillon est saturé à la saumure puis placé sous une cloche sur une paroi semi-perméable. On injecte l'air par paliers de pression croissante. Sous la paroi, un tube capillaire permet de mesurer les volumes d'eau extraits (Figure 10). Le volume de pore est aussi déterminé. La pression capillaire est la pression relative de l'air.

1.3.2.3. Mesure de P_c par centrifugation

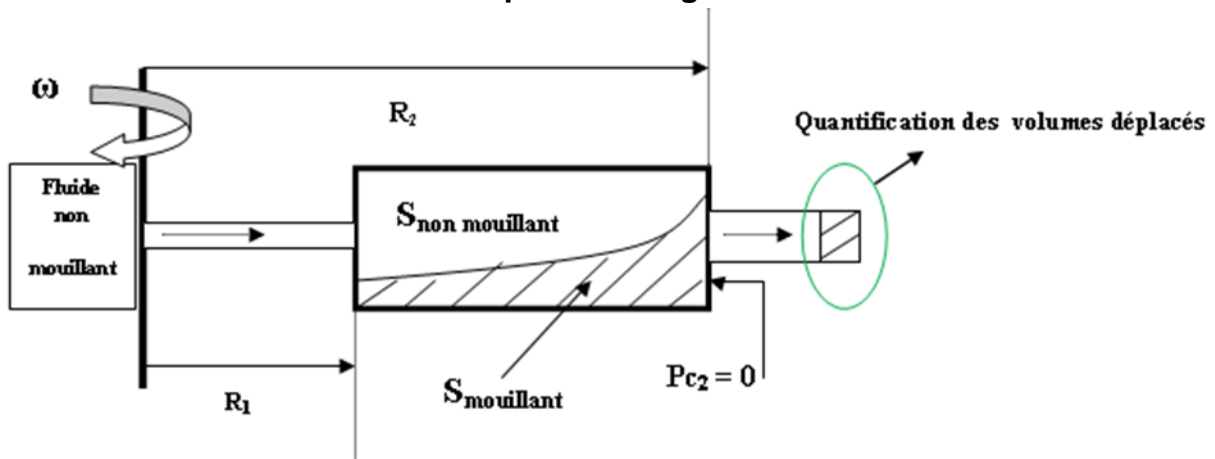


Figure 11: Mesure de pression capillaire par centrifugation

L'échantillon initialement saturé par le fluide mouillant est soumis à plusieurs vitesses de rotation à l'aide d'une centrifugeuse à grande vitesse. Le fluide non mouillant remplace progressivement le fluide mouillant dans l'échantillon sous l'effet de la force centrifuge. Le volume de fluide mouillant produit est mesuré par stroboscopie (Figure 11). De nombreux modèles d'interprétations de données ont étudié le profil de la saturation dans l'échantillon durant la centrifugation et ont permis de relier la pression capillaire à la vitesse de rotation « ω » de la centrifugeuse et aux déplacements des fluides :

$$P_c = \frac{1}{2} (\rho_{nm} - \rho_m) \cdot \omega^2 \cdot (R_2^2 - R_1^2) \quad (21)$$

Dans le cadre de notre étude, les mesures de pression capillaire sont effectuées par la méthode d'injection mercure et par centrifugation.

1.3.3. Modèles empiriques de pression capillaire

De nombreux modèles reliant la pression capillaire à la saturation (illustré Figure 12) ont été élaborés. Selon le domaine d'utilisation, on distingue les modèles élaborés et utilisés par l'industrie pétrolière et des modèles hydrologiques qui serviront plutôt pour la dépollution des sols, etc.

Ces modèles ne sont qu'empiriques et ne généralisent pas tous les phénomènes capillaires lors d'écoulements polyphasiques car très complexes à évaluer théoriquement à l'échelle de la carotte. Néanmoins, certains modèles sont assez représentatifs et fournissent une bonne base de départ pour les modélisations expérimentales. De tous les modèles existants de la littérature, deux sortent du lot et sont les plus utilisés. Ils ont été élaborés principalement pour des écoulements diphasiques (généralement gaz-eau). Pour leur définition, nous choisirons un système eau-huile avec l'eau comme fluide mouillant et l'huile comme fluide non mouillant.

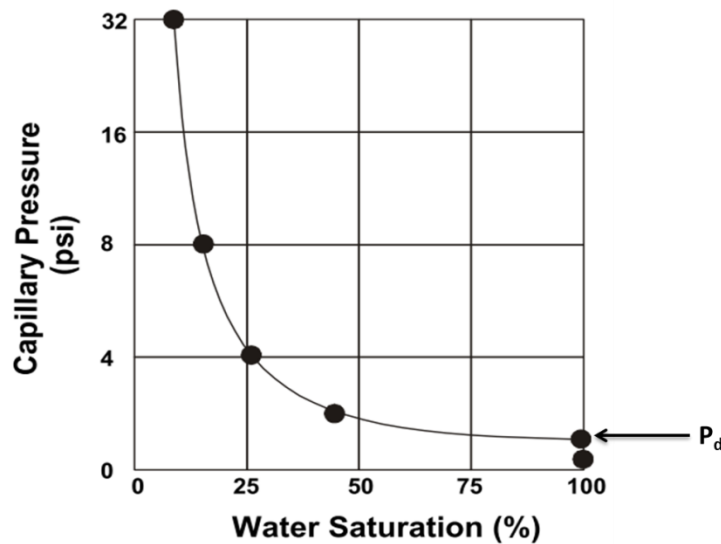


Figure 12: Évolution de la pression capillaire en fonction de la saturation

1.3.3.1. Modèle de Brooks et Corey (Brooks & Corey, 1964)

Modèle le plus utilisé dans les simulations de pression capillaire des réservoirs pétroliers, il définit la pression capillaire (lorsque celle-ci excède la pression de déplacement) en fonction de la pression de déplacement P_d (pression minimale nécessaire à l'envahissement des pores les plus gros) du fluide non mouillant (huile) et d'un terme λ qui est une caractéristique du milieu poreux.

$$P_c = P_d \cdot \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \right)^{-1/\lambda} \quad (22)$$

Où λ (indice de distribution de la dimension des pores) est une propriété du milieu déterminée expérimentalement et qui est égale généralement à 2 pour les grès consolidés (Corey, 1954). S_{orw} représente la saturation résiduelle en huile, S_{wi} , la saturation irréductible en eau et S_w , la saturation en eau. On définit la saturation normalisée ou effective en eau:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \quad (23)$$

L'équation de Brooks & Corey devient donc:

$$P_c = P_d \cdot (S_w^*)^{-1/\lambda} \quad (24)$$

Ce modèle n'est valide que sur une gamme limitée de pression capillaire. Il n'est pas en mesure de bien représenter les données à faible saturation en eau et surtout est mieux adapté à décrire des mouillabilités franches que des mouillabilités intermédiaires.

1.3.3.2. Modèle de Van Genuchten (Van Genuchten, 1980)

Van Genuchten a proposé dans le cadre de l'hydrologie, une expression analytique, utilisant la même saturation effective que celle utilisée par Brooks et Corey, et établissant une relation avec la pression capillaire à l'aide de deux paramètres empiriques : m et α_v (Pa^{-1}). « m » contrôle la courbure de la courbe de P_c tandis que α contrôle l'élévation du plateau de P_c .

$$P_c = \frac{1}{\alpha_v} (S_w^*{}^{-1/m} - 1)^{1-m} \quad (25)$$

1.4. Perméabilités relatives (K_r) et généralités

1.4.1. Définitions

Revenons à l'échelle du pore. Pour chaque phase « i » s'écoulant dans le milieu poreux, on applique l'équation de Stokes et l'équation de continuité :

$$-\nabla P_i + \rho_i \cdot \mathbf{g} + \mu_i \cdot \nabla^2 \mathbf{v}_i = 0 \quad (26)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{v}_i = 0 \quad (27)$$

Pour les écoulements polyphasiques, on doit aussi prendre en compte l'interaction des phases entre elles. On impose alors une nouvelle condition à l'interface de contact de deux phases en plus d'une condition limite à l'interface fluide-solide. On choisit une condition de non-glissement et donc une égalité de vitesse à l'interface de contact des fluides. Pour deux phases « i » et « j », on aura à l'interface :

$$\mathbf{v}_i = \mathbf{v}_j \quad (28)$$

La prise de moyenne des équations de Stokes conduit à un modèle de type Darcy généralisé (Whitaker, 1986 ; Lasseux et al., 1996) où apparaissent des tenseurs de perméabilité effective et des termes « croisés » (tenseurs couplés) qui rendent compte du couplage visqueux entre les phases. Des expériences (Zarcone et al., 1994) ont montré que les termes de couplage étaient négligeables et que l'on pouvait utiliser le modèle dit de « Darcy généralisé » établi de manière empirique par Muskat (1937) :

$$\frac{1}{V} \int_{V_i} \mathbf{v}_i dV = - \frac{\mathbf{K}_{ii}}{\mu_i} \left(\nabla \left(\frac{1}{V_i} \int_{V_i} P_i \right) - \rho_i \cdot \mathbf{g} \right) \quad (29)$$

K_{ii} représente le tenseur de perméabilité effective de la phase « i ». La perméabilité effective dépend de: la taille des pores, leur distribution, la mouillabilité, la saturation et son historique. Pour des écoulements horizontaux et unidirectionnels dans un milieu homogène et isotrope, le modèle de Darcy généralisé 1D horizontal devient :

$$v_i = -\frac{k_i}{\mu_i} \cdot \left(\frac{dP_i}{dx} \right) \quad (30)$$

Où k_i est la perméabilité effective de la phase i. On définit alors une perméabilité relative de la phase « i » qui est le rapport entre la perméabilité effective de la phase i et la perméabilité absolue du milieu poreux.

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k} \quad (31)$$

La perméabilité relative de la phase i représente le déplacement relatif de ladite phase par rapport aux autres phases présentes dans le milieu poreux et dépend entre autres de sa saturation. En écoulement 1D horizontal, le modèle empirique de Darcy s'écrit :

$$Q_i = \frac{k_{ri} \cdot k \cdot A}{\mu_i \cdot L} \cdot \Delta P_i \quad (32)$$

Où ΔP_i est la perte de charge de la phase « i » sur la longueur L de l'échantillon. A est la section de l'échantillon et Q_i le débit volumique d'injection de la phase « i ».

1.4.2. Méthodes de détermination des perméabilités relatives

Le modèle d'écoulement est basé sur une représentation du milieu poreux sous la forme d'un ensemble de tubes capillaires de diamètres différents. La réalité d'un milieu poreux est certainement différente (grains solides plus ou moins cimentés, tortuosité, etc.) et présente une répartition des phases plus complexe et l'existence de films fins qui peuvent recouvrir certaines surfaces solides.

Il existe deux méthodes de détermination des perméabilités relatives dont nous approfondirons la compréhension de chacune d'elles dans les paragraphes qui suivent: la méthode par déplacement (unsteady-state) et la méthode des écoulements permanents (steady-state).

1.4.2.1. Méthode de détermination des Kr par déplacement

- **Avantages** : Méthode rapide et appareillage simple.
- **Inconvénients** : Valeurs de perméabilité relative accessibles que pour une faible plage de saturations. Les résultats peuvent dépendre du débit et de la longueur de l'échantillon. L'interprétation mathématique est plus compliquée que la méthode des écoulements permanents et les hypothèses émises sont nombreuses.
- La présence d'effets d'extrémités génère des erreurs importantes sur les valeurs de saturations mesurées et les perméabilités relatives associées.

Hypothèses

Les calculs de perméabilités relatives sont basés sur les travaux de Buckley & Leverett (1942) suivis d'une extension effectuée par Welge (1952) permettant d'approximer les

valeurs de saturations aux fronts de déplacement et des saturations moyennes en aval du front de déplacement. Les hypothèses émises sont les suivantes :

- Le milieu poreux est homogène
- Les effets de pression capillaire sont négligeables aux extrémités comme dans la zone du front de saturation.
- L'écoulement est unidirectionnel et forme un angle α avec l'horizontal.
- Les fluides sont non miscibles, newtoniens et incompressibles.

Les mesures sont faites par déplacement d'un fluide par un autre. Les propriétés sont calculées en aval (face de sortie) de l'écoulement en utilisant les équations de vitesses de Darcy et des méthodes numériques de la littérature tels que la méthode JBN (Johnson et al., 1958).

Principe de la mesure

Soit un milieu homogène de section A , de longueur L et de porosité Φ étant à la saturation irréductible en eau S_{wi} . Cette méthode dite de déplacement implique qu'une phase (initiale) soit déplacée par une autre phase non miscible, par injection monophasique. Dans notre cas nous considérerons un système huile-eau où l'huile initiale $(1-S_{wi})$ est déplacée par de l'eau injectée à débit (ou à pression) constant(e).

Pendant l'opération de déplacement, les mesures effectuées sont :

- Q_{v_i} : quantité de la phase déplaçante (eau) injectée.
- ΔP : le gradient de pression entre les extrémités.
- ΔP_i : le gradient de pression établi initialement (au S_{wi} pendant le drainage).
- Q_{v_o} : volume d'huile produit en fonction du temps.
- Q_{v_w} : volume d'eau produit en fonction du temps.

La procédure est décrite comme suit (Figure 13):

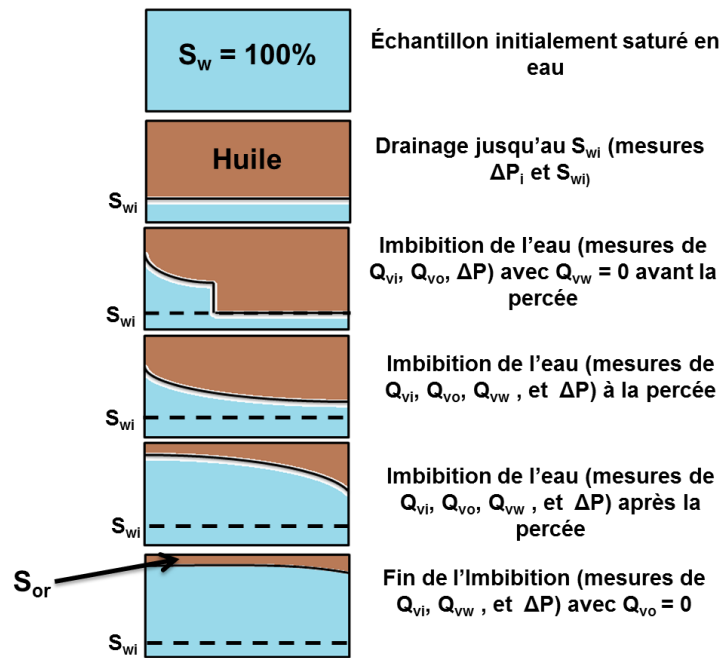


Figure 13: Procédure expérimentale de détermination des perméabilités relatives par la méthode par déplacement.

Les perméabilités relatives sont calculées en considérant le modèle de Darcy généralisé 1D décrit ci-dessous pour les deux phases eau (w) et huile (o) :

$$q_o = -\frac{k \cdot k_{row} \cdot A}{\mu_o} \cdot \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} + \rho_o \cdot g \cdot \sin \alpha \right) \quad (33)$$

$$q_w = -\frac{k \cdot k_{rw} \cdot A}{\mu_w} \cdot \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} + \rho_w \cdot g \cdot \sin \alpha \right) \quad (34)$$

Où k_{row} est la perméabilité relative à l'huile et k_{rw} est la perméabilité relative à l'eau. P_o et ρ_o représentent respectivement la pression et la masse volumique de l'huile. Et de même, P_w et ρ_w représentent respectivement la pression et la masse volumique de l'eau. q_o et q_w sont respectivement les flux volumiques de l'huile et de l'eau.

En posant $P_c = P_o - P_w$ et en combinant les équations 33 et 34 ci-dessus, on obtient :

$$-\frac{\partial P_c}{\partial x} + \Delta \rho \cdot g \cdot \sin \alpha = -\frac{1}{k \cdot A} \cdot \left(q_w \cdot \frac{\mu_w}{k_{rw}} - q_o \cdot \frac{\mu_o}{k_{row}} \right) \quad (35)$$

Posons:

$$q = q_w + q_o \quad (36)$$

Où q est le flux volumique total, et:

$$f_w = \frac{q_w}{q} \quad (37)$$

Où f_w est le flux fractionnaire. Par substitution de l'équation 37 à l'équation 35, on obtient:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k \cdot k_{ro} \cdot A}{q \cdot \mu_o} \cdot \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \Delta \rho \cdot g \cdot \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_{row} \cdot \mu_w}{\mu_o \cdot k_{rw}}} \quad (38)$$

En négligeant les effets capillaires et en situation d'écoulement horizontal (effets de pesanteur négligés), l'équation 38 devient :

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{row} \cdot \mu_w}{\mu_o \cdot k_{rw}}} \quad (39)$$

L'équation 39 montre que le rapport des vitesses des fluides en un point (débit fractionnaire), ne dépend que de la saturation.

La détermination des paramètres d'écoulement s'effectue en trois étapes :

1^{ère} étape : Détermination du rapport k_{ro}/k_{rw}

Pendant la production d'huile et d'eau durant l'imbibition, la variation de la saturation moyenne dans l'échantillon est directement liée au flux fractionnaire d'huile en sortie :

$$f_{o,sortie} = \frac{dS_{w,moyen}}{dQ_{vi}} \quad (40)$$

Où Q_{vi} est le volume d'eau injectée.

La saturation moyenne dans l'échantillon est directement calculée à partir des volumes d'eau injectés et produits mesurés. A partir des équations 39 et 40, on détermine le rapport de mobilités.

2^{ème} étape : Détermination de chaque perméabilité relative

Les travaux de Johnson et al.(1958) ont reliés les perméabilités relatives aux ratios d'injectivités à partir des équations de Welge.

Le ratio d'injectivité est défini par:

$$I_R = \frac{\Delta P_i}{Q_{vi} \cdot \Delta P} \quad (41)$$

Avec ΔP_i étant la perte de charge aux conditions initiales et ΔP , la perte de charge mesurée.

Par la méthode JBN, k_{row} est obtenu en traçant $1/(Q_{vi} \cdot I_R)$ en fonction de $1/Q_{vi}$ (Johnson et al., 1958) :

$$k_{row} = f_{o,sortie} \cdot \frac{1}{d\left(\frac{1}{Q_{vi} \cdot I_R}\right) / d\left(\frac{1}{Q_{vi}}\right)} \quad (42)$$

Connaissant le rapport des perméabilités relatives déterminé lors de la première étape, on calcule donc directement la perméabilité relative à l'eau k_{rw} .

3^{ème} étape : Détermination des saturations

Les saturations correspondant aux perméabilités relatives calculées sont déterminées en face de sortie. Welge relie la saturation en sortie du système à la saturation moyenne par :

$$S_{w,sortie} = S_{w,moyen} - f_{o,sortie} \cdot Q_{wi} \quad (43)$$

Ainsi, les équations 39 et 40 permettent de déterminer le rapport des mobilités. L'équation 42 permet ensuite de déterminer la perméabilité relative à l'huile et donc celle à l'eau. En dernier, l'équation 43 permet de déterminer les saturations associées à ces perméabilités relatives.

1.4.2.2. Méthode de détermination des perméabilités relatives par écoulements permanents

Il s'agit d'une méthode de détermination des perméabilités relatives à saturation et débit constants. L'injection des fluides pour le calcul des perméabilités relatives est simultanée et la loi de calcul utilisée pour déterminer les perméabilités relatives est la loi de Darcy généralisée.

- **Avantages** : Résultats précis, effets d'extrémités moins importants sur la mesure de K_r que pour la méthode par déplacement, plus grande plage de saturations couverte. Cette méthode permet d'obtenir des profils de saturations cibles constants tout au long des échantillons.
- **Inconvénients** : Expériences très longues car les équilibres sont longs à atteindre.

Très peu d'hypothèses sont utilisées pour calculer les perméabilités relatives. En considérant un écoulement horizontal unidimensionnel, le modèle diphasique de Darcy s'écrit:

$$q_o = - \frac{k \cdot k_{ro} \cdot A}{\mu_o} \cdot \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} \right) \quad (44)$$

$$q_w = - \frac{k \cdot k_{rw} \cdot A}{\mu_w} \cdot \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} \right) \quad (45)$$

Principe de la mesure

Soit un milieu homogène de section A , de longueur L et de porosité Φ étant en saturation initiale en huile S_{oi} . On impose en amont de l'échantillon des débits fractionnaires constants d'huile et d'eau simultanément. On enregistre les volumes injectés et de même les volumes des phases produites en fonction du temps. Par ailleurs, on enregistre aussi l'évolution de la perte de charge le long de l'échantillon. Les valeurs cibles de saturations sont atteintes lorsque les débits fractionnaires mesurés en sortie sont les mêmes que ceux imposés en entrée et la perte de charge dans l'échantillon a atteint un plateau (état stationnaire).

On mesure la perte de charge, la saturation moyenne (par bilan massique et/ou par rayonnement gamma). En état stationnaire, on observe en l'absence d'effets capillaires aux extrémités, des profils homogènes de saturation et donc un gradient de pression capillaire nul sur toute la longueur de l'échantillon. La perte de charge dans chaque phase est donc la même. Ainsi, on suit la même procédure pour tous les débits fractionnaires choisis jusqu'aux débits fractionnaires extrêmes (0 ou 1). Grâce aux équations 44 et 45, (par une mesure de perte de charge dans l'échantillon) on détermine les perméabilités relatives.

La précision de calcul de perméabilités relatives dans ce cas, va dépendre de la capacité du montage à éliminer ou réduire les effets d'extrémités. Ces effets sont dus à une discontinuité de la pression capillaire à l'extrémité aval de l'échantillon. Les pressions en aval des fluides sont égales à la pression atmosphérique d'où une pression capillaire qui s'annule ($P_c = 0$ pour une valeur fixe de S_w , arbitrairement choisis en Figure 14 comme $1-S_{orw}$). On a donc un gradient de la saturation en eau en aval de l'échantillon (comme illustré Figure 14).

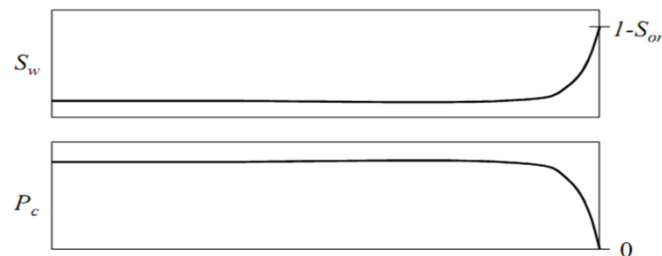


Figure 14: Illustration des effets capillaires aux extrémités de l'échantillon

Plusieurs montages expérimentaux et méthodes ont été élaborés dans la littérature, pour éliminer/réduire ces effets indésirables. La méthode Penn-State élaborée par Morse et al. (1947) fut l'une des premières à prendre en compte l'effet d'extrémités. L'échantillon à tester est monté entre deux échantillons de propriétés similaires, et les mesures de pressions sont établies aux bornes de l'échantillon à tester. Néanmoins, les résultats sont discutables du fait d'observations de sauts de saturations aux interfaces de contact entre les échantillons aux extrémités et l'échantillon test.

Hassler (1944) a élaboré un montage basé sur des mesures de pression de part et d'autre de membranes semi-perméables. Ces membranes permettent la séparation des deux fluides en place en amont et aval du système pour permettre une mesure de pression dans chacune des phases. En ajustant donc le débit de la phase non mouillante, on peut donc égaliser la perte de charge dans les deux phases ce qui établirait un profil de saturation plat et constant sur toute la longueur de l'échantillon et éliminerait les effets d'extrémités.

Mehdi et al.(1986) ont établi une liste de différents montages expérimentaux les plus utilisés pour des mesures en états stationnaires. Dans le cadre de notre étude, nous utiliserons la méthode dynamique, élaborée par Richardson et al.(1952), Josendal et al.(1952) et Loomis & Crowell (1962). Elle diffère des autres techniques sur la façon de limiter les effets d'extrémités. On écrit :

$$\frac{dP_c}{dx} = \frac{dP_c}{dS_w} \cdot \frac{dS_w}{dx} \quad (46)$$

En écoulement horizontal, on combine les équations 35 et 46, on obtient :

$$\frac{dS_w}{dx} = \frac{1}{k \cdot A} \cdot \left(q_w \cdot \frac{\mu_w}{k_{rw}} - q_o \cdot \frac{\mu_o}{k_{row}} \right) \cdot \frac{1}{dP_c/dS_w} \quad (47)$$

Les mesures expérimentales effectuées par Richardson et al. (1952) ont mis en évidence le fait que la saturation du fluide non mouillant en aval (sortie) de l'échantillon restait à l'équilibre, à la valeur pour laquelle la pression capillaire est nulle. En intégrant l'équation 47, on montre alors qu'augmenter le débit des phases revient à éloigner la zone de gradient de saturation vers l'aval de l'échantillon ce qui diminue les erreurs induites sur la saturation moyenne par les effets capillaires aux extrémités comme illustré Figure 15.

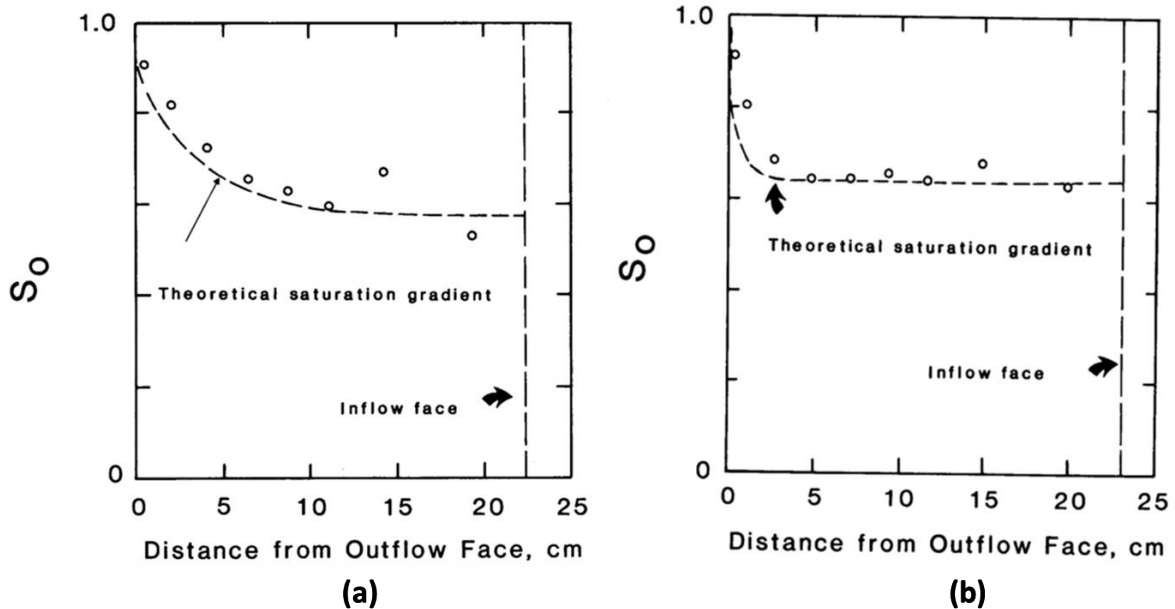


Figure 15: Profils de saturation: (a) bas débits, (b) forts débits - (Mehdi et al., 1986).

1.4.3. Modèles de perméabilités relatives

Etablir des courbes de perméabilités relatives précises et représentatives est l'un des enjeux les plus importants dans l'évaluation des réservoirs. Il existe de nombreux modèles qui dépendent d'hypothèses émises par les auteurs et des caractéristiques roche/fluides. Ces modèles sont basés sur différentes approches résumées ci-dessous:

Les modèles capillaires : Qui sont basés sur l'hypothèse que le milieu poreux est formé d'un ensemble de tubes capillaires de différents diamètres et que la distance parcourue par le fluide est plus grande que la longueur de l'échantillon (tortuosité).

Les modèles empiriques : Qui sont basés sur des observations des résultats expérimentaux obtenus en laboratoire. Les modèles élaborés sont les plus utilisés dans le domaine pétrolier. Les modèles de perméabilités relatives empiriques ont été élaborés majoritairement pour des écoulements diphasiques. Les systèmes de fluides généralement utilisés sont : gaz/eau, eau/huile, gaz/huile.

Modèles de réseau : Sont basés sur la modélisation numérique de l'écoulement dans des réseaux de pores (PNM : Pore Network Modeling).

La plupart des modèles de perméabilités relatives découlent des modèles de pression capillaire. Leur liaison est établie par le biais des formules généralisées de distribution de pores et les équations d'écoulements de poiseuille.

La loi de poiseuille appliquée à l'écoulement d'un fluide incompressible dans un faisceau de tubes capillaires de rayons r donne une perméabilité exprimée par :

$$k = \Phi \frac{r^2}{8} \quad (48)$$

Où Φ est la porosité.

La perméabilité est donc proportionnelle au carré du rayon des tubes. Dans le cadre d'écoulements diphasiques, en faisant intervenir les formules de pression capillaire dans les tubes capillaires, la perméabilité effective devient proportionnelle à l'inverse du carré de la pression capillaire. Sachant que cette dernière dépend de la saturation (mouillante : S_m), on établit par la méthode de prises de moyennes, les équations généralisées des distributions de rayons de pores suivantes :

$$\frac{1}{S_m} \int_0^{S_m} r_m^2 dS_m = \sigma^2 \cdot \cos^2 \theta \cdot \frac{1}{S_m} \cdot \int_0^{S_m} \frac{1}{P_c^2} dS_m \quad (49)$$

$$\frac{1}{1 - S_m} \int_{S_m}^1 r_{nm}^2 dS_m = \sigma^2 \cdot \cos^2 \theta \cdot \frac{1}{1 - S_m} \cdot \int_{S_m}^1 \frac{1}{P_c^2} dS_m \quad (50)$$

Où σ est la tension interfaciale, r_m et r_{nm} représentent respectivement les rayons de pores occupés par la phase mouillante et la phase non mouillante. Leur valeur (des rayons) élevée au carré représente en quelque sorte les perméabilités effectives de chaque phase d'où l'élaboration des modèles de perméabilités relatives établis sur la base d'intégrales du carré inverse de la pression capillaire. Ces modèles diffèrent sur la façon de prendre en compte la tortuosité du milieu poreux.

1.4.3.1. Modèle de Wyllie & Gardner (Wyllie & Gardner, 1958)

Wyllie & Gardner ont présenté les expressions suivantes pour les perméabilités relatives en drainage gaz/eau :

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_{S_{wi}}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad (51)$$

$$k_{rgw} = \left(\frac{1 - S_w}{1 - S_{wi}} \right)^2 \cdot \frac{\int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_{S_{wi}}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad (52)$$

Où S_w est la saturation totale de liquide = $1 - S_g$. Ces formules ont été établies pour des milieux mouillables à l'eau. K_{rw} représente la perméabilité relative de l'eau et K_{rgw} , celle du gaz.

1.4.3.2. Modèle de Burdine (Burdine, 1953)

Burdine (1953) a établi des équations pour les perméabilités relatives des fluides non mouillants et mouillants en introduisant un facteur de tortuosité. Ce facteur est défini par τ quand le milieu est totalement saturé par un fluide. Il est défini par τ_m et respectivement τ_{nm} pour la tortuosité de la phase mouillante, respectivement la phase non mouillante lorsque les deux phases sont présentes dans le milieu poreux. Il introduit dès lors des tortuosités relatives qui sont le rapport des tortuosités de chaque phase avec la tortuosité globale du milieu :

$$\tau_{rm} = \frac{\tau_m}{\tau} \quad (53)$$

$$\tau_{rnm} = \frac{\tau_{nm}}{\tau} \quad (54)$$

D'où:

$$k_{rm} = \tau_{rm}^2 \cdot \frac{\int_0^{S_m} \frac{dS}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{P_c^2}} \quad (55)$$

$$k_{rnm} = \tau_{rnm}^2 \cdot \frac{\int_{S_m}^1 \frac{dS}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS}{P_c^2}} \quad (56)$$

La tortuosité relative à chaque phase est définie comme fonction des saturations :

$$\tau_{rm} = \frac{S_m - S_{mr}}{1 - S_{mr}} \quad (57)$$

$$\tau_{rnm} = \frac{S_{nm} - S_e}{1 - S_{mr} - S_e} \quad (58)$$

Où S_{mr} = saturation irréductible de la phase mouillante et S_e représente la saturation d'équilibre de la phase non mouillante.

1.4.3.3. Modèle de Fatt (Fatt et al., 1951)

Ce modèle est basé sur la méthode de Purcell qui permet de calculer la perméabilité d'un milieu poreux (dans un tube capillaire). Les auteurs ont considéré un facteur lithologique (reliant la longueur parcourue par le fluide à la longueur d'échantillon) comme fonction de la saturation. Ils supposent que le rayon du chemin des pores conducteurs du fluide mouillant (« m ») est relié au facteur lithologique par :

$$\lambda_{rm} = \frac{a}{r^b} \quad (59)$$

(a, b étant des constantes du matériau, r représente le rayon de pore et λ_m est fonction de la saturation). Pour la phase mouillante, on obtient :

$$k_{rm} = \frac{\int_0^{S_m} \frac{dS}{P_c^{2 \cdot (1+b)}}}{\int_0^1 \frac{dS}{P_c^{2 \cdot (1+b)}}} \quad (60)$$

1.4.3.4. Modèle de Brooks & Corey (Corey, 1994)

En intégrant le modèle de pression capillaire de Brooks et Corey (équation 22) dans les équations de perméabilité obtenues par l'équation généralisée de Kozeny-Carman (Carman, 1937), les auteurs obtiennent :

$$k_{rw} = (S_w^*)^{(2+3 \cdot \lambda)/\lambda} \quad (61)$$

$$k_{ro} = (1 - S_w^*)^2 \cdot (1 - (S_w^*)^{(2+\lambda)/\lambda}) \quad (62)$$

Avec S_w^* la saturation normalisée décrite précédemment (équation 23). C'est le modèle le plus utilisé dans les simulations réservoirs.

1.4.3.5. Modèle L.E.T (Lomeland et al., 2005)

Des résultats expérimentaux de perméabilités relatives ont souvent montré des courbes présentant des points d'inflexion et des courbures similaires aux points extrêmes (S_{wi} et S_{orw}). Étant donné que le modèle de Brooks & Corey (1994) énoncé précédemment assure une évolution monotone du gradient de perméabilité relative, il n'est donc pas assez flexible pour représenter au mieux ce type de courbes.

Lomeland et al. (2005) ont modifié l'équation et ont rajouté de la flexibilité au modèle de Brooks & Corey en intégrant 3 paramètres puissances « L », « E », et « T » permettant de mieux représenter les comportements des courbes de perméabilités relatives aux points extrêmes et les différentes courbures.

Pour le système eau-huile (o-w), les perméabilités relatives s'écrivent :

$$k_{row} = k_{ro}^x \frac{(1 - S_w^*)^L}{(1 - S_w^*)^L + E \cdot (S_w^*)^T} \quad (63)$$

$$k_{rw} = k_{ro}^0 \frac{S_w^{*L}}{S_w^{*L} + E \cdot (1 - S_w^*)^T} \quad (64)$$

Avec :

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}} \quad (65)$$

Où S_{orw} , S_{wi} , k_{ro}^0 , et k_{ro}^x ont des significations physiques alors que les paramètres L, E et T sont empiriques.

1.5. La mouillabilité et ses généralités

Il a longtemps été considéré que les réservoirs d'hydrocarbures étaient d'une mouillabilité franche à l'eau et qu'elle n'était pas altérée avec le temps. L'influence de la mouillabilité dans l'évaluation de la récupération d'hydrocarbures des réservoirs pétroliers a donc longtemps été négligée, tandis que cette dernière semble y jouer un rôle très important, notamment sur les valeurs de saturations résiduelles, de perméabilités relatives et de pression capillaire et donc sur l'estimation du potentiel de récupération comme le montrent des études de la littérature (Morrow et al., 1986; Donaldson et al., 1971). Faute de données expérimentales, de nombreux modèles de simulation des propriétés d'écoulements existants n'intègrent pas encore très bien ce phénomène. Dans ce chapitre, nous définirons ce qu'est la mouillabilité, le processus d'altération de la mouillabilité et son champ d'influence sur les propriétés physiques d'écoulement. On se limitera dans cette étude qu'aux systèmes diphasiques.

1.5.1. Définitions

On peut définir la mouillabilité de deux manières en fonction de l'échelle d'observation, selon si l'on s'intéresse à l'échelle du pore (surface) ou du milieu poreux (carotte). Pour une surface solide, la mouillabilité représente la tendance qu'a une phase fluide, à s'étaler ou adhérer à cette surface. Elle est mesurée dans ce cas par l'intermédiaire de l'angle de mouillage formé par le fluide sur ladite surface. A l'échelle du milieu poreux, elle est mesurée différemment par l'intermédiaire des volumes déplacés pendant l'écoulement.

On distingue pour les deux échelles :

- **Mouillabilité franche à une phase** (à l'eau ou à l'huile) : C'est la forte préférence d'attraction d'une phase sur les surfaces solides en dépit des autres phases. Les roches de réservoirs sont considérées de mouillabilité franche à l'eau avant la migration d'hydrocarbures. Toutes les parois sont dès lors tapissées de films d'eau. Une goutte d'eau déposée sur une surface solide de mouillabilité franche à l'eau présente un angle de contact faible avec la surface solide différemment d'une goutte d'huile qui présentera un angle de contact élevé avec la même surface solide, comme illustré Figure 16.
- **Mouillabilité intermédiaire** (à l'échelle de la paroi solide) : C'est le cas où l'attraction des phases en présence est relativement identique pour la surface solide. Elle correspond à des angles de contact proches de 90° entre les fluides et la surface solide (Figure 16).
- **Mouillabilité mixte** (à l'échelle du milieu poreux) : Se dit d'un milieu poreux dont les différentes parties du milieu ont des mouillabilités surfaciques relativement différentes (mouillabilité soit à l'eau ou soit à l'huile). Les réservoirs pétroliers sont généralement de mouillabilité mixte (Cuiec, 2001).

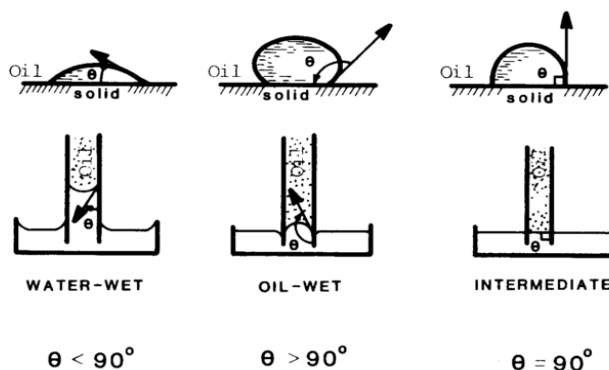


Figure 16: Angles de contact pour un système solide/eau/huile (Mehdi et al., 1986)

A une très petite échelle, au niveau de l'interface entre le fluide et la surface, les facteurs influençant la mouillabilité sont: la nature des surfaces solides, la composition des différentes phases en contact et les conditions de température et de pression. Quand l'écoulement a lieu dans un milieu poreux, la mouillabilité est définie à l'échelle du milieu poreux et évaluée par des mesures spécifiques.

1.5.2. Bibliographie sur l'altération de la mouillabilité

Les roches réservoirs étant initialement fortement mouillables à l'eau voient leur mouillabilité s'altérer lors de la migration des hydrocarbures et de leur vieillissement. Le degré de cette altération va dépendre de :

- **L'huile brute et ses composants polaires**

Le pétrole brut est constitué de quatre familles de composants : les hydrocarbures saturés (composés apolaires tels que les n-alcanes, les iso-alcanes, etc.), les composés aromatiques (hydrocarbures mono et poly-aromatiques, les composés thiophéniques et naphténo-aromatiques), les résines et les asphaltènes. Les asphaltènes constituent la fraction la plus polaire et la plus lourde des bruts. Ils ont des fonctions acido-basiques (à cause de la présence d'hétéroatomes tels que le soufre, l'oxygène, l'azote, etc.) et sont responsables de l'altération de la mouillabilité dans les réservoirs pétroliers, de part leur capacité à flocculer et à s'adsorber sur les surfaces minérales (Boukherissa, 2008 ; Cuiec, 1984). Ils sont notamment susceptibles de modifier les liaisons π , les liaisons hydrogènes, les structures aromatiques, qui constituent de fortes interactions énergétiques.

Plusieurs études ont été menées à l'échelle moléculaire et ont pu mettre à jour, les principales propriétés des asphaltènes (électrocinétiques, colloïdales, de surface), permettant ainsi une meilleure compréhension des échanges que peuvent susciter les asphaltènes avec les fluides et les surfaces en présence (Boukherissa, 2008 ; Cuiec, 1984).

Saraji et al. (2010) ont étudié la cinétique d'adsorption des asphaltènes de différentes huiles brutes (Gibbs et Minnelusa (venant du Wyoming, U.S.A) et Canadian (d'Alberta au Canada)) sur trois types de minéraux : la calcite, le quartz et la dolomite. Les pourcentages d'asphaltènes des différentes huiles, Gibbs, Minnelusa et Canadian, sont respectivement de : 10% ; 3,3% et 14%. Les auteurs ont observé des comportements d'absorption différents des huiles brutes sur la calcite et pratiquement aucune différence sur le quartz (Figure 17). Ceci montre qu'au-delà des asphaltènes, le type d'huile brute peut aussi jouer un rôle capital sur l'altération de la mouillabilité. Ceci dépend alors des différentes fractions moléculaires en présence et de la stabilité des asphaltènes dans l'huile.

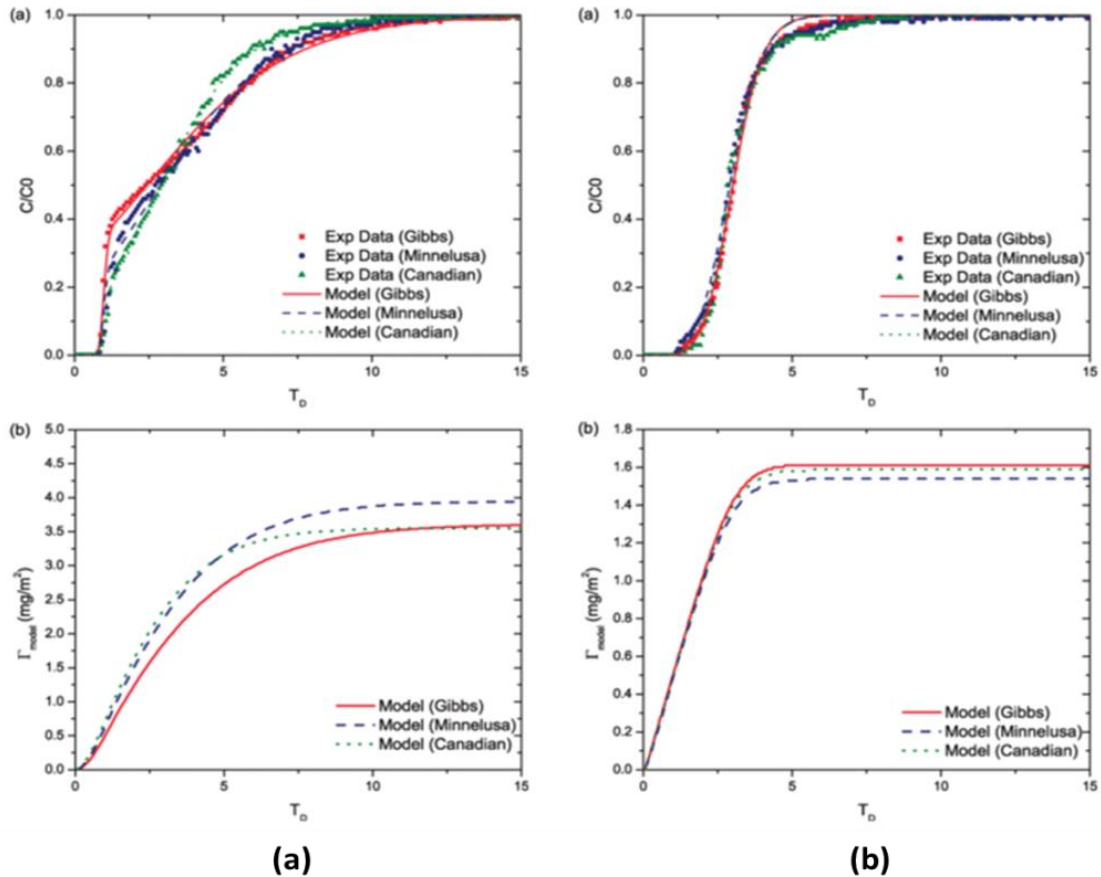


Figure 17: Effet du type d'asphaltènes sur l'adsorption sur: (a) la calcite, (b) le quartz, Saraji et al., 2010.

- **De la minéralogie de la surface solide**

La composition minéralogique des surfaces solides du milieu poreux est d'une importance capitale dans les processus d'échanges ioniques et d'adsorption des fluides sur ces dernières. Des études montrent d'ailleurs que certains minéraux sont plus susceptibles d'agir avec les huiles brutes et les saumures que d'autres. Suivant les types de minéraux rencontrés, les surfaces de pores peuvent présenter soit un caractère hydrophile, soit un caractère hydrophobe.

Cuiec (Cuiec, 1984) a effectué des études de mouillabilité (par mesure d'angle de contact) d'une vingtaine de réservoirs de caractéristiques minéralogiques différentes. Selon le type de minéralogie étudiée (calcaires, grès, etc.), il observe des tendances différentes suivant le type de roche. Toutes les roches calcaires (provenant de différents puits) montrent un caractère plutôt très mouillable à l'huile après altération de mouillabilité à l'huile brute, tandis que les grès de réservoirs sont plus ou moins de mouillabilité intermédiaire dans les mêmes conditions d'altération.

Les expériences de Buckley et al.(1998) ont montré qu'en dessous d'un pH = 9,5 ; les roches calcaires (majoritairement composées de calcite) peuvent être chargées positivement, donc attireront des composés de charges négatives (composés acides) alors qu'inversement, la silice (grès), au-dessus d'un pH de 2 est chargée négativement et donc susceptible d'attirer les charges positives (composés acides).

- **Des conditions de température et de pression**

La pression joue un rôle important sur la stabilité des films aqueux. En effet, l'épaisseur du film aqueux est contrôlée par la pression au niveau des interfaces huile/saumure et saumure/minéral. La continuité du film aqueux dépend dès lors de cette pression et peut être rompue permettant ainsi aux composés de l'huile brute d'entrer directement en contact avec la surface du pore et ainsi de s'adsorber plus facilement et d'altérer la mouillabilité.

Creek (2005) et Hammami et al.(2007) ont montré que la solubilité des asphaltènes augmente avec la température. Elle joue un rôle dans la cinétique d'adsorption des asphaltènes sur les minéraux. Plusieurs autres études ont montré que l'élévation de la température favorise l'altération de mouillabilité vers une mouillabilité à l'huile (Graue et al., 1994 ; Tang & Morrow, 1997 ; Zhou et al., 2000). Cependant, des études contredisent cette évolution et montrent expérimentalement, une tendance à devenir plus mouillable à l'eau à haute température (Kyte et al., 1961 ; Wang et al., 1995 ; Poston et al., 2005).

- **Du temps de vieillissement des fluides dans le réservoir**

Morrow et al. (1998) ont mis en évidence l'évolution de l'altération de mouillabilité en fonction du temps. Les auteurs ont observé une récupération d'huile en imbibition spontanée de saumure qui diminuait pour des temps de vieillissement plus long (Figure 18). Le déplacement de l'huile brute par capillarité devient donc moins important à cause de l'adsorption de ses composants sur les surfaces solides.

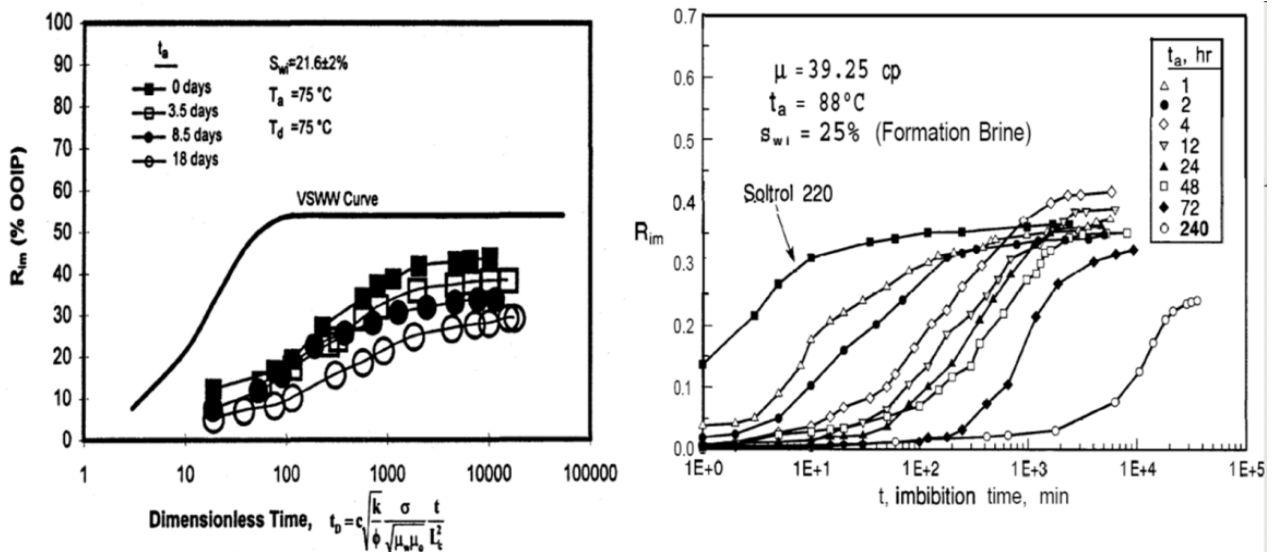


Figure 18: Récupération d'huile en fonction du temps de vieillissement (Morrow et al., 1998)

1.5.3. Méthodes de détermination de la mouillabilité

Il existe dans la littérature, plusieurs façons d'évaluer la mouillabilité (Mehdi et al., 1986). Elles sont basées soit sur des estimations qualitatives, soit sur des évaluations expérimentales. Elles diffèrent notamment de l'échelle choisie et les paramètres évalués. Les plus utilisées sont (Ql = qualitative, Qt = quantitative):

- Mesure par angle de contact (Qt)
- Mesure Amott-Harvey (Qt)
- Mesure Amott-IFP (Institut Français de Pétrole) (Qt)
- Mesure USBM (United States Bureau of Mines) (Qt)

- Mesure par résonance magnétique nucléaire (Qt)
- Mesure par imbibition (Qt)
- Test par indice de résistivité (QI)
- Test de la goutte (QI)

Pour permettre une évaluation représentative de la mouillabilité d'un milieu poreux par rapport à des systèmes de fluides (généralement eau-huile), Il est nécessaire de se rapprocher le plus possible des conditions d'écoulement réservoir. La technique expérimentale mise en œuvre doit pouvoir (Amott, 1959):

- ne pas modifier les propriétés de surface de la roche.
- être utilisable sur une large gamme de mouillabilité.
- être le moins possible dépendante de paramètres tels que la viscosité des fluides, la perméabilité de la roche.
- être reproductible sur un échantillon donné et sur plusieurs échantillons voisins.

Nous détaillerons par la suite les méthodes de détermination de la mouillabilité les plus employées dans les laboratoires.

1.5.3.1. Détermination de la mouillabilité par angle de Contact

Cette méthode consiste à déposer entre deux surfaces lisses polies (ou bien deux échantillons de roches plans) préalablement en contact avec l'une des phases servant à la mesure et de même nature minéralogique que le réservoir étudié, une goutte de la seconde phase (dans notre cas : eau/huile), puis mesurer les différents angles extrêmes que fait cette dernière avec les surfaces planes (quand l'une des phases est déplacée par l'autre)

Cette méthode nous donne accès à deux mesures (Figure 19) :

- **L'angle de contact à l'avancée** : Angle maximal atteint par la **goutte d'huile** par rapport à l'échantillon plan juste avant son déplacement par l'eau (déplacement de l'interface eau/huile)
- **L'angle de contact au recul** : Angle minimal atteint par la **goutte d'eau** par rapport à l'échantillon plan juste avant son déplacement (observée par déplacement de l'interface eau/huile) par l'huile.

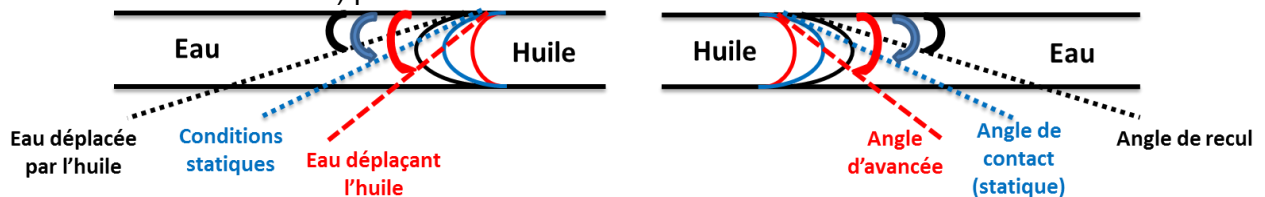


Figure 19: Illustration de l'angle de recul et d'avancée pour le système Eau/huile

L'avantage majeur de cette méthode réside sur la possibilité de mesurer l'influence de plusieurs paramètres (Pression, Température,... etc.) et de couvrir une large gamme de mouillabilité. Par contre, elle est beaucoup moins efficace pour les géométries complexes. Les angles de contact extrêmes sont difficiles à mesurer et cette méthode nécessite un matériel sophistiqué. Elle est représentative de la mouillabilité à l'échelle du pore (surface) mais l'est beaucoup moins à l'échelle du réservoir à cause des multiples hétérogénéités que peut comporter ce dernier.

1.5.3.2. Méthode de mesure USBM (United States Bureau of Mines)

Cette méthode est communément appelée "méthode centrifuge" car elle ne prend en compte que des déplacements forcés de saumure et d'huile dans le milieu poreux. Elle est basée sur le principe suivant : En cas de forte mouillabilité, l'augmentation en saturation du

fluide non mouillant (respectivement du fluide mouillant) dans le milieu poreux s'opère après avoir fourni un travail (respectivement libéré de l'énergie) au système. Dans ce cas, on prend en compte que les aires sous-tendues par les courbes de pression capillaire en déplacements forcés. On estime alors que l'indice de mouillabilité est lié au rapport de ces deux aires (Figure 20).

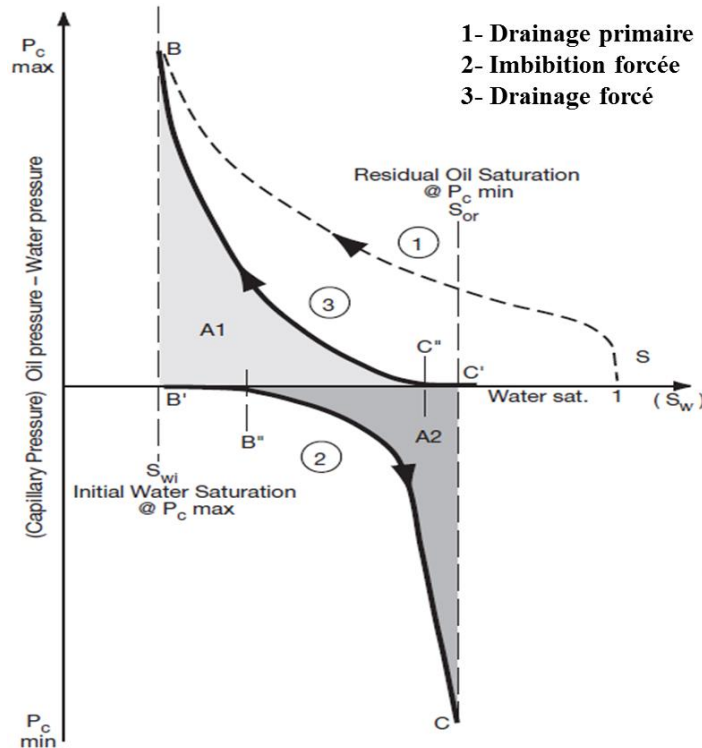


Figure 20: Méthode USBM de détermination de la mouillabilité (Zinszner & Pellerin, 2007)

L'indice de mouillabilité est dans ce cas défini par :

$$I_{\text{USBM}} = \log\left(\frac{A_1}{A_2}\right) \quad (66)$$

Cette méthode est rapide d'application et facile à mettre en place donc très peu coûteuse. Ne prenant en compte que les déplacements forcés et non les déplacements spontanés, elle est précise pour les mouillabilités franches mais moins précise d'utilisation pour des systèmes à mouillabilité intermédiaire.

1.5.3.3. Méthode Amott-Harvey et Amott-IFP

Techniques les plus utilisées en laboratoire, ces méthodes consistent à mesurer les volumes d'eau (V_w^1 et V_w^2) et d'huile (V_o^1 et V_o^2) récupérés par déplacements spontanés et par déplacements forcés d'eau et d'huile dans un échantillon poreux. Elles ne diffèrent que sur la procédure utilisée pour les déplacements forcés (par **injection** pour Amott-IFP et par **centrifugation** pour Amott-Harvey).

Le principe de la mesure est le suivant :

- Saturation totale du milieu poreux à la saumure: $S_w = 100\%$
- Déplacement forcé (**Drainage primaire**) de la saumure avec l'huile choisie pour la mesure (brute ou minérale) jusqu'au S_{wi} (saturation irréductible en la saumure)

- **Imbibition spontanée** de l'échantillon par la **saumure** et mesure du volume d'huile déplacée (volume V_o^1) (Figure 21)
- **Imbibition forcée** de l'échantillon par la saumure jusqu'à la saturation résiduelle en huile (S_{orw}) et mesure de la quantité d'huile déplacée (V_o^2)
- Déplacement spontané de la saumure par l'huile dans l'échantillon (**Drainage spontané**) et mesure du volume d'eau récupéré (V_w^1) (Figure 21).
- Drainage forcé de la saumure jusqu'au S_{wi} et mesure du volume de saumure déplacé (V_w^2)

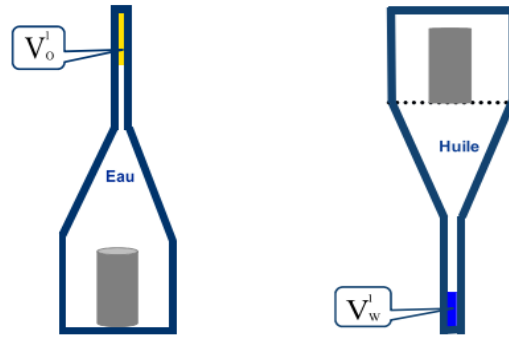


Figure 21: Méthode Amott-IFP (déplacements spontanés) (Cissokho, 2010)

On définit des indices de mouillabilité à l'eau (I_w) et à l'huile (I_o) :

$$I_w = \frac{V_w^1}{V_w^1 + V_w^2} \quad (67)$$

$$I_o = \frac{V_o^1}{V_o^1 + V_o^2} \quad (68)$$

Le schéma de calcul des indices de mouillabilité par la méthode Amott-Harvey (Figure 22) est basé sur l'interprétation des courbes de pression capillaire et des valeurs de saturation mesurées lors de la centrifugation de l'échantillon.

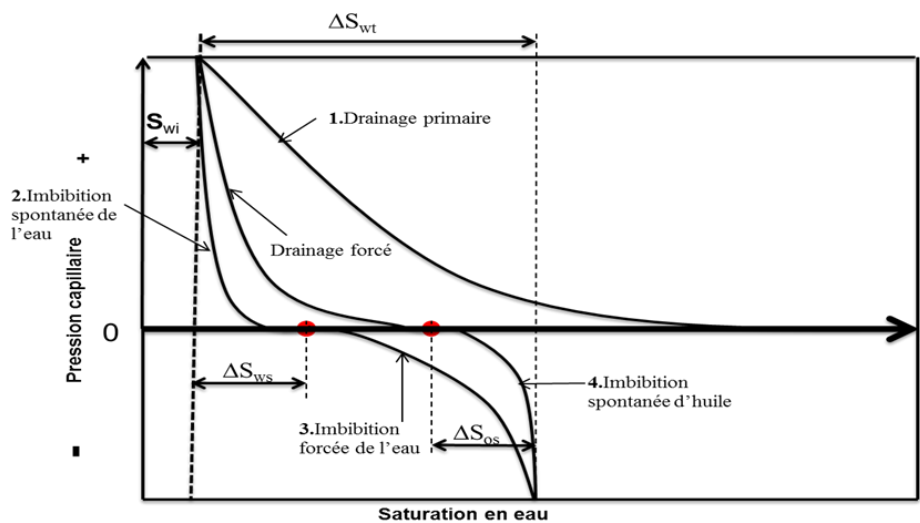


Figure 22: Schéma de calcul Amott-Harvey

$$I_w = \frac{\Delta S_{ws}}{\Delta S_{wt}} \quad (69)$$

$$I_o = \frac{\Delta S_{os}}{\Delta S_{wt}} \quad (70)$$

Dans les deux cas (Amott-Harvey et Amott-IFP), l'indice global de mouillabilité est défini comme la différence des deux indices:

$$I_{w-0} = I_w - I_o \quad (71)$$

Le milieu est considéré comme franchement mouillable à l'eau, respectivement à l'huile, quand la valeur de l'indice global I_{w-0} est égale à 1, respectivement -1.

Ces deux méthodes sont préférées aux précédentes pour les évaluations de la mouillabilité des échantillons de réservoirs. Elles sont considérées comme les meilleures méthodes de caractérisation de la mouillabilité de réservoirs (Archer et al., 1968).

- **Avantages** : Techniques de mesure les plus disponibles, gamme des mouillabilités bien couverte, utilisation de toute la structure poreuse
- **Inconvénients** : mesure longue (plusieurs jours) et dépendante du S_{wi} atteint.

1.6. Conclusion partielle

Nous avons abordé dans ce chapitre les différents aspects des écoulements monophasiques et polyphasiques aux échelles qui nous intéressent. Nous avons aussi présenté dans une optique d'application pétrolière, les différents modèles de perméabilités relatives et pression capillaire qui sont utilisés pour générer les différents modèles d'hystérésis que nous présenterons dans le chapitre suivant. La notion de mouillabilité ayant été présentée dans son contexte global, nous évoquerons aussi dans le chapitre suivant son implication (importante) sur les écoulements polyphasiques en zone de transition.

Chapitre 2

Hystérésis et Influence de la mouillabilité sur les écoulements en milieu poreux

*Dans le domaine qui nous intéresse, les hystérésis concernent en général les perméabilités relatives, les pressions capillaires et les angles de contact. Elles traduisent une certaine forme d'irréversibilité du processus d'écoulement dans le milieu poreux, généralement due aux piégeages des phases ou comme nous le montrerons plus tard, à la mouillabilité. Le meilleur moyen de comprendre les hystérésis des pressions capillaires et perméabilités relatives est de cerner les différents types de piégeages qui s'opèrent durant l'écoulement. Nous nous focaliserons dans cette partie essentiellement sur la zone de transition diphasique eau-huile. Les systèmes de perméabilités relatives et de pressions capillaires seront limités aux écoulements diphasiques eau-huile. On parlera de « **drainage** » lorsque l'eau sera déplacée par l'huile et inversement, nous parlerons d'« **imbibition** ».*

Ainsi, pour prédire l'évolution des écoulements en zone de transition, des modèles de piégeages et d'hystérésis de perméabilités relatives et pression capillaire basés sur des observations expérimentales de la littérature sont élaborés. Les modèles de piégeages permettent de déterminer l'évolution des saturations finales (résiduelles) de la phase non mouillante en fonction des saturations initiales de cette dernière. En général, ces modèles (Land, 1968; Carlson, 1981 ; etc.) sont établis à partir de calages de données expérimentales obtenues sur des milieux poreux avec des systèmes de fluides précis à des conditions particulières qui ne sont pas forcément celles rencontrées dans les réservoirs pétroliers. Quant aux modèles d'hystérésis de perméabilités relatives et de pressions capillaires (Carlson, 1981; Killough, 1976; etc.), les plus utilisés sont obtenus à partir d'interpolations géométriques et mathématiques de données expérimentales de perméabilités relatives et de pressions capillaires qui ne prennent pas généralement en compte la physique de l'écoulement.

2.1. Piégeages des phases en milieu poreux

2.1.1. Définition du piégeage des phases

Étant donné la géométrie complexe des milieux poreux naturels, il se produit durant l'écoulement une immobilisation d'une certaine fraction des phases présentes. Cette immobilisation est caractérisée par la saturation irréductible et la saturation résiduelle qui sont définies ci-dessous :

La saturation irréductible représente la saturation minimale de la phase mouillante qu'un milieu poreux (de perméabilité et porosité définies) peut retenir durant l'écoulement de la phase non mouillante. Lors de la migration des hydrocarbures, cette eau irréductible se met en place et est maintenue sous l'effet des forces capillaires. A l'échelle du pore, elle se retrouve sous forme de films d'eau sur les parois des pores.

La saturation résiduelle est la saturation minimale de la phase non mouillante obtenue après imbibition forcée de la phase mouillante dans le milieu poreux. La conception du piégeage de cette phase est différente de celle de la phase mouillante. Étant non mouillante, elle est repoussée par la surface des parois. Les mécanismes de piégeage des phases non mouillantes qui interviennent sont à l'origine des hystérésis observées sur les propriétés d'écoulement.

2.1.2. Mécanismes de piégeage

De nombreuses études ont tenté de mettre en évidence l'influence des propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité) sur les saturations résiduelles. La majorité des expériences d'écoulements effectuées ont utilisé le gaz comme fluide non mouillant. Il en ressort qu'il n'existe pratiquement pas de relations claires liant les perméabilités aux saturations résiduelles mais par contre on observe une certaine tendance avec la porosité.

Pentland (2010) a recensé de nombreux résultats expérimentaux qui ont porté sur l'évaluation de la saturation résiduelle atteinte (après mise en place de la saturation irréductible) en fonction de la porosité (Figure 23).

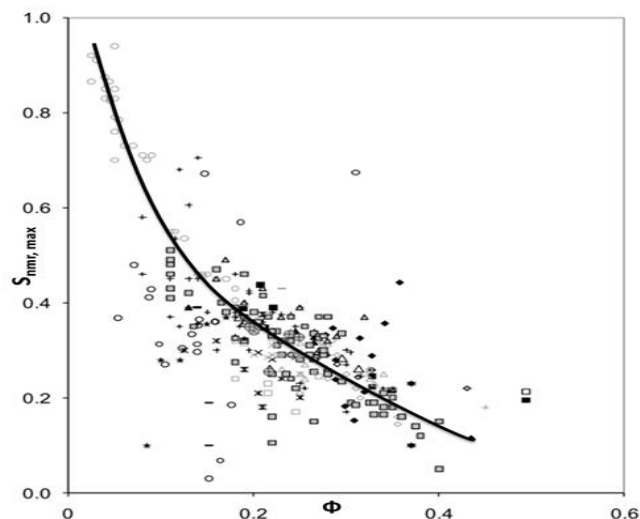


Figure 23: Recensement des valeurs de S_{nmr} en fonction de la porosité (Pentland, 2010)

Où S_{nmr} désigne la saturation résiduelle du fluide non mouillant.

Malgré une large distribution des valeurs de saturations résiduelles, on observe tout de même une tendance qui confirme que plus le milieu est poreux, plus on récupère en production de la phase non mouillante. A l'échelle du pore, le phénomène de piégeage est différent. Dans le cadre de notre étude, on parlera essentiellement du piégeage de la phase huile. Ce piégeage est illustré à l'échelle du pore par deux mécanismes relativement simples : le modèle du doublet et le snap-off.

2.1.2.1. Mécanisme du doublet (Moore & Slobod, 1956)

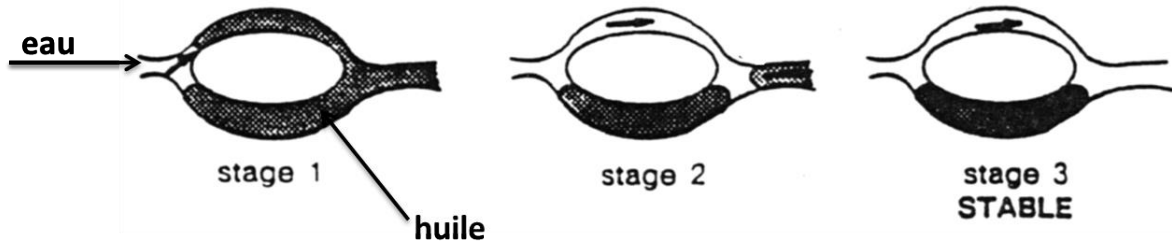


Figure 24: Piégeage : mécanisme du doublet (by-passing)

Ce modèle présente l'écoulement de l'eau à l'échelle du pore, dans deux chemins cylindriques parallèles et communicants, initialement saturés en huile (Figure 24). On établit deux hypothèses d'écoulements :

- l'écoulement des fluides dans chaque voie suit une loi générale de Poiseuille
- la présence d'interfaces n'a pas d'effets sur l'écoulement.

Ces hypothèses sont vérifiées pour une longueur du doublet très grande devant le rayon du plus gros cylindre. Nous allons exprimer le rapport des vitesses des fluides de chaque portion du doublet. On choisit un système diphasique, où l'eau déplace l'huile qui occupe initialement tout le volume du doublet (stage 1, Figure 24). Pour simplifier les calculs, les deux phases ont une même viscosité (μ).

On note en indice « 1 » les caractéristiques du chemin le plus étroit et « 2 » ceux du chemin au rayon le plus gros. On considère un écoulement de poiseuille, dans les deux cylindres parallèles du doublet, de longueur totale L et de rayons respectifs R_1 et R_2 . Le débit volumique (Q) total en entrée et en sortie du doublet est conservé et on a :

$$Q = Q_1 + Q_2 = \frac{\pi}{8 \cdot \mu \cdot L} \cdot (R_1^4 \cdot \Delta P_1 + R_2^4 \cdot \Delta P_2) \quad (72)$$

$$\Delta P_1 - P_{c1} = \Delta P_2 - P_{c2} \quad (73)$$

En utilisant la relation liant la vitesse au débit ($Q = v \cdot S$) et les formules statiques de pression capillaire, on obtient le rapport suivant :

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{4 \cdot N_{vc} + \left(\frac{1}{\beta} - 1\right)}{\frac{4 \cdot N_{vc}}{\beta^2} - \beta^2 \left(\frac{1}{\beta} - 1\right)} \quad (74)$$

Avec : $\beta = R_2/R_1$ et $N_{vc} = (\mu \cdot L \cdot Q) / (\pi \cdot \sigma \cdot \cos\theta \cdot R_1^3)$ où N_{vc} est un nombre adimensionnel qui représente le rapport entre les forces visqueuses et les forces capillaires.

Dans le cas d'un déplacement lent, les forces visqueuses sont petites devant les forces capillaires et de ce fait, une simplification appropriée de l'équation 74 montre que la vitesse dans le chemin le plus étroit « 1 » sera plus élevée que celle du chemin au diamètre le plus gros « 2 ». On aura alors un piégeage de la phase non mouillante dans les pores les plus gros. Dans le cas contraire, (forces visqueuses très supérieures aux forces capillaires) le piégeage s'effectue dans le cylindre de plus petit diamètre.

2.1.2.2. Mécanisme du snap-off

Pour expliquer ce phénomène, on considère des pores mouillables à l'eau. Le schéma le plus simple est de considérer des géométries sinusoïdales (Figure 25) de pores (Oh, 1979).

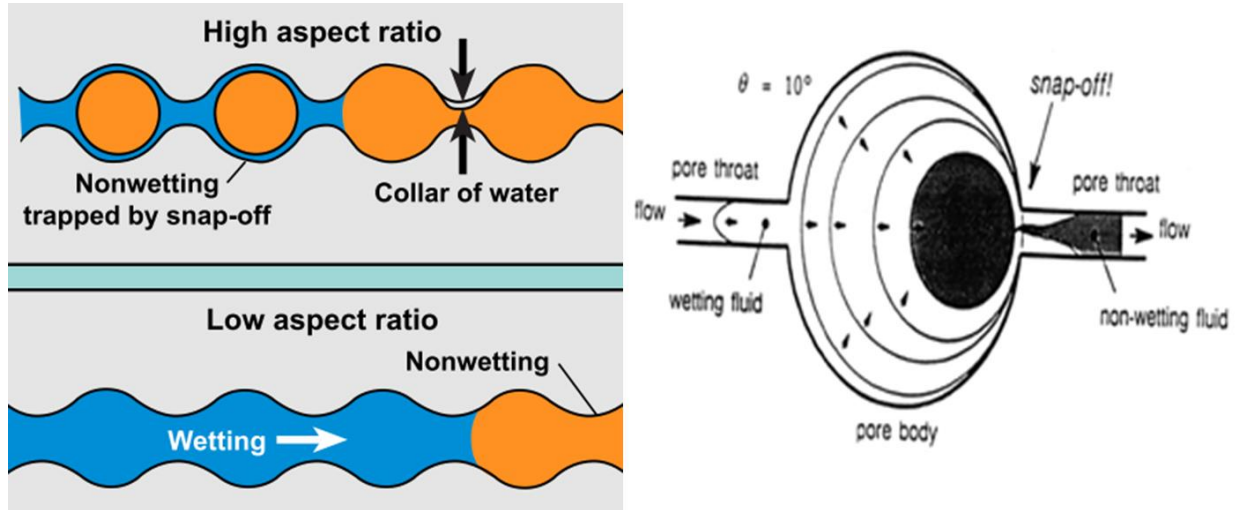


Figure 25: Mécanisme du Snap-off (Oh, 1979)

Le gradient de pression capillaire créé par la variation de géométrie (diamètre) entre le corps du pore et la constriction génère une augmentation de la vitesse de circulation de la phase mouillante à la constriction et donc une alimentation du col d'eau. L'épaisseur du film de la phase mouillante étant linéairement liée à sa vitesse, on a une augmentation de l'épaisseur de la phase mouillante (à la constriction) et donc diminution de l'épaisseur de la phase non mouillante. Cette diminution peut entraîner à une certaine valeur de la vitesse, une rupture de la phase non mouillante et un piégeage de la partie non continue, sous forme de gouttelettes au centre du pore (Figure 25). Ceci n'intervient que pour des rapports de géométries de pores élevés (rapport entre le rayon le plus grand du pore et celui à la constriction). Dans l'hypothèse qu'une seule phase se déplace dans le milieu, Lake (1989) établit une inégalité qui permet de définir à l'échelle de cette géométrie, la pression seuil permettant de remobiliser la gouttelette d'huile piégée :

$$\Delta\varphi_w + \Delta\rho \cdot g \cdot \Delta L \cdot \sin \alpha \geq \Delta P_c \quad (75)$$

Où $\Delta\varphi_w$ est le potentiel de la phase mouillante (eau), $\Delta\rho = \rho_w - \rho_o$, ΔL est la taille de la gouttelette, ΔP_c est la variation de pression capillaire à travers la gouttelette, et α , l'angle entre l'axe principal de la gouttelette et l'axe horizontal.

Chatzis et al. (1983) ont établi qu'environ 80% du piégeage s'opère par snap-off et le reste par doublets ou des combinaisons des deux types de piégeages. Ils ont effectué une classification des différentes combinaisons de piégeages possibles à l'échelle du pore (Figure 26).

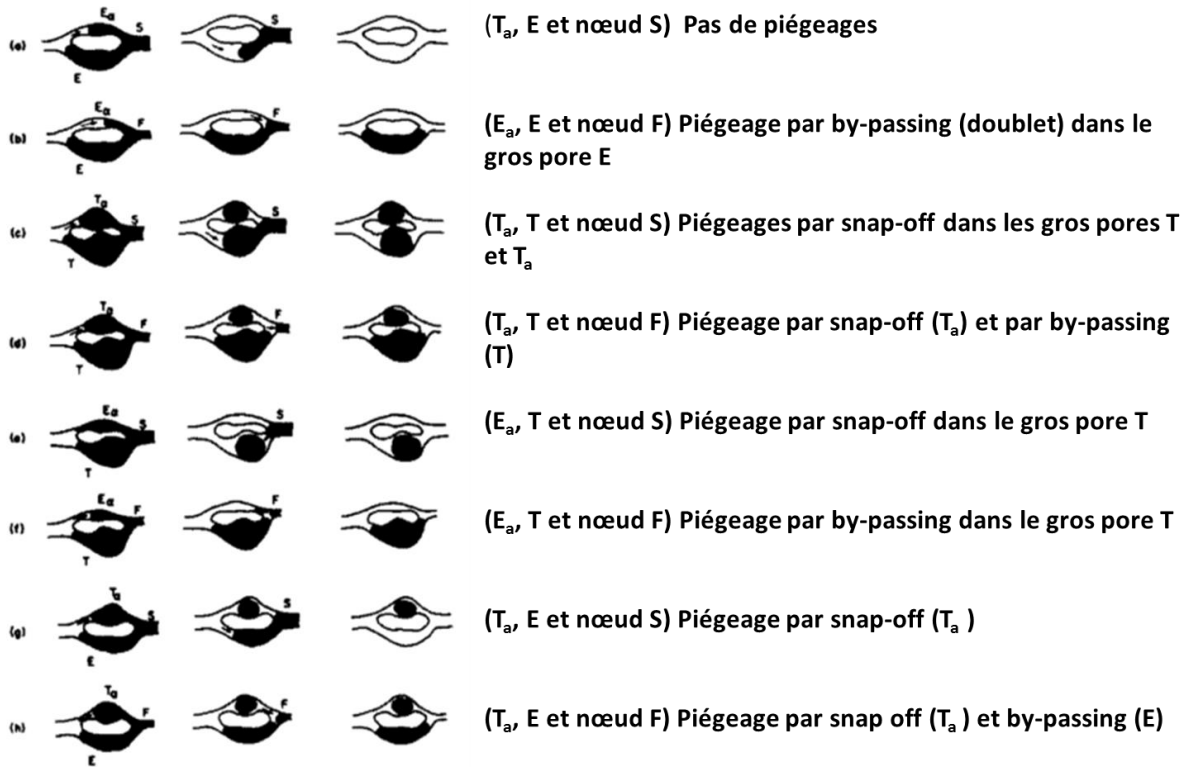


Figure 26: Illustration des différentes combinaisons de piégeages par Chatzis et al. (1983).

2.1.3. Modèles empiriques de piégeage

Pentland (2010) a recensé dans la littérature, des mesures expérimentales de saturations piégées (S_{nwr}) en fonction des saturations initiales (S_{nwi}) de la phase non mouillante. Elles sont présentées Figure 27. Le Tableau 1 est un récapitulatif des données expérimentales avec les couples de fluides et échantillons utilisés par les différents auteurs.

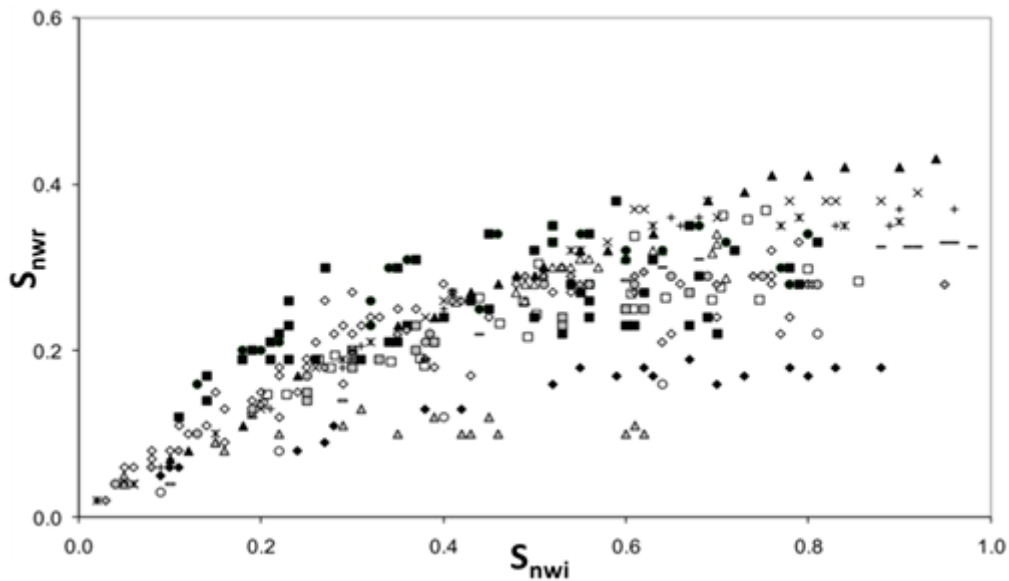


Figure 27: Données expérimentales $S_{nwr} = f(S_{nwi})$ recueillies par Pentland (2010)

Références	Systèmes de fluides	milieux poreux
Chierici et al., 1963	g-w	grès consolidés et inconsolidés
Crowell et al., 1966	g-w et g-o	grès consolidés
Delclaud, 1991	g-w	grès consolidés et inconsolidés
Ding & Kantzas, 2001	g-w	grès consolidés
Firoozabadi et al., 1987	g-w	grès consolidés
Geffen et al., 1952	g-w	grès consolidés
Hazlett et al., 1999	g-w	grès consolidés et inconsolidés
Jerauld, 1997	g-w et g-o	grès consolidés
Kantzas et al., 2001	g-w	grès consolidés
Katz et al., 1966	g-w et g-o	grès consolidés
Keelan, 1976	g-w	grès consolidés
Kleppe et al., 1997	g-o	Aerolith
Kralik et al., 2000	g-w	grès consolidés
Kyte, 1956	g-o	Alundum
Land, 1971	g-o	grès consolidés et Alundum
Ma & Youngren, 1994	g-w	grès consolidés
McKay, 1974	g-w	grès consolidés
Pickell et al., 1966	o-w et g-m	grès consolidés
Plug, 2007	g-w	Sable inconsolidé
Suzanne et al., 2003	g-w	grès consolidés

Tableau 1: Récapitulatif des données expérimentales utilisées par Pentland (2010), systèmes de fluides et types de milieux poreux utilisés

Où g = gaz, w = eau et o = huile.

Les modèles de piégeages sont essentiels dans la prédiction de la récupération après déplacement d'un fluide par un autre dans un réservoir. De nombreux auteurs ont étudié expérimentalement les différents paramètres susceptibles d'influencer le piégeage. De nombreux modèles établis suite à des expériences d'écoulement sur différents types de roches avec différents couples de fluides ont été élaborés. Ce sont pour la plupart des modèles empiriques dont les fonctions lient la saturation initiale en fluide non mouillant à sa saturation résiduelle. Même si la tendance générale d'évolution des saturations résiduelles est la même (Figure 27), les modèles de piégeages sont très différents.

Land (1968) a établi une loi de piégeage qu'il a validée avec les études expérimentales de Holmgren et al., 1951 ; Kyte et al., 1956 et ses propres expériences sur des échantillons de Berea et Alundum pour des déplacements gaz/huile (Land, 1971). Sa loi de piégeage est la plus appliquée au niveau des estimations réservoirs. Elle s'exprime par:

$$C = \frac{1}{S_{gr}^*} - \frac{1}{S_{gi}^*} \quad (76)$$

Où les « S_i^* » désignent les saturations effectives et C une constante qui dépend du milieu utilisé.

Aissaoui (1983) a travaillé sur des grès de Fontainebleau et a établi expérimentalement une loi linéaire-constante :

$$\text{Si } S_{gi} < S_{gc} \quad S_{gr} = \frac{S_{gi} \cdot S_{gr,max}}{S_{gc}} \quad (77)$$

$$\text{Sinon } S_{gr} = S_{gr,max} \quad (78)$$

Où S_{gc} est la plus petite saturation (saturation critique) initiale en gaz pour laquelle on obtient un maximum de piégeage de la phase gaz. Ces résultats ont été validés expérimentalement par Kleppe et al. (1997) et par Suzanne et al. (2003).

Ma et Youngren (1994) ont proposé une adaptation modifiée de la loi de Land. Ils ont effectué leurs mesures sur du sable (provenant de la rivière Kuparuk en Alaska) mouillable à l'huile. Ils introduisent dans la loi de Land, deux paramètres « a » et « b » qui permettent de mieux caler leurs valeurs expérimentales :

$$S_{gr}^* = \frac{S_{gi}^*}{1 + a \cdot (S_{gi}^*)^b} \quad (79)$$

Jerauld (1997) a aussi utilisé une extension de la loi de Land pour caler ses données expérimentales obtenues sur des échantillons de mouillabilité mixte de Prudhoe Bay en Alaska.

$$S_{gr}^* = \frac{S_{gi}^*}{1 + \left(\frac{1}{S_{gr,max}^*} - 1 \right) \cdot (S_{gi}^*)^{\frac{1}{1-S_{gr,max}^*}}} \quad (80)$$

Une approche différente, par simulation numérique de réseaux de pores a été menée par Spiteri (2005). Dans son modèle, un angle de contact moyen est imposé pour générer les courbes de saturations piégées. Les résultats ont été comparés et validés avec les données expérimentales d'Oak (1990) qui ont été obtenues sur des échantillons de Berea. Oak observe un comportement quadratique et non monotone des saturations piégées par rapport aux saturations initiales. Les résultats générés par le modèle de Spiteri établissent le même comportement, et ce, (plus ou moins prononcés) pour plusieurs valeurs d'angles de contact. La relation élaborée par Spiteri s'exprime par :

$$S_{orw} = \alpha \cdot S_{oi} - \beta \cdot S_{oi}^2 \quad (81)$$

Où α et β sont des constantes qui dépendent de l'angle de contact et qui vérifient :

$0 \leq \alpha \leq 1$ et $0 \leq \beta$.

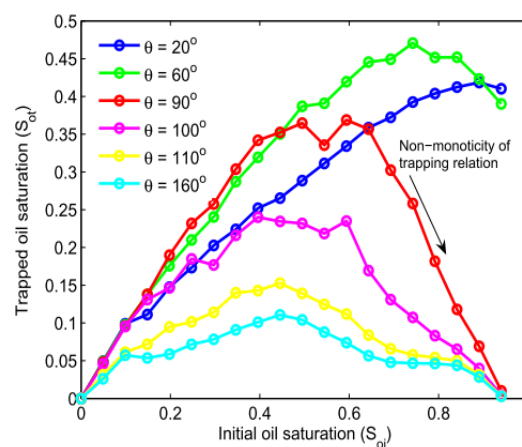


Figure 28: Résultats de Spiteri (2005) pour différentes valeurs de l'angle de contact

Les résultats présentés ci-dessus sont récapitulés dans la Figure 29.

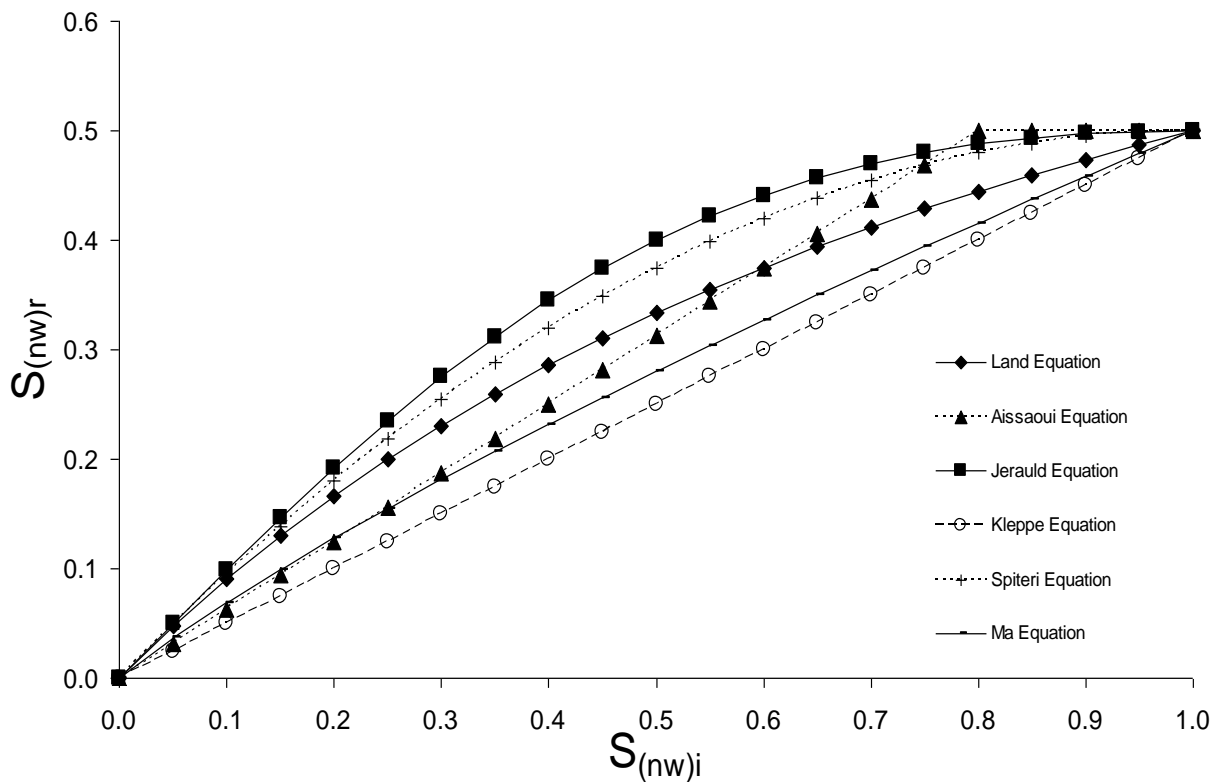


Figure 29: Récapitulatif des modèles de piégeage (Pentland, 2008)

Parmi tous les modèles cités ci-dessus, seul celui de Spiteri (2005) introduit la notion de changement de mouillabilité (à travers le changement d'angle de contact) et permet d'observer que les saturations piégées dépendent aussi de la mouillabilité.

2.2. Hystérésis des propriétés d'écoulement

2.2.1. Définition d'hystérésis

L'hystérésis d'une grandeur physique se traduit par le fait que sa valeur dépend de son historique. Ce phénomène est particulièrement important lors d'écoulements polyphasiques en milieu poreux. Il est dû à plusieurs causes physiques qui interviennent tant à l'échelle du pore (angle de contact) qu'à l'échelle locale (piégeage des phases, mouillabilité, etc.). La conséquence directe de ce phénomène est que les grandeurs physiques telles que les perméabilités relatives et les pressions capillaires peuvent, pour une même valeur de la saturation, prendre plusieurs valeurs, en fonction de leur historique (drainage ou imbibition).

La prise en compte de ce phénomène est très importante pour les écoulements dans les réservoirs et ceci est particulièrement vrai dans la zone de transition où la saturation en eau varie de sa valeur maximale (au FWL) jusqu'à la saturation irréductible S_{wi} .

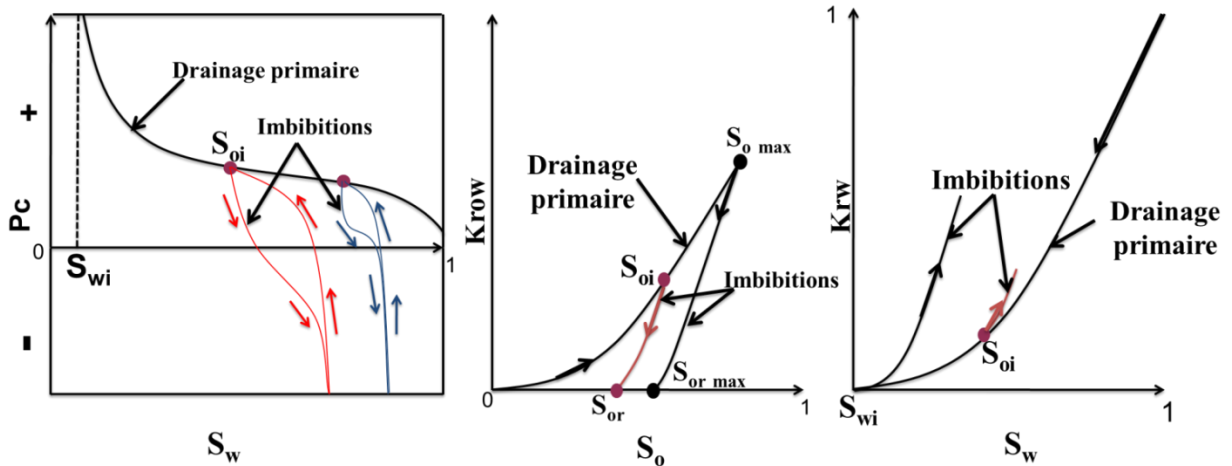


Figure 30: hystérésis des perméabilités relatives et pression capillaire lors du drainage-imbibition en zone de transition

Lors d'un « waterflooding » (injection d'eau secondaire), selon la hauteur à laquelle on se trouve dans la zone de transition, la saturation en huile résiduelle dépendra fortement de la saturation initiale en huile (Figure 30). Si ce phénomène d'hystérésis doit être pris en compte, il doit être aussi couplé à l'évaluation de la mouillabilité de la roche. Cette prise en compte apparaît délicate dans la zone de transition où la saturation en huile varie de façon continue. Si on peut admettre que la partie basse du réservoir (où la saturation en huile est nulle) est mouillable à l'eau, il sera plus difficile de faire des hypothèses pour la partie supérieure du réservoir où le volume d'huile est plus important et varie avec la hauteur.

2.2.2. Hystérésis de la pression capillaire

2.2.2.1. Influence de la mouillabilité sur les pressions capillaires

Plusieurs auteurs (Richardson et al., 1955; Luffel et al., 1960; Ruhl et al., 1963) ont étudié les effets de la mouillabilité sur les pressions capillaires en effectuant des mesures sur des carottes préservées (avec mouillabilité du réservoir inchangée) et sur des carottes où la mouillabilité a été ramenée à une mouillabilité franche à l'eau. Des différences remarquables sont observées.

La pression capillaire dépend de la mouillabilité, de la structure des pores et de l'historique de saturation (Anderson, 1987).

Killins (1953) obtient expérimentalement des courbes de pression capillaire sur des milieux poreux de mouillabilité franche d'une part à l'huile (grès de Berea traités avec du Drifilm et grès de Tensleep) présentés Figure 32 et d'autre part une mouillabilité franche à l'eau (grès de Berea et Venango) présentés Figure 31.

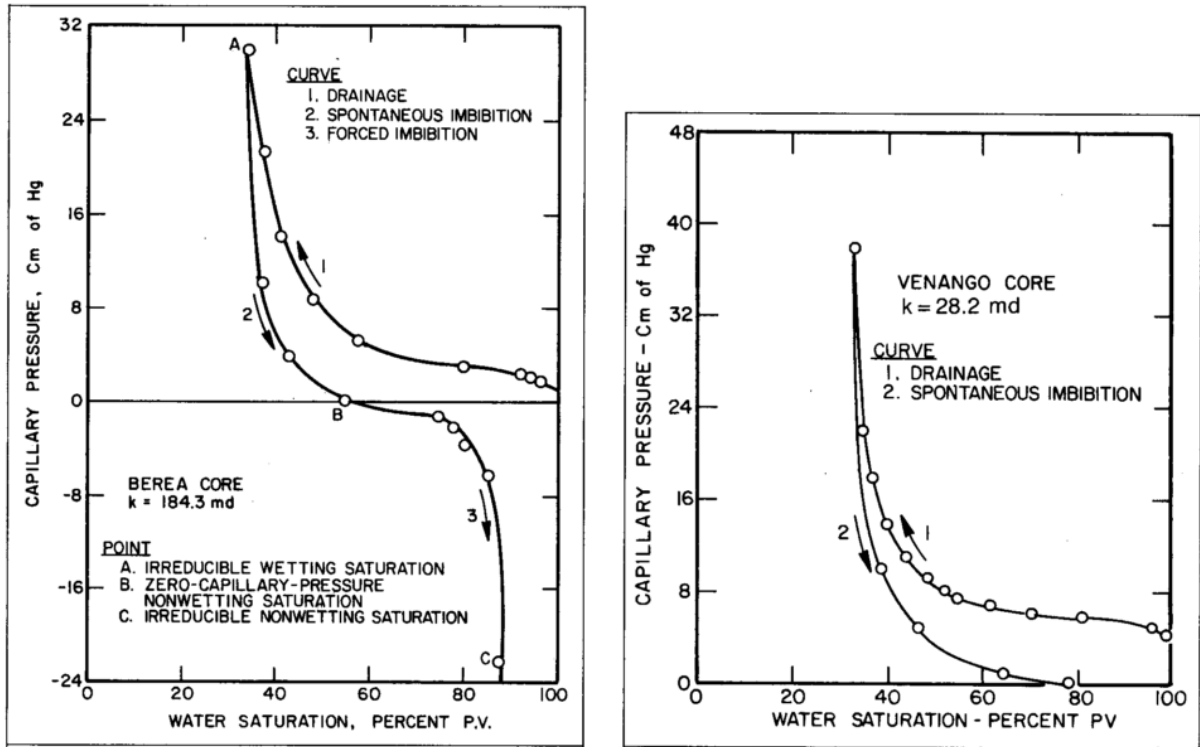


Figure 31: Mesures expérimentales de pression capillaire sur un grès de Berea (à gauche) et Venango (à droite) dans des conditions de mouillabilité à l'eau (Anderson, 1987).

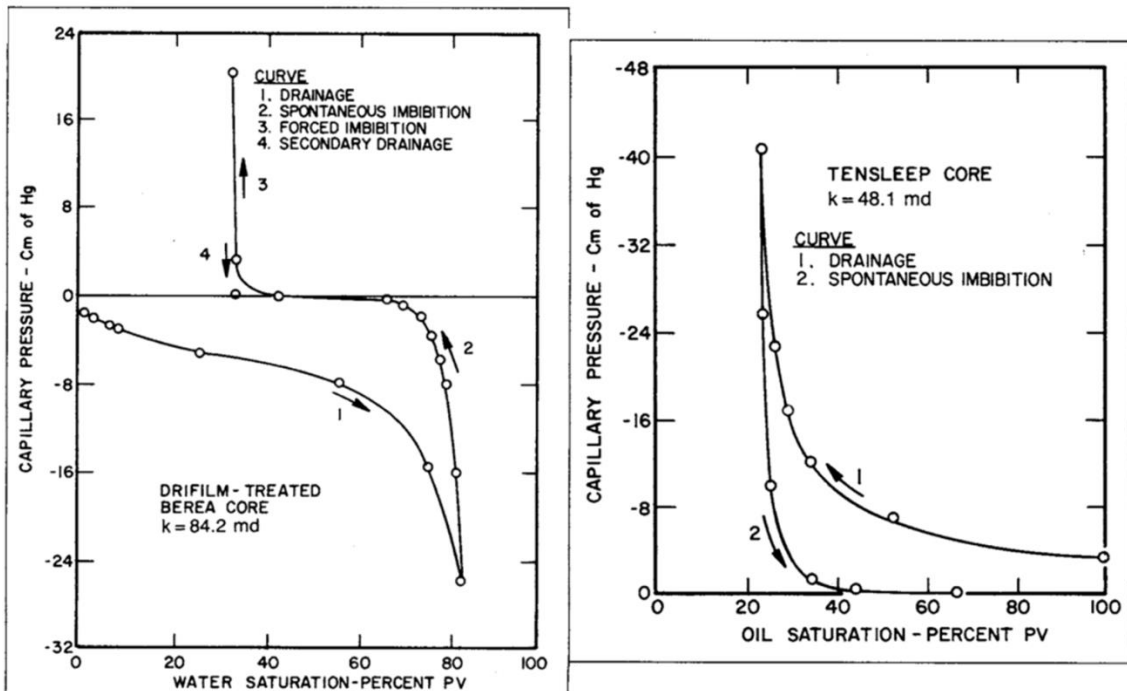


Figure 32: Mesures expérimentales de pression capillaire sur des grès mouillables à l'huile (Berea à gauche et Tensleep à droite) (Anderson, 1987)

Plusieurs observations en résultent. Les milieux de mouillabilités franches à l'eau (Figure 31) montrent une imbibition spontanée ($P_c(S_{wi})$ à $P_c = 0$) conséquente (beaucoup plus prononcée sur le grès Venango car étant plus mouillable à l'eau que le Berea). De même on

peut aussi remarquer que l'imbibition forcée du grès de Berea (Figure 31) présente une courbure qui tend à diminuer l'aire sous la courbe de pression capillaire en imbibition forcée ($P_c < 0$) par rapport à l'aire sous la courbe de pression capillaire au drainage.

Morrow (1970) a établi un lien direct entre l'aire sous la courbe de pression capillaire et le travail requis par un fluide pour en déplacer un autre. Dans le cas des milieux mouillables à l'eau (Figure 31), le drainage forcé requiert un travail plus important (fluide non mouillant déplaçant le fluide mouillant) que l'imbibition forcée de l'eau où, pratiquement aucune énergie supplémentaire n'est nécessaire pour déplacer l'huile comme l'attestent les aires sous les courbes de pression capillaire en déplacements forcés. Cette observation est aussi faite pour les milieux mouillables à l'huile (Figure 32).

Morrow et Mungan (1971) ont pu expérimentalement mesurer les pressions capillaires à différents angles de contact par des procédés chimiques d'altération de mouillabilité sur des carottes en polytétrafluoro-éthylène (Teflon: choisit car étant chimiquement inerte et de mouillabilité constante). Les angles de contact sont établis par des procédés chimiques. Les auteurs observent que les pressions capillaires ne sont sensibles à la mouillabilité qu'à partir de certains angles de contact (environ 50° pour le drainage et 22° pour l'imbibition).

De nombreux résultats expérimentaux montrent que la mouillabilité influencerait en partie l'évolution des pressions capillaires, mais pratiquement aucune relation de pression capillaire en fonction de la saturation n'intègre la mouillabilité. Les modèles d'hystérésis les plus connus de la littérature sont très souvent soit limités aux hypothèses de mouillabilité constante ou soit nécessitent de nombreux paramètres difficilement accessibles.

2.2.2.2. Modèles d'hystérésis de pression capillaire

De multiples modèles de la littérature concernant les pressions capillaires ne sont que de simples constructions purement mathématiques. Nous n'énoncerons que deux modèles hystérétiques des plus connus. Ce sont ceux de Killough (1976) et de Skjaeveland et al., 1999.

2.2.2.2.1. Modèle Hystérétique de P_c de Killough (1976)

Ce modèle permet de générer les courbes de drainage et d'imbibition intermédiaires à partir de données expérimentales correspondant aux courbes enveloppes de drainage et d'imbibition (c'est-à-dire drainage primaire (ou secondaire) et imbibition primaire). Il est illustré Figure 33.

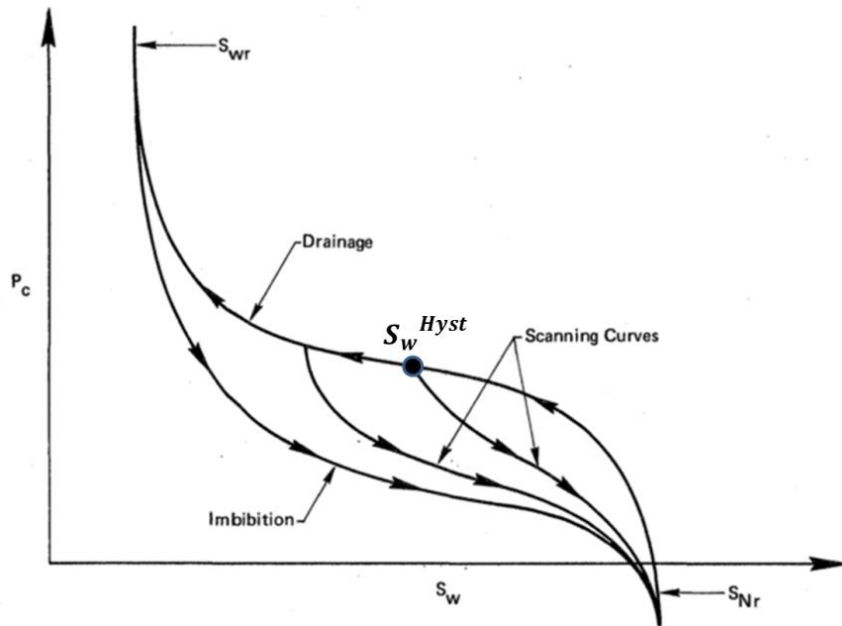


Figure 33: Illustration des "scanning curves" et des courbes extrêmes pour le modèle de pression capillaire de Killough (1976)

La pression capillaire pour une saturation S_w d'une « scanning curve » qui débute à une saturation S_w^{Hyst} sur la courbe de drainage est donnée par (drainage \rightarrow imbibition) :

$$P_c(S_w) = P_c^{dr}(S_w) - F \cdot [P_c^{dr}(S_w) - P_c^{imb}(S_w)] \quad (82)$$

Où F est une constante définie par :

$$F = \frac{\frac{1}{S_w - S_w^{Hyst} + \epsilon} - \frac{1}{\epsilon}}{\frac{1}{S_w^{Max} - S_w^{Hyst} + \epsilon} - \frac{1}{\epsilon}} \quad (83)$$

Où : S_w^{Max} est la saturation maximale de l'eau ($1 - S_{Nr}$), et ϵ est un paramètre qui dépend de la courbure des courbes enveloppes de pression capillaire. Les exposants « dr » et « imb » désignent respectivement le processus de drainage et d'imbibition.

Dans le sens contraire (imbibition \rightarrow drainage), on a :

$$P_c(S_w) = P_c^{imb}(S_w) - F \cdot [P_c^{dr}(S_w) - P_c^{imb}(S_w)] \quad (84)$$

Où F est une constante définie par :

$$F = \frac{\frac{1}{S_w^{Hyst} - S_w + \epsilon} - \frac{1}{\epsilon}}{\frac{1}{S_w^{Hyst} - S_{wr} + \epsilon} - \frac{1}{\epsilon}} \quad (85)$$

Ces courbes ne sont que de simples interpolations entre les deux courbes extrêmes qui permettent de générer les courbes intermédiaires de pression capillaire (« scanning

curves »). Ces dernières gardent la même courbure que les courbes maîtresses, ce qui n'est pas forcément le cas en zone de transition, où la mouillabilité évolue avec la hauteur.

2.2.2.2.2. Modèle hystérétique de P_c de Skjaeveland et al., 1999

Skjaeveland et al.(1999) ont construit un modèle dans lequel est intégré la notion de variation de mouillabilité. L'idée est de supposer que pour une certaine mouillabilité, on effectue une pondération entre la pression capillaire en mouillabilité franche à l'eau et la pression capillaire en mouillabilité franche à l'huile. Les équations de bases sont celles de Brooks & Corey (équation 24 énoncée dans le **chapitre 1** section 1.3.3.1.)

Le modèle s'écrit :

$$P_{c,drainage}(S_w) = \frac{c_{wd}}{S_w^{*a_{wd}}} + \frac{c_{od}}{S_o^{*a_{od}}} \quad (86)$$

$$P_{c,imbibition}(S_w) = \frac{c_{wi}}{S_w^{*a_{wi}}} + \frac{c_{oi}}{S_o^{*a_{oi}}} \quad (87)$$

Où $c_{wd}, c_{wi}, c_{od}, c_{oi}, a_{wd}, a_{wi}, a_{od}, a_{oi}$ sont les paramètres déterminés expérimentalement et qui permettent de générer ensuite les courbes intermédiaires de pression capillaire.

Les S_i^* ($i = o, w$) représentent les saturations effectives. Ce modèle implique qu'à chaque saturation initiale de départ de la « scanning curve », la mouillabilité ait été altérée. La détermination des paramètres de ce modèle nécessite de nombreuses courbes expérimentales relevant d'expériences qui ne sont pas toujours accessibles à l'échelle du laboratoire. Des hypothèses sont très souvent établies pour pallier au manque de données expérimentales.

2.2.3. Hystérésis de perméabilité relative

2.2.3.1. Influence de la mouillabilité sur les perméabilités relatives

La perméabilité relative est une mesure directe de la capacité du milieu poreux à laisser s'écouler des fluides à travers son réseau de pores. Cette propriété étant contrôlée par la distribution spatiale des phases, la mouillabilité aura donc un effet sur les perméabilités relatives.

De multiples études ont évoqué une même évolution du comportement des perméabilités relatives avec la mouillabilité. Quand on passe d'un milieu de mouillabilité franche à l'eau à un milieu de mouillabilité à l'huile, la perméabilité relative à l'huile décroît pour une même saturation tandis que celle à l'eau augmente, comme l'a schématisé Raza et al.(1968) par une illustration simple de l'effet de la mouillabilité sur l'écoulement à l'échelle du pore (la phase non mouillante se déplace plus facilement au centre des pores et quand elle devient mouillante, son écoulement devient plus difficile) ou encore les résultats expérimentaux de Owens & Archer (1971).

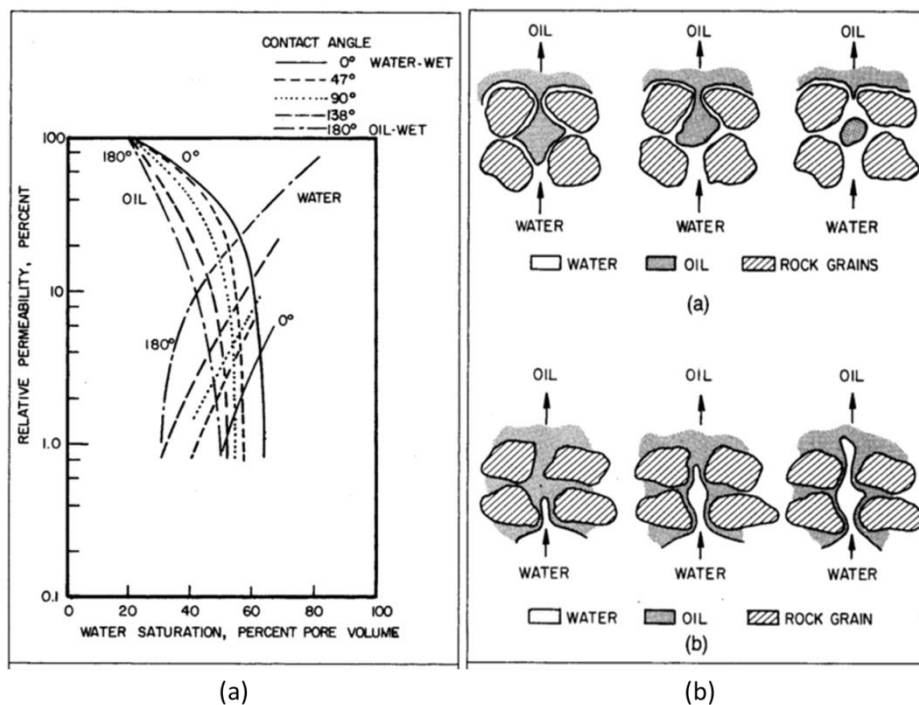


Figure 34: (a) Expériences de Owens & Archer (1971), (b) Illustration de Raza et al., 1968 sur l'influence de la mouillabilité sur l'écoulement à l'échelle du pore

2.2.3.2. Modèles hystérétiques de perméabilité relative

Les modèles empiriques les plus présents dans la littérature sont ceux de : Killough (1976), Carlson (1981) et de Skjaeveland et al. (1999). Nous évoquerons aussi le modèle de simulation de réseau de pores de Spiteri (2005). Dans la suite du document, **K_{row}** désignera les perméabilités relatives à l'huile et **K_{r_w}**, les perméabilités relatives à l'eau. **K_r** sera utilisé pour les perméabilités relatives en général.

2.2.3.2.1. Modèle hystérétique de K_r de Carlson (1981)

Le modèle hystérétique de perméabilités relatives de Carlson ne requiert expérimentalement que :

- D'une courbe de drainage primaire.
- De l'historique de la saturation maximale de la phase non mouillante.

Le modèle n'est conçu que pour générer les courbes de perméabilité relative en imbibition de la phase non mouillante (huile). En drainage primaire, la phase non mouillante (huile) s'écoule de façon continue. Lors de l'imbibition de la phase mouillante (eau), une fraction de la phase non mouillante reste piégée comme il a été montré précédemment. Tant qu'on a production de l'huile lors de l'imbibition, cette dernière (l'huile) reste donc constituée d'une phase mobile et d'une phase piégée. Le modèle de Carlson est illustré Figure 35.

Il stipule que, toute saturation en huile (S_o) choisie sur la courbe d'imbibition à générer, correspond au cumul d'une saturation mobile S_{of} calculée sur la courbe de drainage primaire (par égalité des perméabilités relatives en imbibition à S_o et en drainage primaire à S_{of}) et à

une saturation S_{ot} piégée (déterminées par la loi de Land) qui est la différence entre S_o et S_{of} (Figure 35).

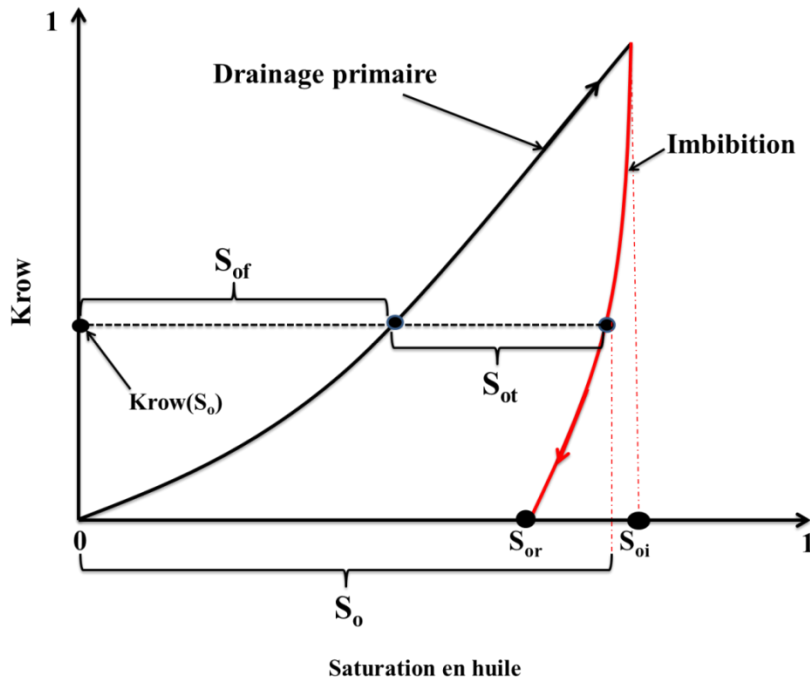


Figure 35: Illustration du modèle de Carlson de Krow

On a :

$$S_o = S_{of} + S_{ot} \quad (88)$$

L'idée principale de ce modèle repose sur l'application de la loi de Land (S_{oi} vs S_{or}) sur la saturation mobile S_{of} pour déterminer le reste de la phase huile (S_{orf}) à piéger pour atteindre le S_{or} .

On a donc :

$$S_{or} = S_{orf} + S_{ot} \quad (89)$$

Et :

$$C = \frac{1}{S_{orf}} - \frac{1}{S_{of}} \quad (90)$$

D'où :

$$S_{of} = \frac{1}{2} \left[(S_o - S_{or}) + \sqrt{(S_o - S_{or})^2 + \frac{4}{C} \cdot (S_o - S_{or})} \right] \quad (91)$$

Après détermination de S_{of} , on obtient la courbe d'imbibition Krow par :

$$k_{ro}^{im}(S_o) = k_{ro}^{Dr}(S_{of}) \quad (92)$$

C est déterminé en utilisant la loi de Land. L'équation 20 et la détermination de C sont approfondies par Carlson (1981). « im » désigne l'imbibition et « Dr » désigne le drainage.

2.2.3.2.2. Modèle hystérétique de Kr de Spiteri (2005)

Ce modèle numérique utilise pratiquement le même principe que celui de Carlson (1981). Les différences résident sur la loi de piégeage utilisée et sur la prise en compte de la mouillabilité par variation des angles de contact.

Comme évoqué précédemment, le modèle de piégeage de Spiteri repose sur une loi quadratique des saturations résiduelles en fonction des saturations initiales. L'auteur a aussi modifié l'équation 89 obtenue par Carlson et a ajouté un terme représentant l'amincissement des films d'huile (lors du déplacement de l'huile par de l'eau) qui s'opère, proportionnellement à un paramètre γ et on a :

$$S_{ot} = S_{orw} - S_{orf} - \gamma \cdot (S_o - S_{orw}) \cdot (S_o - S_{oi}) \quad (93)$$

En utilisant sa loi de piégeage quadratique (équation 81), on obtient :

$$S_{of} = \frac{1}{2 \cdot \beta} \left[(\alpha - 1) + \sqrt{(\alpha - 1)^2 - 4 \cdot \beta \cdot (S_o - S_{orw} + \gamma(S_o - S_{orw})(S_o - S_{oi}))} \right] \quad (94)$$

Où α , β , et γ sont des paramètres de simulations. L'équation 92 est donc appliquée ensuite pour déterminer les courbes de perméabilités relatives en imbibition. α et β sont calculés par la loi de piégeage de Spiteri (2005) et γ est un paramètre qui dépend de l'angle de contact.

2.2.3.2.3. Modèle hystérétique de Kr de Killough (1976)

Le principe utilisé par Killough est identique à sa construction des pressions capillaires. Il effectue une interpolation entre les courbes extrêmes de drainage et d'imbibition. Ce modèle a été validé sur des séries de données expérimentales obtenues par Holmgren & Morse (1951).

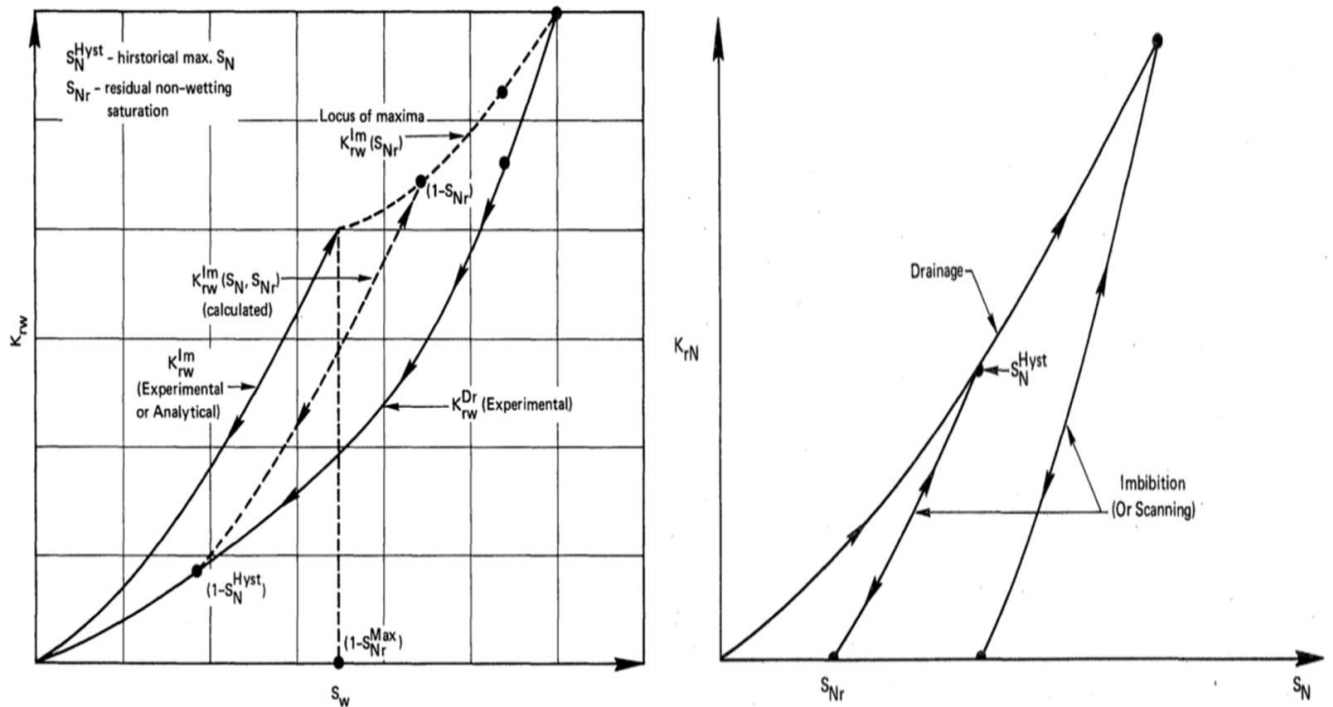


Figure 36: Interpolations des perméabilités relatives: Méthode de Killough (1976)

Killough établit deux types d'expressions pour déterminer les courbes à générer (« scanning curves ») de perméabilités relatives à l'huile :

- Une équation paramétrique :

$$k_{rN}^{im}(S_N) = k_{rN}^{Dr}(S_N^{Hyst}) \cdot \left(\frac{S_N - S_{Nr}}{S_N^{Hyst} - S_{Nr}} \right)^\rho \quad (95)$$

Où ρ est un paramètre de calage des courbes expérimentales. Les différents paramètres de l'équation (21) sont illustrés Figure 36. La relation liant les saturations initiales et résiduelles est déterminée par la loi de Land.

- Une équation normalisée avec les données expérimentales:

$$k_{rN}^{im}(S_N) = k_{rN}^{Dr}(S_N^{Hyst}) \cdot \left[\frac{k_{rN}^{im,Exp}(S_N^{Norm}) - k_{rN}^{im,Exp}(S_{Nr}^{Max})}{k_{rN}^{im,Exp}(S_N^{Max}) - k_{rN}^{im,Exp}(S_{Nr}^{Max})} \right] \quad (96)$$

Avec :

$$S_N^{Norm} = S_{Nr}^{Max} + \left[\frac{(S_N - S_{Nr}) \cdot (S_N^{Max} - S_{Nr}^{Max})}{S_N^{Hyst} - S_{Nr}} \right] \quad (97)$$

On peut observer que l'interpolation est faite de telle sorte que les courbes « scanning curves » et les courbes expérimentales utilisées aient la même courbure.

En ce qui concerne la perméabilité relative à l'eau, Killough établit une interpolation croissante entre la perméabilité relative à l'eau pour une saturation $S_w = 100\%$ ($k_{rw}=1$) et la perméabilité relative obtenue expérimentalement au $S_{Nr,max}$ lors de l'imbibition totale après le drainage primaire (Figure 36).

On a :

$$k_{rw}^{im}(S_{Nr}) = k_{rw}^{Dr}(S_{Nr}) + \Delta k_{rw} \left(\frac{S_{Nr}}{S_{Nr}^{Max}} \right)^a \quad (98)$$

Où « a » est un paramètre de calage et :

$$\Delta k_{rw} = k_{rw}^{Im,exp}(S_{Nr}^{Max}) - k_{rw}^{Dr}(S_{Nr}^{Max}) \quad (99)$$

Au final on a donc :

$$k_{rw}^{im}(S_N) = k_{rw}^{Dr}(S_N^{Hyst}) + \left[\frac{k_{rw}^{Im,exp}(S_N^{Norm}) - k_{rw}^{Im,exp}(S_N^{Max})}{k_{rw}^{Im,exp}(S_{Nr}^{Max}) - k_{rw}^{Im,exp}(S_N^{Max})} \right] \cdot (k_{rw}^{im}(S_{Nr}) - k_{rw}^{Dr}(S_N^{Hyst})) \quad (100)$$

Un calcul de courbure permet de déduire que les courbes obtenues par la méthode de Killough ont toutes une valeur de courbure constante.

2.2.3.2.4. Modèle hystérique de Skjaeveland et al., 1999

Dans ce modèle, le même schéma que celui utilisé pour les pressions capillaires par Skjaeveland et al. (1999) est conservé. Ce modèle est une pondération entre les perméabilités relatives en mouillabilités franches à l'eau et à l'huile. Nous ne détaillerons pas la procédure de calcul qui est accessible dans Kjosavik et al., (2002). Les auteurs choisissent de pondérer les perméabilités relatives avec des valeurs de pressions capillaires

pour intégrer une idée majeure : la mouillabilité dépend de la saturation. Ainsi, les coefficients de pondération (pressions capillaires) sont des fonctions de la saturation et varieront selon le type de mouillabilité rencontrée. Les perméabilités relatives en mouillabilités franches sont établies suivant les équations empiriques de Brooks & Corey. Les facteurs de tortuosité sont aussi considérés comme des paramètres de calage.

On a :

$$k_{rwd(i)} = \frac{c_{wd(i)} \cdot k_{rw,wwd(i)} - c_{od(i)} \cdot k_{rw,owd(i)}}{c_{wd(i)} - c_{od(i)}} \quad (101)$$

$$k_{rod(i)} = \frac{c_{wd(i)} \cdot k_{ro,wwd(i)} - c_{od(i)} \cdot k_{ro,owd(i)}}{c_{wd(i)} - c_{od(i)}} \quad (102)$$

$$k_{ro,owd(i)} = (S_o^*)^{1+m_{od(i)}+2 \cdot a_{od(i)}} \quad (103)$$

$$k_{rw,wwd(i)} = (S_w^*)^{1+m_{wd(i)}+2 \cdot a_{wd(i)}} \quad (104)$$

$$k_{rw,owd(i)} = (1 - S_o^*)^{m_{wd(i)}} \cdot (1 - (S_o^*)^{2a_{od(i)}+1}) \quad (105)$$

$$k_{ro,wwd(i)} = (1 - S_w^*)^{m_{od(i)}} \cdot (1 - (S_w^*)^{2a_{wd(i)}+1}) \quad (106)$$

Où « d » désigne le drainage et « i » l'imbibition. S^* désigne une saturation effective. Les coefficients de pondération (les c_w et les c_o) dépendent de la saturation et sont déterminés grâce aux courbes de pression capillaire en drainage et imbibition. La moyenne de pondération (équation 107) est représentative de la mouillabilité.

$$\text{Moyenne de pondération} = \frac{c_{wd(i)} + c_{od(i)}}{c_{wd(i)} - c_{od(i)}} \quad (107)$$

Les équations 103 à 106 représentent les équations classiques de Brooks & Corey des perméabilités relatives (en mouillabilités franches).

2.3. Conclusion partielle

L'énoncé des modèles de perméabilités relatives de la littérature clôt ce chapitre et la bibliographie sur le contexte de l'étude. On peut remarquer qu'il existe de nombreux modèles numériques de perméabilités relatives et de pressions capillaires mais pratiquement aucun de ces modèles ne traite du système eau-huile.

Aucune base de données expérimentale n'a été obtenue sur ce système de fluides pour valider ces modèles qui sont pourtant très utilisés pour les estimations de récupération d'hydrocarbures. De même, la plupart de ces modèles ont été élaborés pour des conditions de mouillabilité franche à l'eau alors que la mouillabilité est susceptible d'avoir une influence importante sur les propriétés d'écoulement.

Dans le chapitre suivant, nous introduisons la partie expérimentale en présentant d'abord le banc d'essai, les types de mesures et les procédures expérimentales.

Chapitre 3

Étude et procédure expérimentale

L'objectif de notre étude expérimentale est de caractériser l'écoulement diphasique eau-huile en phase d'imbibition dans la zone de transition. Pour cela, on effectue des mesures de perméabilités relatives en utilisant des milieux poreux et des fluides proches des conditions réelles. La particularité de la zone de transition étant que les saturations varient en fonction de sa hauteur, on déterminera les perméabilités relatives (en imbibition) pour différentes valeurs de la saturation initiale en eau (comprise entre 1 et S_{wi}). Notre objectif étant d'évaluer l'influence de la mouillabilité sur les courbes de K_r , on utilisera une huile brute et des milieux poreux naturels (calcaires d'affleurement) en respectant une étape de macération en température (avec l'huile brute) pour que la mouillabilité du milieu poreux soit représentative d'une situation réelle.

3.1. Projet expérimental

Dans ce paragraphe, nous présentons les fluides et les milieux poreux qui ont été choisis pour la campagne expérimentale, en justifiant ces choix, ainsi que les dispositifs expérimentaux.

3.1.1. Les milieux poreux

Nous avons choisi d'utiliser des milieux poreux carbonatés dont les caractéristiques (porosité et perméabilité) sont proches de celles rencontrées dans les zones de transition. De plus, les roches carbonatées sont connues pour leur sensibilité aux huiles brutes d'où une altération de mouillabilité plus facile à mettre en place que les grès en général.

Pour couvrir une large gamme de type de réservoirs carbonatés, nous avons choisi de travailler sur deux types de roches distinctes : un type à distribution de pores unimodale et un autre type à distribution bimodale avec pour les deux cas, une forte prépondérance en calcite. Dans la littérature, l'altération de mouillabilité semble plus facile à mettre en place pour les roches calcaires. Les milieux poreux sont découpés sous deux formes : sous forme parallélépipédique 4cm x 4cm x 15cm (pour pouvoir effectuer des mesures de saturations locales par rayonnement gamma) et sous forme cylindrique (L = 7 cm et D = 4cm), pour les montages en cellules type Hassler.

Étant réputées hétérogènes, nous avons choisi de mener les expériences d'écoulements sur des milieux qui présentaient des courbes de dispersions monophasiques assez similaires, caractéristiques de milieux homogènes, et des valeurs similaires de perméabilités absolues. Les échantillons parallélépipédiques sont enrobés d'une colle non mouillante (Araldite 2013[®]) pour l'étanchéité du système, puis enrobés d'une fibre de verre pour la résistance mécanique (Figure 37). L'ensemble présente une bonne transparence aux rayons gamma.

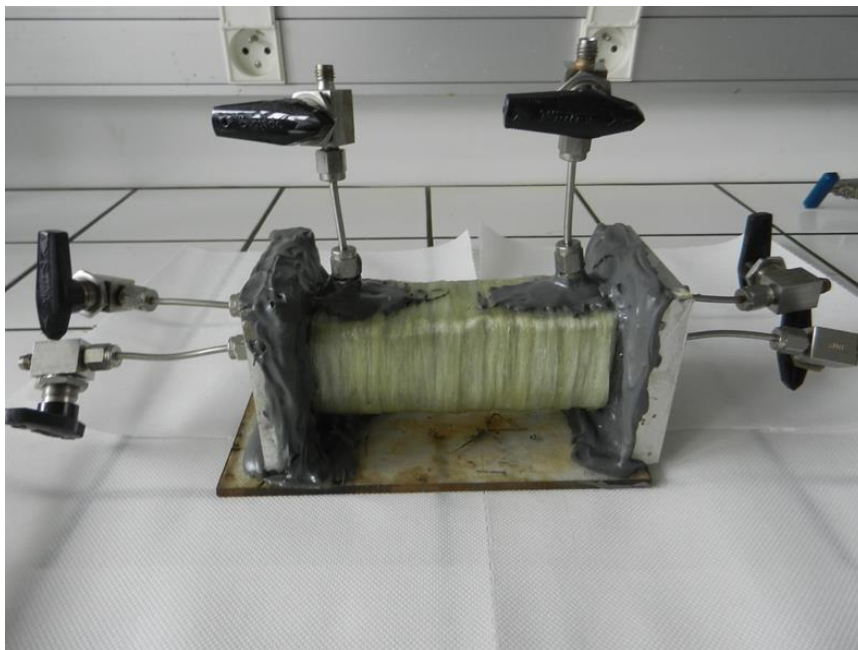


Figure 37: Enrobage d'un échantillon parallélépipédique

Les choix de milieux poreux se sont portés sur les roches calcaires suivantes :

3.1.1.1. Le calcaire de Richemont

La distribution de pores du calcaire de Richemont (unimodale) et sa composition minéralogique sont illustrées respectivement en Figure 38 et Tableau 2. Leur composition minéralogique montre qu'ils sont essentiellement composés de calcite (à hauteur de 96%).

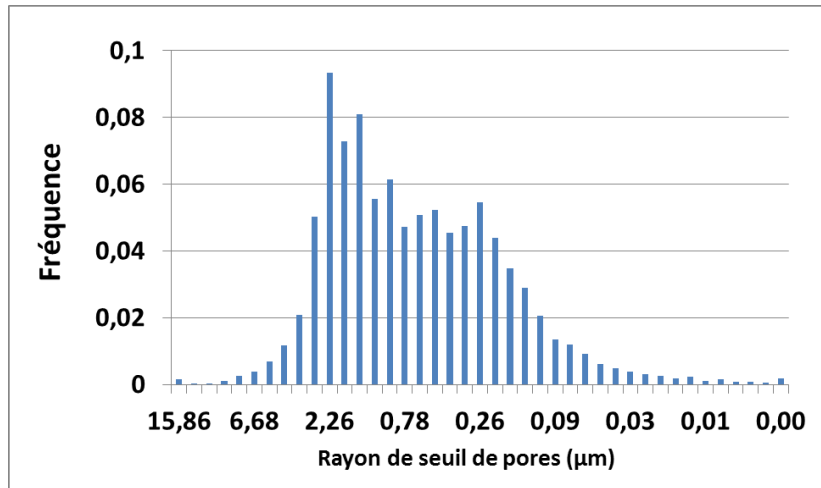


Figure 38: Distribution de la taille des pores sur Calcaire de Richemont

Richemont	Quartz (% massique)	Calcite (% massique)	Dolomites (% massique)	Anhydrite (% massique)	Kaolinite (% massique)	Argiles et micas (% massique)
	0,9	96,1	2,3	0,1	0,1	0,6

Tableau 2: Composition minéralogique du calcaire de Richemont

Les expériences de co-injection ont été effectuées sur 7 échantillons de calcaire de Richemont dont les porosités sont comprises entre 0,27 et 0,33. Les perméabilités absolues (à la saumure) sont comprises entre 19 mD et 36 mD (Tableau 3).

Les écoulements diphasiques eau-huile brute ont été effectués sur 6 calcaires de Richemont dénommés Ri_i (i allant de 1 à 6). Une expérience pour caractériser l'écoulement en mouillabilité franche à l'eau a été effectuée sur un échantillon dénommé Ri_0 avec une huile minérale.

N° Échantillon	Φ (porosité)	K_g (mD)	K_w (mD)
Ri_0 (marcol)	0,33	62,6	35,9
Ri_1	0,3	60	32,3
Ri_2	0,27	59,4	31,5
Ri_3	0,28	78	35,4
Ri_4	0,31	36	19,1
Ri_5	0,33	40	29,7
Ri_6	0,29	60,9	35,5

Tableau 3: Propriétés pétrophysiques des échantillons de Richemont

3.1.1.2. Le calcaire d'Estailade

La composition minéralogique de ces calcaires (Tableau 4) se rapproche de près (teneur en calcite) de celle du calcaire de Richemont.

Estailade	Quartz (% massique)	Calcite (% massique)	Apatites (% massique)	Pyrite (% massique)	Barytine (% massique)	Argiles et micas (% massique)
	0,3	99,5	0,2	0	0,1	0

Tableau 4: Composition minéralogique du calcaire d'Estailade

Le calcaire d'Estailade quant à lui à une distribution de pore bimodale (Figure 39).

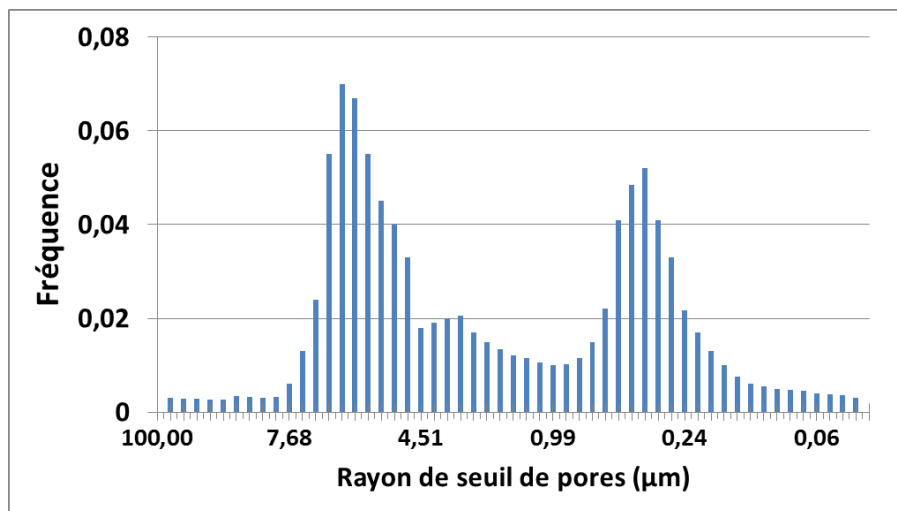


Figure 39: Distribution de pores du calcaire d'Estailade

Les expériences de co-injection avec l'huile brute ont été réalisées sur sept échantillons d'Estailade (Esta1 → Esta7) et pour les expériences caractéristiques d'une mouillabilité franche à l'eau, avec un échantillon d'Estailade (Esta0) en utilisant une huile minérale marcol 52.

N° Échantillon	Φ (porosité)	Kg (mD)	Kw (mD)
Esta0 (marcol)	0,3	178	157
Esta1	0,3	152,6	95,5
Esta2	0,29	276,3	146,4
Esta3	0,3	292	283,6
Esta4	0,31	202	125,8
Esta5	0,31	169	104
Esta6	0,3	225	155
Esta7	0,31	170	110,2

Tableau 5: Propriétés pétrophysiques des échantillons d'Estailade.

3.1.1.3. Dimensionnement et montage des milieux poreux

Les échantillons nous ont été fournis sous deux géométries : sous formes parallélépipédiques et cylindriques.

- **Milieux poreux parallélépipédiques**

Comme expliqué précédemment, les échantillons parallélépipédiques sont enrobés de colle non mouillante et de fibre de verre. Le montage parallélépipédique permet une acquisition des profils de saturations par rayonnement gamma sur une valeur constante de l'épaisseur et ce, sur plusieurs génératrices (3) dans la direction de l'écoulement (Figure 40).

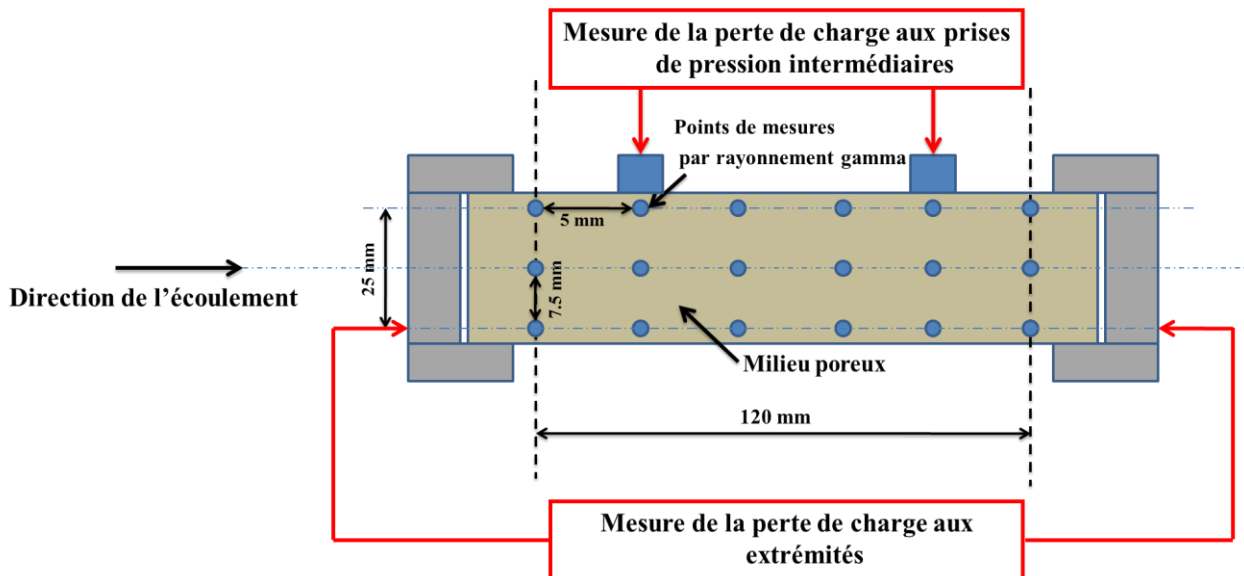


Figure 40: Illustration des génératrices choisies pour établir les profils de saturation par rayonnement gamma.

L'acquisition gamma est faite sur une longueur de 120 mm et sur une largeur de 25mm. Nous avons choisi d'effectuer ces mesures sur trois génératrices comptant chacune 13 points de mesures, donc un total de 39 points de mesure de saturation locale.

Pour ce type de montage, les pressions de ligne établies lors des écoulements diphasiques eau-huile n'excédaient pas 6 bars. Pour s'affranchir des effets d'extrémités qui génèrent des erreurs dans l'évaluation des perméabilités relatives, ce montage intègre des prises de pressions intermédiaires directement dans le milieu poreux. Les milieux parallélépipédiques ont pour dimensions: $4 \times 4 \times 15 \text{ cm}^3$.

- **Milieux poreux cylindriques**

Les échantillons cylindriques sont montés dans une cellule type Hassler dont les dimensions sont trop importantes pour rentrer dans le dispositif de mesure de saturations par rayonnement gamma. De ce fait, aucun profil de saturation gamma n'a été effectué. Le contrôle des saturations a donc été effectué par pesée et par mesure des volumes produits.



Figure 41: Montage des échantillons cylindriques dans les cellules type Hassler

L'avantage de ces cellules est la possibilité d'imposer des valeurs importantes de pression de confinement des échantillons (jusqu'à 200 bars) ce qui augmente la perte de charge admissible par le système (Figure 41).

Le confinement est effectué au gaz (N_2).

3.1.2. Fluides

Lors de la détermination des propriétés physiques des échantillons (k , Φ) et des propriétés d'écoulements monophasiques et diphasiques (K_r), nous avons utilisé quatre fluides différents : de l'azote, de la saumure, une huile minérale (Marcol 52), et une huile brute. L'huile brute fournie par TOTAL[®] (les caractéristiques sont répertoriées dans le Tableau 7) est utilisée pour les expériences d'écoulements diphasiques incluant une phase d'altération de mouillabilité. L'huile minérale quant à elle est utilisée pour décrire l'écoulement diphasique sans altération de mouillabilité, en guise de comparaison avec les résultats obtenus avec l'altération de mouillabilité à l'huile brute. La saumure est préparée par dissolution d'iodure de potassium (KI) dans de l'eau déminéralisée et dégazée. Dans notre étude, nous utilisons deux salinités de saumure : 40 g/l pour les expériences de co-injection et en supplément, 20 g/l pour effectuer des expériences de traçages miscibles.

L'azote est utilisé pour des mesures de perméabilités absolues au gaz. Les caractéristiques des fluides sont répertoriées Tableau 6.

Fluides	Température de travail (°C)	Masse volumique (kg.m ⁻³)	Viscosité (cP)
Azote	20	1,25	0,0184
Huile Marcol 52	30	897	8,7
Huile brute	30	900	34
Saumure 20 g/l	30	1013	0,95
Saumure 40 g/l	30	1027	0,95

Tableau 6: Caractéristiques des fluides utilisés

Caractéristique	Unité	Brut filtré déshydraté
BSW	%Vol	0,3
TAN	mg/g KOH	1,4
TBN	mg/g KOH	2,1
Masse volumique à 20°C	Kg/m ³	903,7
Masse volumique à 30°C	Kg/m ³	896,7
Masse volumique à 40°C	Kg/m ³	889,3
Masse volumique à 50°C	Kg/m ³	889,9
Masse volumique à 56°C	Kg/m ³	878,3
Masse volumique à 60°C	Kg/m ³	875,7
Viscosité cinématique à 20°C	cSt	44,28
Viscosité cinématique à 30°C	cSt	24,89
Viscosité cinématique à 40°C	cSt	18,80
Viscosité cinématique à 50°C	cSt	13,25
Viscosité cinématique à 56°C	cSt	11,20
Viscosité cinématique à 60°C	cSt	9,77
TCC	°C	NO
Soufre total	%-pds	1
ETÉTAGE		
Distillat	% poids	17,2
Résidu	% poids	82,2
ASPHALTENES		
Asphaltènes (résidu)	% poids	2,3
IATROSCAN		
Saturés (résidu)	% poids	27,8
Aromatiques (résidu)	% poids	59,2
Polaires (résidu)	% poids	13,0

Tableau 7: Caractéristiques de l'huile brute (fournie par TOTAL®)

3.1.3. Dispositifs expérimentaux

Le montage expérimental (pour les déplacements monophasiques et diphasiques) des expériences sur les échantillons cylindriques (Figure 43) diffère de celui des échantillons parallélépipédiques (Figure 44) sur deux points :

- Les mesures de saturations par rayonnement gamma n'ont pu être effectuées que pour les échantillons parallélépipédiques. Les saturations moyennes des fluides, la porosité et les volumes de pores n'ont été donc mesurés que par lecture de volumes et par pesée pour les échantillons cylindriques.
- La perte de charge des fluides à travers la cellule type Hassler a été mesurée aux extrémités d'entrée et sortie de la cellule alors qu'elle a aussi pu être mesurée par des prises de pressions intermédiaires, directement dans l'échantillon pour les géométries parallélépipédiques.

Les dispositifs expérimentaux sont composés:

- Des capteurs de pressions différentielles Rosemount® à gamme modulable (gammes maximales : 0-20 bars), mesurant la perte de charge aux extrémités et dans les échantillons.
- De quatre pompes seringues ISCO® 500 D couplées en flux continu (chaque couple de pompe permettant l'injection d'une phase, eau ou huile), permettant un écoulement continu et régulier à débit/pression d'injection précis et constant des fluides sans discontinuité (recharge des pompes) et pouvant admettre de fortes pressions (jusqu'à 200 bars).
- Des vannes de contre-pression disposées en sortie des échantillons, supprimant le dégazage de l'huile brute lors des écoulements diphasiques dans les milieux poreux en imposant une pression de ligne.
- Des filtres Versapor® pour la filtration de l'huile brute en amont du système afin d'éviter le colmatage dans l'échantillon.
- Un densimètre Anton Paar®, utilisé pour les traçages miscibles en monophasique et diphasique (Figure 42).



Figure 42: Densimètre et matériel d'acquisition

- Un banc de mesure de saturations par rayonnement gamma (pour les échantillons parallélépipédiques) permettant d'effectuer des mesures de saturations locales dans l'échantillon.
- Des burettes graduées et balances pour les mesures de volumes.
- Des cellules type Hassler pour les milieux poreux cylindriques avec des pressions de confinement admissibles pouvant atteindre 200 bars.
- Une étuve qu'on utilisera pour la macération à 60°C pendant deux semaines pour chaque échantillon.

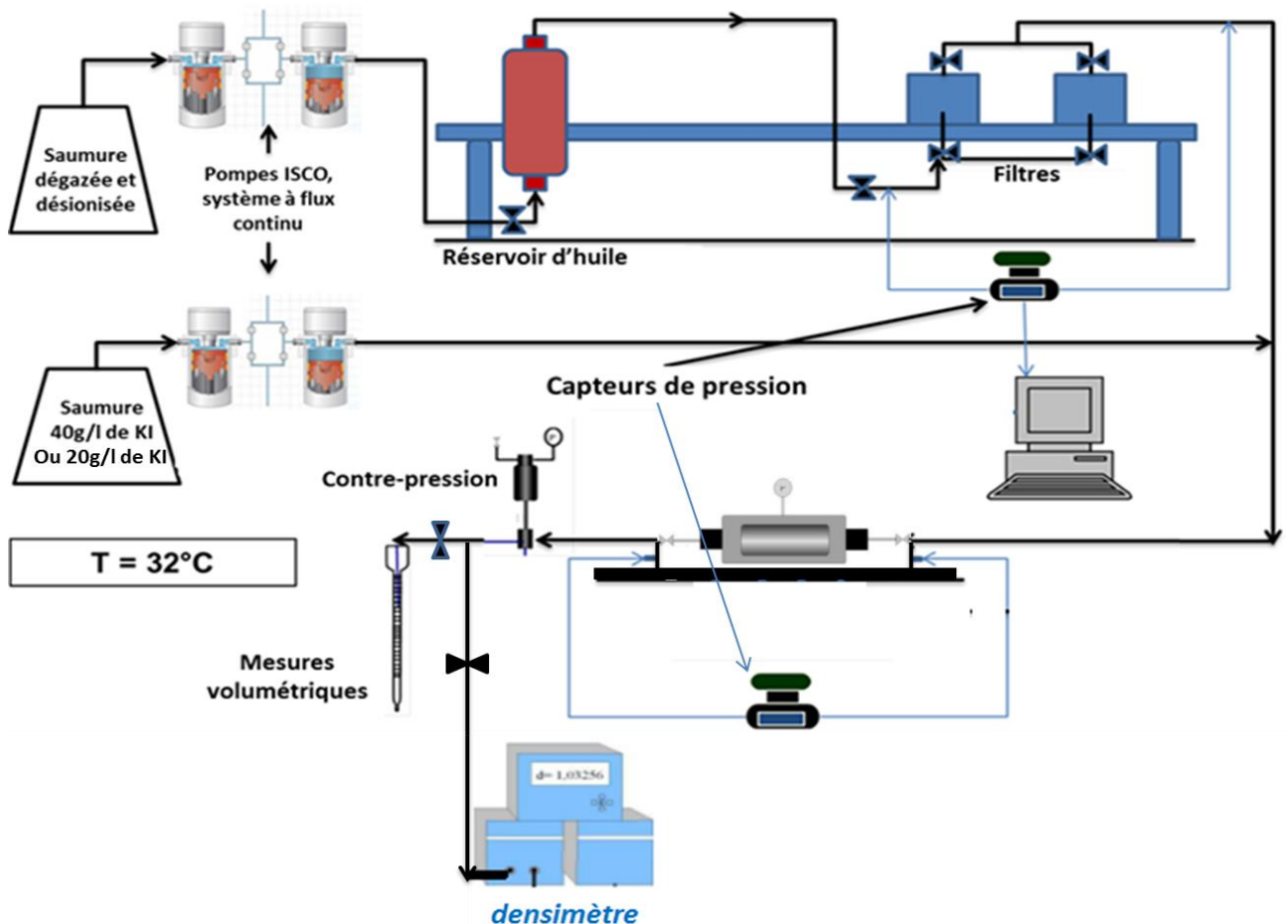


Figure 43: Dispositif expérimental d'écoulement (monophasique et diphasique) à travers les échantillons cylindriques

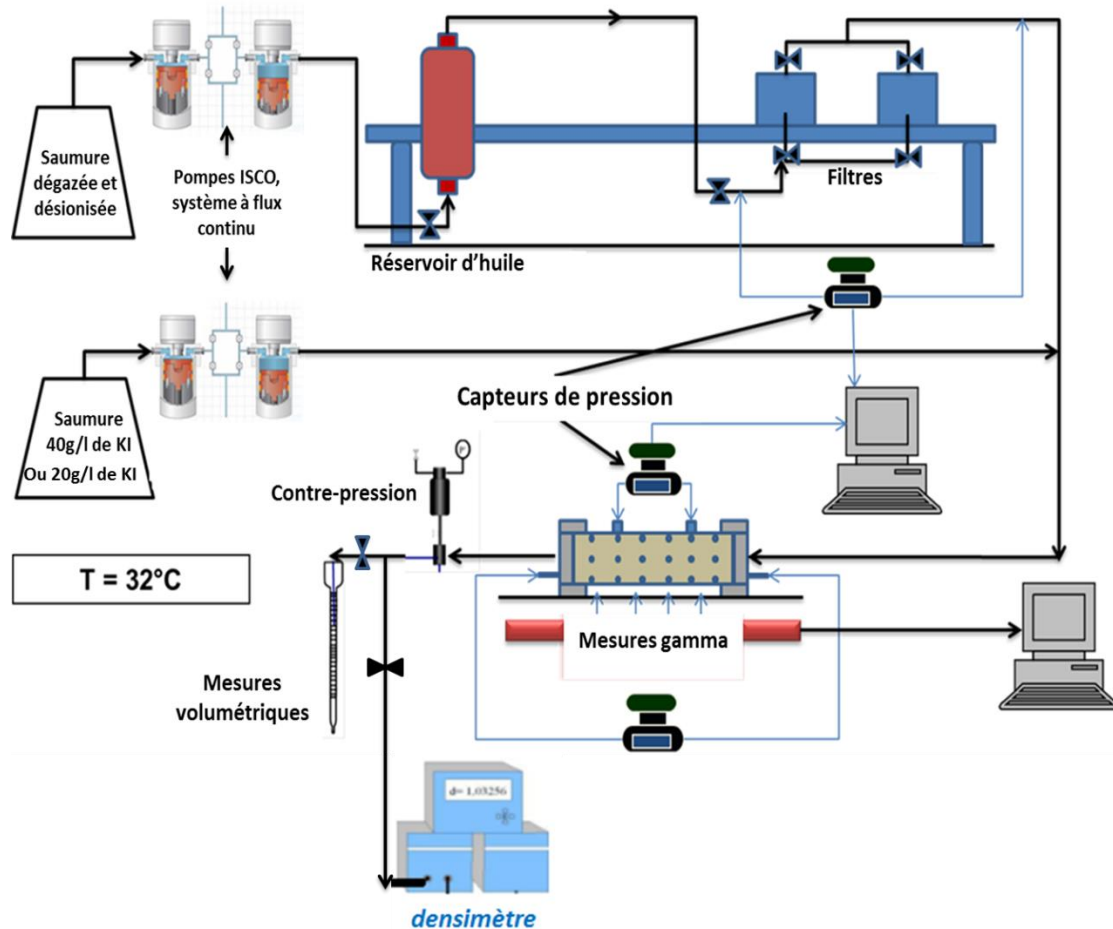


Figure 44: Dispositif expérimental d'écoulement (monophasique et diphasique) à travers les échantillons parallélépipédiques

3.2. Mesures expérimentales

Dans cette partie, nous présentons les différentes mesures expérimentales effectuées, les calculs utilisés et les différentes procédures suivies pour chaque mesure.

3.2.1. Mesures de porosité

La mesure de porosité a été effectuée de trois façons :

- **Par pesée** : de l'échantillon sec et puis complètement saturé en saumure. La porosité est déterminée par :

$$\Phi = \frac{(m_{\text{saturé}} - m_{\text{sec}}) - \rho_w \cdot V_{\text{morts}}}{\rho_w \cdot V_{\text{échantillon}}} \quad (108)$$

Où V_{morts} représente le volume additionnel dans les tubes de connexion du montage, qui ne participent pas à la porosité du milieu poreux. $V_{\text{échantillon}}$ est le volume de l'échantillon calculé par mesure des dimensions avant le montage expérimental (enrobage, cellule Hassler, etc.).

- **Par traçage miscible en écoulement monophasique** : Elle permet de caractériser le comportement dispersif du milieu poreux. Ainsi, nous utilisons deux salinités différentes de saumure : du 20g/l et du 40g/l de KI (Iodure de potassium). Les débits d'injection sont calculés pour des nombres de Péclet proches de l'unité.

$$Pe = \frac{U \cdot d_p}{D} \quad (109)$$

Où U est la vitesse d'écoulement, D est le coefficient de dispersion, et d_p est le diamètre de particules. Pe est le nombre de Péclet.

En traçant l'évolution temporelle de la densité relative du fluide en sortie du milieu poreux (Figure 45), on peut évaluer son volume de pore et donc sa porosité.

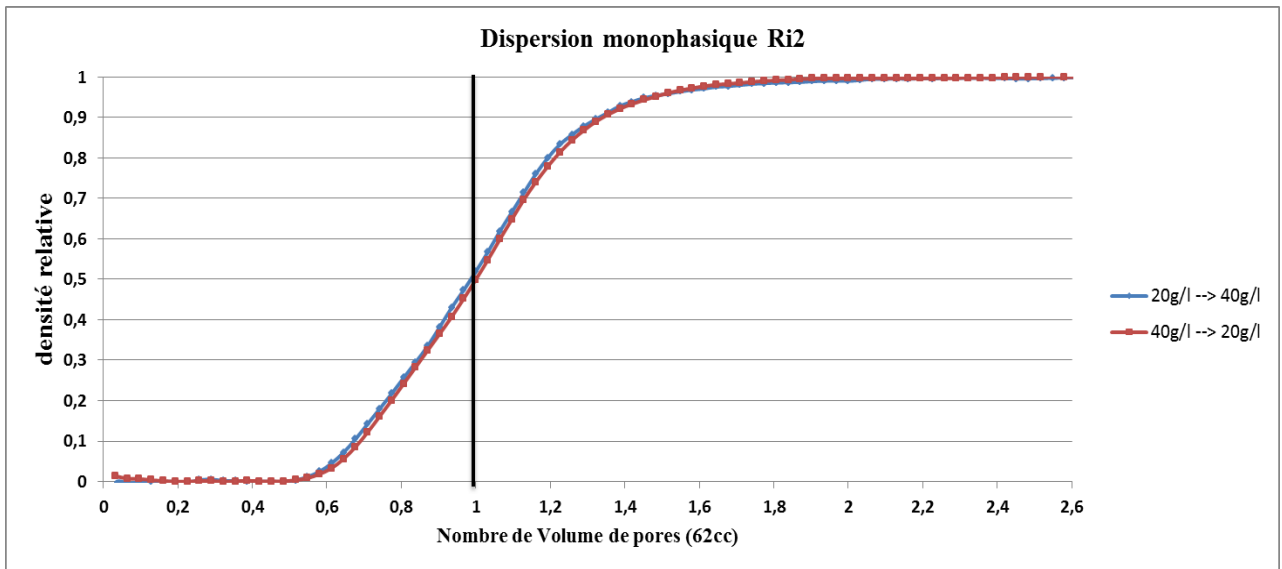


Figure 45: Illustration du traçage miscible en écoulement monophasique d'un échantillon Richemont

- **Par rayonnement gamma** : Grâce aux mesures locales d'atténuation gamma de l'échantillon sec puis de l'échantillon saturé, et grâce aux équations (Beer-Lambert, voir **Annexe A**) d'atténuation permettant de calculer la fraction de fluide traversée sur l'épaisseur de l'échantillon traversé, on peut déduire localement la porosité. Une moyenne sur tous les points mesurés permet d'établir une porosité moyenne de l'échantillon. De ces mesures, on peut aussi observer l'évolution de la porosité sur chaque génératrice de mesure et ainsi identifier des zones éventuelles d'hétérogénéité.

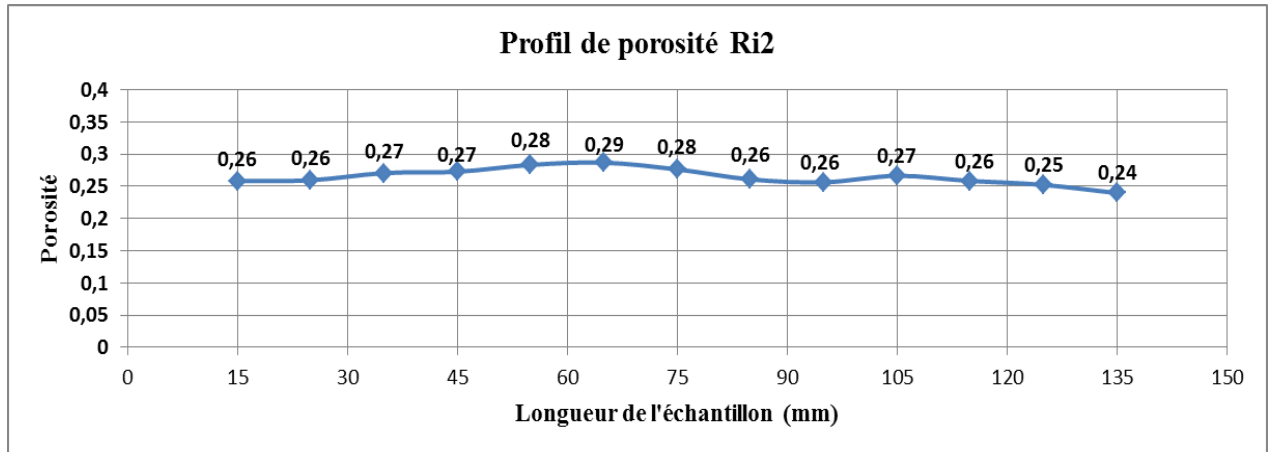


Figure 46: Illustration du profil de porosité obtenu par atténuation gamma sur un échantillon de calcaire de Richemont

3.2.2. Mesures de compressibilité des échantillons saturés

Cette mesure, effectuée sur les échantillons saturés en saumure, permet de vérifier le volume de gaz présent dans l'échantillon après saturation (qui peut être due à une mauvaise saturation en saumure). L'échantillon saturé en saumure est connecté via un tube transparent saturé lui aussi en saumure, à une bouteille de gaz. Ayant fermé l'aval de l'échantillon et ouvert l'amont connecté à la bouteille via le tube, on applique plusieurs paliers de pressions (à température constante) puis on mesure les déplacements de saumure dans le tube. En utilisant l'équation d'état des gaz parfaits, on peut déterminer le volume de gaz présent dans l'échantillon :

$$P \cdot V = \text{Constante} \quad (110)$$

3.2.3. Mesures de perméabilités absolues et effectives

Dans notre étude, les mesures de perméabilités en général ont été effectuées en configuration horizontale. On néglige alors les effets de pesanteur. En utilisant les équations de Darcy en 1D on a :

- Perméabilités absolues au gaz (K_g)

Le modèle 1D de Darcy pour les écoulements de gaz compressibles s'écrit (à température constante) :

$$Q_g = \frac{k_g \cdot A}{\mu_g \cdot L} \cdot \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{2 \cdot P_1} \right) \quad (111)$$

Où P_1 et P_2 sont respectivement les pressions en amont et aval de la longueur L sur laquelle est effectuée la mesure de pression, A est la section de l'échantillon.

On mesure la perte de charge à plusieurs débits de gaz (par paliers croissants puis décroissants) et on trace la courbe de la fonction définie par l'équation 112. Les deux droites obtenues permettent, par leurs coefficients directeurs, de calculer la perméabilité au gaz.

$$Q_g = \text{fonction de } \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{2 \cdot P_1} \right) \quad (112)$$

Des calculs ont montré que les effets Klinkenberg (Klinkenberg, 1941) étaient négligeables pour les pressions moyennes utilisées lors des mesures de perméabilités au gaz.

- **Perméabilités absolues à la saumure (K_w)**

On écrit le modèle 1D de Darcy pour les fluides incompressibles en écoulements monophasiques horizontaux :

$$Q_w = \frac{k_w \cdot A}{\mu_w \cdot L} \cdot \Delta P \quad (113)$$

Tout comme les perméabilités au gaz, on fait varier les débits (par paliers) de saumure dans l'échantillon et on mesure la perte de charge. Le tracé du débit en fonction de la perte de charge permet de déterminer la perméabilité absolue de l'échantillon. L'acquisition de la perte de charge est effectuée sur les prises de pressions intermédiaires et sur les prises de pressions aux extrémités (pour les échantillons parallélépipédiques).

- **Perméabilités effectives**

Elles sont mesurées en écoulements diphasiques aux états stationnaires (étant donné que nous utilisons la méthode des écoulements permanents). On utilise les équations de Darcy pour déterminer les perméabilités effectives de chaque fluide. En toute rigueur, nous devrions mesurer la perte de charge dans chacun des fluides car des différences peuvent être observées en cas d'effets d'extrémités, d'hétérogénéités locales, etc. Dans notre étude, les mesures de profil de saturation par rayonnement gamma ne montrent aucune hétérogénéité dans l'échantillon et des profils homogènes de saturations. On peut donc admettre que la perte de charge est la même dans les deux phases (Dana et Skoczylas, 2002). Ainsi, le calcul des perméabilités effectives permet donc, avec une perméabilité de référence, de calculer directement les perméabilités relatives.

3.2.4. Mesures de saturations et production

Les calculs ou mesures de saturations moyennes dans les échantillons sont effectués de deux façons. Pour les échantillons cylindriques, elles ne sont effectuées que par mesures de volumes des phases produites. Pour les échantillons parallélépipédiques, elles sont effectuées par rayonnement gamma et validées par la mesure des volumes produits. Le mode opératoire de chacune des mesures est décrit ci-dessous :

- **Par mesure des volumes produits**

La mesure des volumes produits prend en compte les volumes de phases présentes dans les volumes morts du montage expérimental. Ne pouvant pas connaître avec précision leur répartition dans ces volumes morts, nous avons donc émis l'hypothèse que ces volumes sont occupés dans les mêmes proportions que les débits fractionnaires utilisés.

- **Par rayonnement gamma**

Le calcul de saturations et les incertitudes liées à la mesure sont présentés dans l'**Annexe A**. Le profil de saturation est établi par calcul de la saturation moyenne sur chaque section mesurée (Figure 47). Pour notre étude, nous avons effectué des comptages à l'Américium (Am^{241}) avec des comptages qui variaient de 6 min à 10 min mais constants par échantillon.

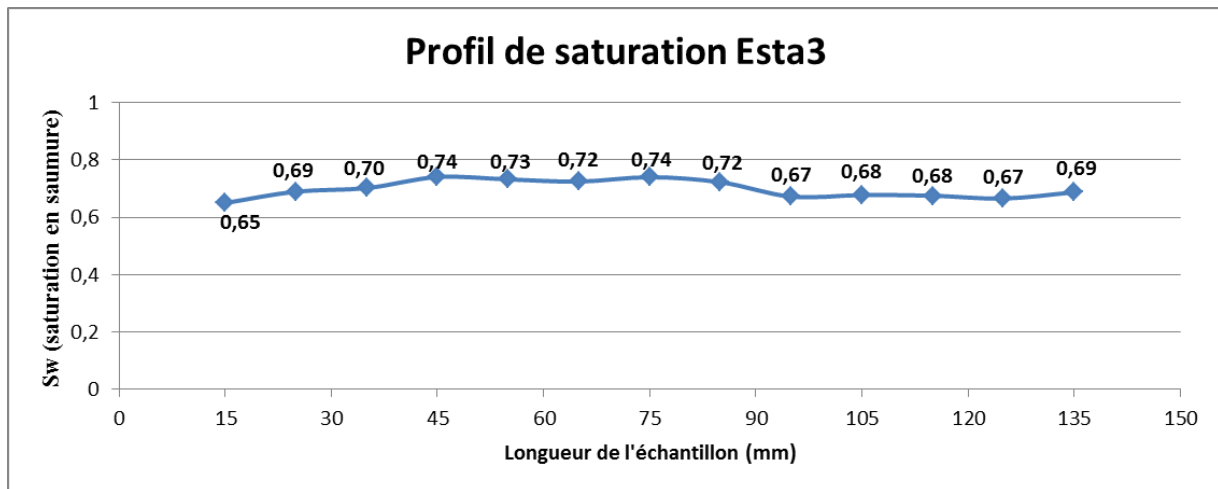


Figure 47: Illustration d'un profil de saturation après co-injection (Esta3)

3.3. Procédure expérimentale

Nous avons réalisé dans notre étude, trois types d'expériences :

- Des expériences d'écoulements monophasiques pour la caractérisation des milieux poreux.
- Des expériences de test de mouillabilité Amott-IFP sur certains échantillons cylindriques.
- Des expériences d'écoulements diphasiques eau-huile brute avec macération et eau-huile minérale sans macération.

Nous expliquons dans ce qui suit et dans l'ordre, la procédure expérimentale telle qu'elle est appliquée pour l'obtention finale des propriétés physiques visées.

3.3.1. Préparation des échantillons

La préparation des échantillons diffère selon leur géométrie. Dès réception des échantillons, les mesures précises de dimensions des échantillons sont effectuées au pied à coulisse. Un nettoyage par air comprimé des échantillons est nécessaire pour éliminer les dépôts de poussière sur les surfaces des échantillons. Les échantillons cylindriques sont directement montés en cellule Hassler (60 bars de pression de confinement) tandis que les échantillons parallélépipédiques, après avoir été disposés entre deux flasques en acier inoxydable, suivent un processus d'enrobage avec de la colle Araldite 2013[®] et de la fibre de verre.

3.3.2. Expériences d'écoulements monophasiques

Cette étape intervient après préparation des échantillons et dans l'ordre suivant :

- Pesée de l'échantillon sec
- Mesure du K_g
- Comptage gamma de l'échantillon sec (si parallélépipédique)
- Saturation sous vide du milieu poreux (par une pompe à vide Edwards[®]) par de la saumure à 40 g/l de KI et passage de 10 Volumes de pores
- Traçage monophasique de 40 g/l à 20 g/l (échantillon vertical avec injection de la saumure par le haut) à température de salle constante

- Traçage monophasique de 20 g/l à 40 g/l (échantillon vertical avec injection de la saumure par le bas) à température de salle constante
- Mesure de la perméabilité absolue de l'échantillon à la saumure (40g/l de KI)
- Comptage gamma de l'échantillon saturé (si parallélépipédique) pour établir le profil de porosité locale de l'échantillon.

3.3.3. Tests Amott-IFP

Les tests de mouillabilité sont effectués sur les échantillons cylindriques. Les déplacements spontanés sont établis en sortant le milieu poreux de la cellule Hassler et en l'immergeant dans de la saumure ou l'huile brute, selon qu'on se trouve en imbibition ou en drainage.

Nous utilisons la même procédure que celle décrite au **chapitre 1**, Section 2.1.3.3. Elle est décrite comme suit :

- Mise en place du S_{wi} : On injecte l'huile brute à bas débit (10 ml/h) dans un premier temps et on contrôle les volumes produits d'eau. Quand la production d'eau s'arrête, le débit d'huile est augmenté progressivement jusqu'à 200 ml/h. Puis on inverse si possible les sens d'injection. Le volume total de saumure produit permet de déterminer la saturation irréductible en eau dans l'échantillon.
- La cellule Hassler, fermée, contenant l'échantillon est mis en macération dans une étuve, à $T = 60^\circ\text{C}$ pendant deux semaines.
- En sortie de macération, la cellule est laissée une journée en température de salle. L'échantillon est ensuite sorti de la cellule et immergé dans de la saumure. Il s'agit de l'étape d'imbibition spontanée. 48h plus tard, on mesure le volume d'huile déplacé (V_o^1).
- L'échantillon est ensuite remonté dans la cellule Hassler. On effectue une imbibition forcée de la saumure à débit modéré (40 ml/h) jusqu'à la cessation de production d'huile brute. On mesure le volume d'huile déplacé (V_o^2) à l'issue de l'imbibition forcée.
- L'échantillon est ensuite sorti de la cellule Hassler, puis immergé dans de l'huile brute pendant 48h. Il s'agit de l'étape du drainage spontané. On mesure le volume de saumure déplacé (V_w^1).
- On remonte ensuite l'échantillon dans la cellule Hassler et on procède au drainage forcé jusqu'au S_{wi} . Il est effectué à bas débit au départ (10 ml/h) et puis augmenté progressivement jusqu'à 200 ml/h. On mesure le volume de saumure produit (V_w^2). A partir des volumes mesurés, on peut déterminer les indices de mouillabilité de chaque phase et l'indice global de mouillabilité de l'échantillon.

3.3.4. Écoulements diphasiques

L'ordre de grandeur des débits utilisés est évalué de manière à ce que la valeur du nombre capillaire soit représentative d'un écoulement en réservoir (N_c compris entre 10^{-7} et 10^{-5}) avec :

$$N_c = \frac{\mu_w \cdot v}{\sigma_{ow}} \quad (114)$$

Où v représente la vitesse de Darcy, μ_w représente la viscosité de la saumure et σ_{ow} la tension interfaciale du couple eau-huile.

3.3.4.1. Écoulement diphasique avec de l'huile minérale

Nous utilisons de l'huile minérale Marcol 52 dans cette expérience pour établir les courbes de perméabilités relatives (à l'eau et à l'huile) sans toutefois altérer la mouillabilité qui est franche à l'eau. Les courbes établies sont celles du drainage primaire et de l'imbibition primaire. Les choix effectués de débits fractionnaires permettent d'établir des courbes de Kr sur une grande gamme de saturations. Le débit total est maintenu constant tout au long de la procédure. Elle se déroule comme suit :

- Durant le drainage, on établit par paliers croissants, les débits fractionnaires en huile ascendants (de 0 à 1) en effectuant les mesures de perte de charge durant la co-injection, et les mesures de saturations par rayonnement gamma après avoir atteint l'état stationnaire et stoppé l'écoulement à chaque palier de débit fractionnaire. Le drainage primaire se termine par un débit fractionnaire en huile égal à 1.
- Durant l'imbibition, on suit le même schéma qu'au drainage mais cette fois ci, par paliers décroissants de débits fractionnaires en huile (de 1 vers 0).

En fin d'imbibition, le débit est augmenté pour vérifier qu'il n'y ait pas de production d'huile supplémentaire due aux effets d'extrémités qui n'auraient pas été identifiés par comptage gamma.

3.3.4.2. Écoulement diphasique avec de l'huile brute

Les expériences de co-injection saumure/huile brute sont effectuées en ciblant plusieurs valeurs de la saturation initiale. Les valeurs « cibles » sont obtenues en dimensionnant les débits fractionnaires appropriés. Maas et Schulte (1997) ont développé un modèle numérique, accessible via le site SCAweb, qui permet de calculer le débit fractionnaire nécessaire pour obtenir une valeur de la saturation à partir des données suivantes :

- Les dimensions, porosité, et perméabilités absolues des échantillons
- L'orientation de l'écoulement (dans notre cas est horizontal)
- La saturation initiale (en drainage, nous partons de $S_w = 1$)
- Des données de pressions capillaires
- Des données de perméabilités relatives en drainage primaire (obtenues dans notre cas, par les mesures obtenues avec l'huile minérale)
- Les caractéristiques des fluides (densités, viscosités)
- Le débit total et le débit fractionnaire imposé
- La durée souhaitée de l'expérience

Le modèle numérique permet de simuler l'évolution temporelle des saturations et de la perte de charge. L'ensemble de ces données nous permet de dimensionner notre expérience (débits totaux en fonction des pressions maximales supportables par nos montages, volumes à injecter nécessaires pour obtenir les saturations cibles, durées des expériences, etc.).

www.jgmaas.com/cgi-bin/htmbid4.cgi/Steady_State

To help you in getting your first experiment simulated, we have supplied all fields with data. Make sure that you adapt ALL to describe YOUR experiment.

Number of grid blocks in simulator Core orientation Leverett J option

Core length Core diameter

Porosity (Fraction) Permeability

Initial water sat (Fraction)

[Relative permeability and capillary pressure Tables](#)

Sw, krw		Sw, kro		Sw, Pc (or J function)	
0.15	0	0.15	0.7	0.15	1
0.18	3.00E-05	0.2	0.47	0.18	0
0.25	1.00E-03	0.3	0.1	0.2	-0.1
0.5	0.05	0.62	1.00E-03	0.75	-0.15
0.72	0.2	0.72	2.00E-05	0.8	-1
0.8	0.3	0.8	0		

Saturations and kr values are fractions. The pressure unit is not used if Leverett-J is "on".
Make sure that Sw and Sor are consistent across the Tables!

[Fluid Data](#)

Oil density Water density

Oil viscosity Water viscosity

Interfacial tension

(Only used if Leverett J option is chosen)

Flow rate (total) End of experiment

[Fractional flow Time Table](#)
Specify [time t](#) (and unit) since start of experiment and water flow fraction fw (between 0 and 1)

t, fw	Time unit
0, 0	
.5, .1	
2, .5	
12, 1.	

[Simulator Control Data](#)

Start time step Max time step

Max change in saturation Fraction Max time step increment Factor

Click here to start the calculation: Remember that you will use the results at your own risk!

Clear all entry fields:

Figure 48: Interface internet SCAweb développée par Maas & Schulte (1997)

Une fois le débit fractionnaire dimensionné, on suit la procédure suivante :

- On applique le débit fractionnaire et on arrête l'écoulement quand on a atteint l'état stationnaire (perte de charge constante et débits fractionnaires en aval et en amont égaux). On note la (les) perte (s) de charge à l'état stationnaire.
- L'échantillon étant isolé de toute part, on effectue la mesure de saturation par rayonnement gamma (la saturation moyenne est aussi contrôlée par lecture volumique dans la burette)
- L'échantillon isolé est alors mis en macération pendant 15 jours à T = 60°C.
- Après macération, l'échantillon est laissé une journée à température de salle pour homogénéiser la température dans l'échantillon.
- Le débit fractionnaire établi avant macération est repris, pour remplacer l'huile ancienne ayant servi à la macération par une huile fraîche.
- On réduit par palier successifs les débits fractionnaires en huile et à l'état stationnaire de chaque palier, on effectue les mesures de saturations et de pressions.

- Une fois le S_{orw} atteint, le débit est augmenté jusqu'à une valeur de 200 ml/h.
- L'échantillon est ensuite monté sur le dispositif de traçage miscible afin de valider la valeur de la saturation résiduelle obtenue par rayonnement gamma et par mesure de volumes produits.

Dans la section qui suit, nous allons détailler avec chronologie, l'ensemble des mesures expérimentales obtenues sur un échantillon de Richemont (Ri2).

3.3.5. Procédure et résultats détaillés pour le calcaire de Richemont Ri2.

3.3.5.1. Caractérisation du calcaire de Richemont (Ri2)

Dans toutes les procédures de mesure gamma, nous avons effectué pour tous les échantillons, des comptages de **6 min**.

- Dimensions : **3,95 cm x 3,98 cm x 14,93 cm** (parallélépipédique)
- Masse du montage à sec : **$m_{sec} = 1825,0 \text{ g} \pm 0,1\text{g}$**
- Détermination de la valeur du K_g aux extrémités de l'échantillon : **$K_g = 59,4 \text{ mD}$**

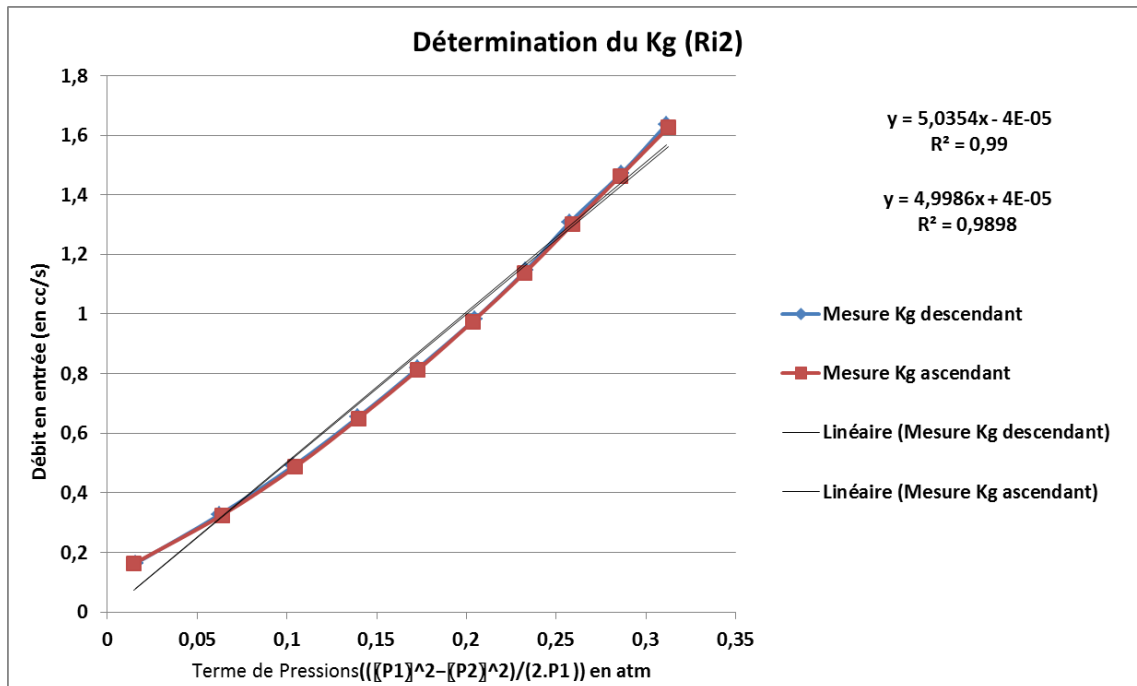


Figure 49: Détermination du K_g aux extrémités de Ri3

- Comptage gamma à sec de l'échantillon Ri2 (effectué après un comptage à vide N_0) sur une durée par points de 6 min.

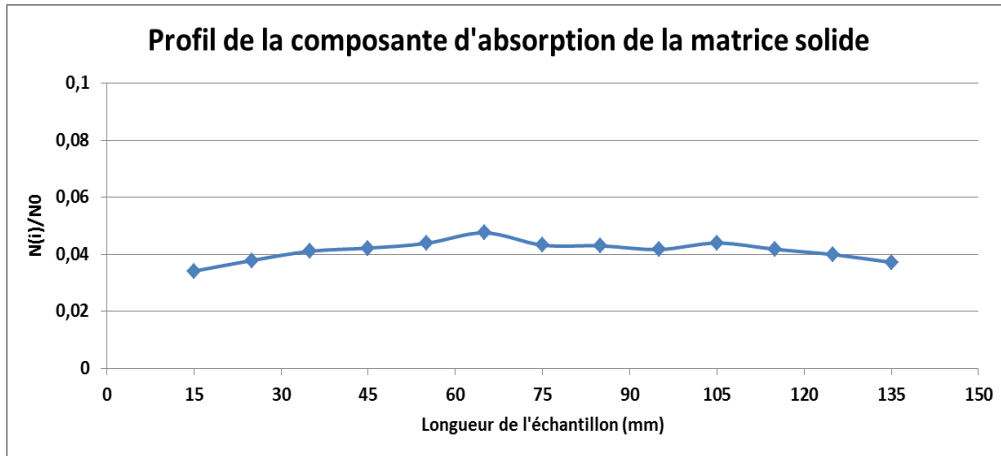


Figure 50: Profil d'absorption de la matrice solide de Ri3

Où $N(i)$ représente la moyenne de comptage par section et $N0$ représente le comptage effectué à vide.

- Saturation sous vide (40 g/l de KI) et mesure du volume de saumure absorbé par l'échantillon : **61,5 cc ± 0,1 cc** d'où une porosité évaluée à $\Phi \sim 0,26$.
- Mesure à température de salle ($T = 30^\circ\text{C}$) et de la viscosité de la saumure (40g/l) : **$\mu_w = 0,93 \text{ cP}$**
- Passage de 8 volumes de pores (40 g/l de KI) dans l'échantillon puis détermination de K_w (perméabilité monophasique absolue à la saumure) aux extrémités et aux prises de pressions intermédiaires. La perméabilité monophasique absolue utilisée comme référene pour les calculs de K_r (perméabilité relative) est celle déterminée par les prises intermédiaires :

K_w (intermédiaire) = 31,5 mD

K_w (extrémités) = 28 mD

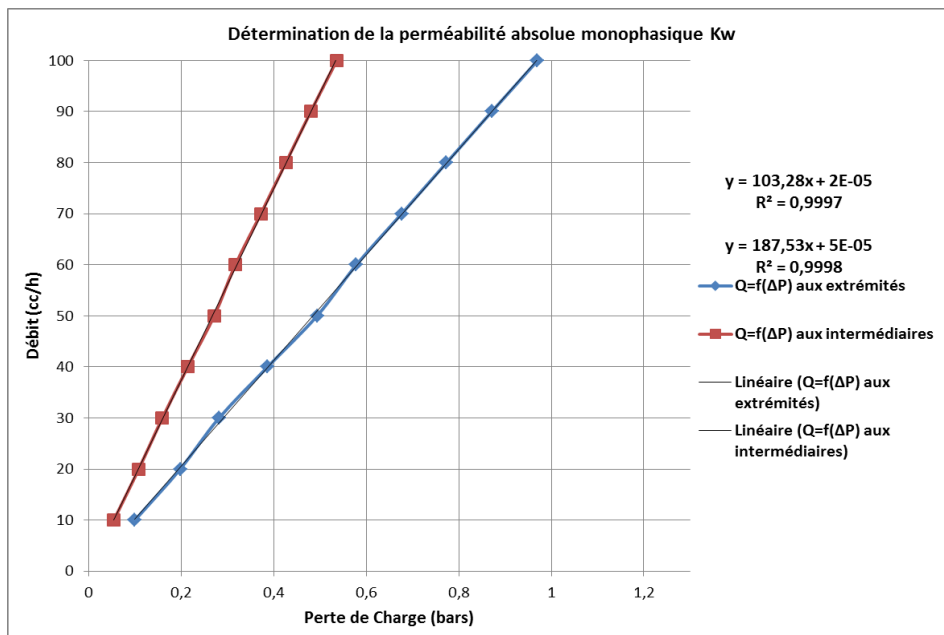


Figure 51: Détermination de K_w .

- Pesée de l'échantillon saturé à 40 g/l : $m_{\text{saturé}} = 1889,6\text{g}$ (densité saumure = 1,027 g/cc) d'où un volume de pores par pesée estimée à :

$$V_{p_{\text{pesée}}} = \frac{(1889,6\text{g} - 1825,0\text{g})}{1,027\text{g. cc}^{-1}} = 62,9\text{cc} \quad (115)$$

Où cc = centimètres cubes.

- Grâce aux estimations de porosité et déterminations des perméabilités relatives, on effectue deux expériences de traçage miscible (de 40g/l à 20 g/l puis de 20 g/l à 40 g/l) à débit calibré sur la base d'un Péclet avoisinant 1.

Volume de pores mesuré par Traçage miscible : $V_p = 62,0 \text{ cc} \pm 0,4 \text{ cc}$

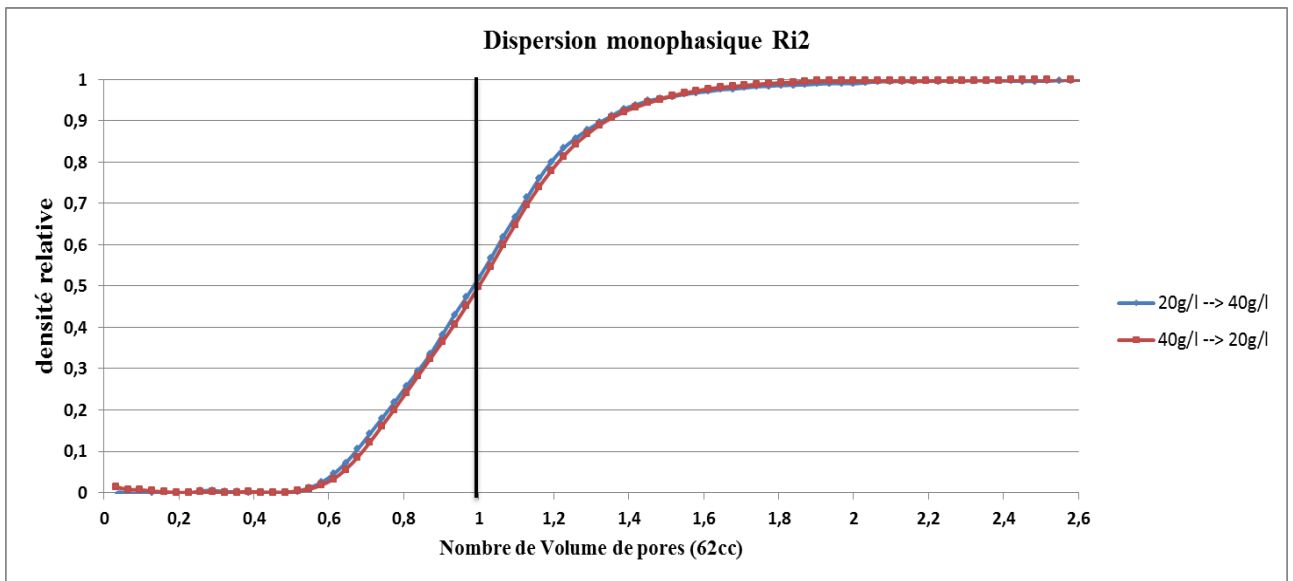


Figure 52: Dispersion monophasique de Ri3

- Comptage gamma d'une cellule étalon saturée de la saumure (40g/l) pour détermination du coefficient d'absorption de la saumure (40g/l) : $\mu_{\text{abs, saum}} = 0,429 \pm 0,001$.
- Comptage gamma à vide (6 min) puis comptage gamma de l'échantillon saturé pour détermination de la porosité.

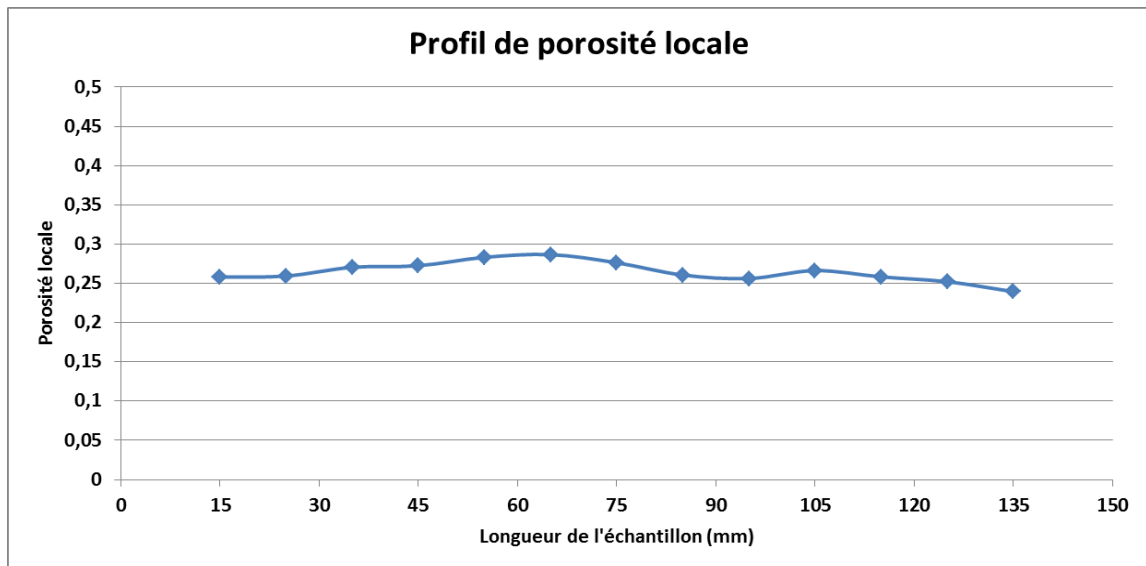


Figure 53: Profil de porosité mesuré par rayonnement gamma sur Ri3

Porosité moyenne gamma mesurée = $0,264 \pm 0,003$

3.3.5.2. Expérience de co-injection huile-eau sur Ri3

La saturation initiale ciblée pour cet échantillon est $S_w = 0,6$.

- Mesure du coefficient d'absorption de l'huile brute : $\mu_{\text{abs,huile brute}} = 0,168 \pm 0,001$.
- Mesure de la viscosité de l'huile brute à température de salle ($T = 30^\circ\text{C}$, $\mu_o = 38,5 \text{ cP}$)
- Montage de l'échantillon sur le banc expérimental (contre-pression, pompes, burette, banc gamma, ordinateurs d'acquisition, filtres, etc.)
- Départ de la co-injection après dimensionnement des débits fractionnaires injectés ($f_w = 0,5$ et $q_{\text{total}} = 10 \text{ cc/h}$).
- Acquisition de la perte de charge avec le temps, mesures des volumes produits jusqu'à l'état stationnaire (débits entrées et sorties constants et perte de charge constante) et calculs de K_r .

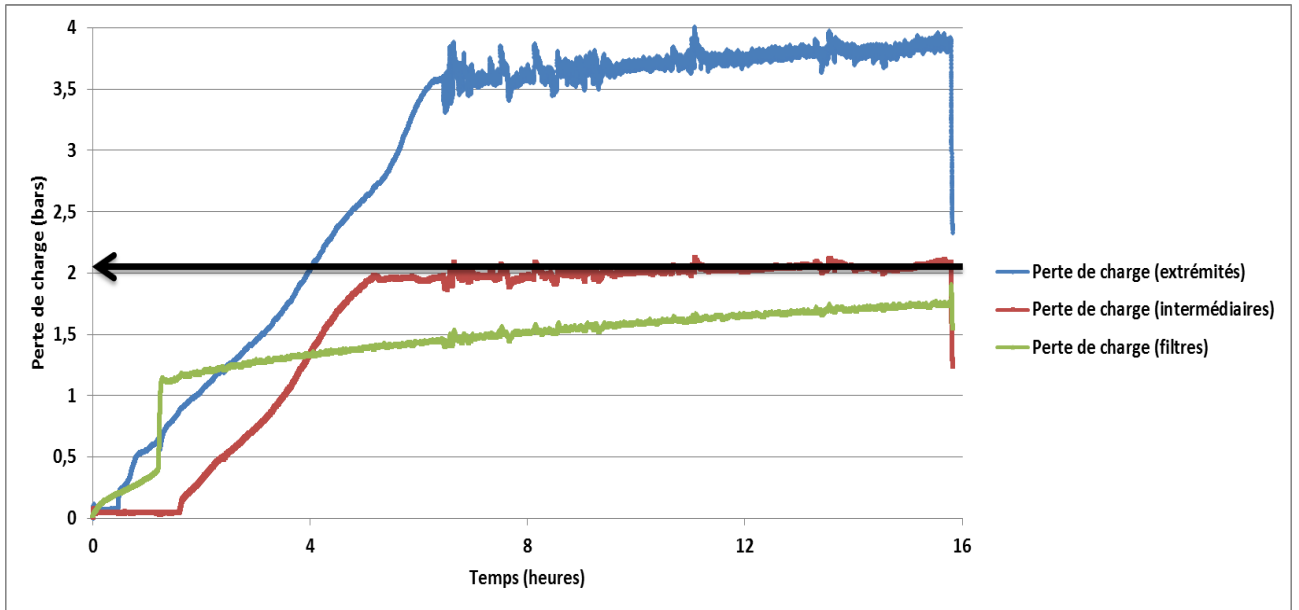


Figure 54: Mesure de la perte de charge

- Après arrêt de l'écoulement, comptage gamma à vide dans la salle puis comptage gamma de l'échantillon pour détermination du profil de saturations, puis mise en macération de l'échantillon (fermé) à $T = 60^{\circ}\text{C}$ pendant 15 jours.

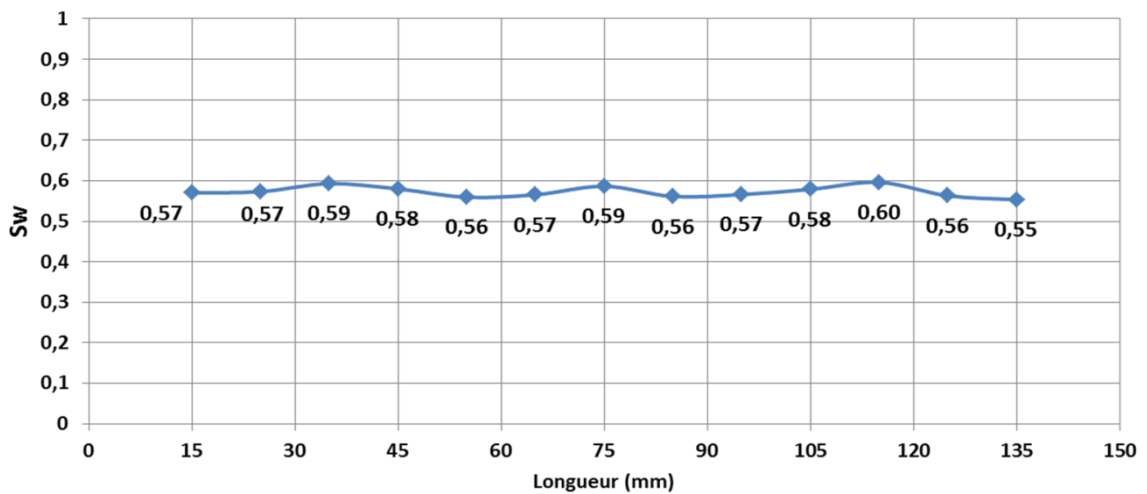


Figure 55: Profil de saturation mesuré par rayonnement gamma

On détermine la saturation moyenne sur la longueur de prise de pressions intermédiaires, qui est de 100 mm ($S_{w, \text{moyen}} = 0,58 \pm 0,02$)

- Sortie de macération et établissement de l'équilibre thermique dans l'échantillon en le laissant 1 jour à température de salle.
- Comptage gamma à vide de la salle puis comptage gamma de l'échantillon sans écoulements

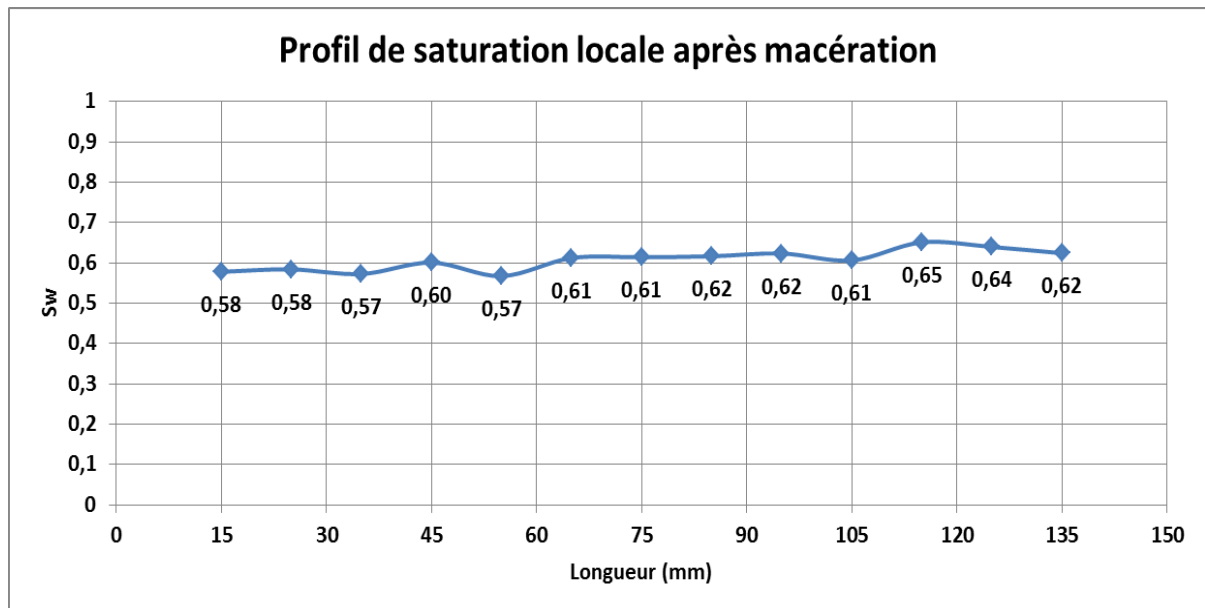


Figure 56: Profil de saturation locale mesuré par rayonnement gamma après macération

On détermine la saturation moyenne sur la longueur de prise de pressions intermédiaires, qui est de 100 mm ($S_{w, \text{moyen}} = 0,60 \pm 0,02$). Cette légère augmentation de la saturation en saumure (observée sur quelques échantillons) est principalement due au changement des propriétés physiques de la colle suite au long contact avec la saumure en température. Une correction des valeurs de saturations est effectuée en accord avec celles mesurées avant macération, étant donné qu'après macération on conserve pratiquement les mêmes profils de saturations et qu'on effectue aucun écoulement ni d'observations de production de fluides pendant la macération.

La suite de la procédure effectuée après macération est :

- Mesures des viscosités de la saumure et de l'huile brute à injecter (à température de salle, $T = 30^{\circ}\text{C}$) avant reprise de l'écoulement.
- Mesure des coefficients d'absorption d'huile brute et de saumure aux conditions de salle, avant reprise de la co-injection.
- Reprise de l'écoulement permanent aux débits fractionnaires établis avant macération, et augmentation par palier croissant du débit fractionnaire de la saumure jusqu'à l'imbibition totale. Acquisition des pertes de charges et détermination des saturations par comptage gamma aux différents états stationnaires (arrêts d'écoulements après chaque état stationnaire). En fin d'imbibition, on augmente le débit total de saumure jusqu'à 100 cc/h.

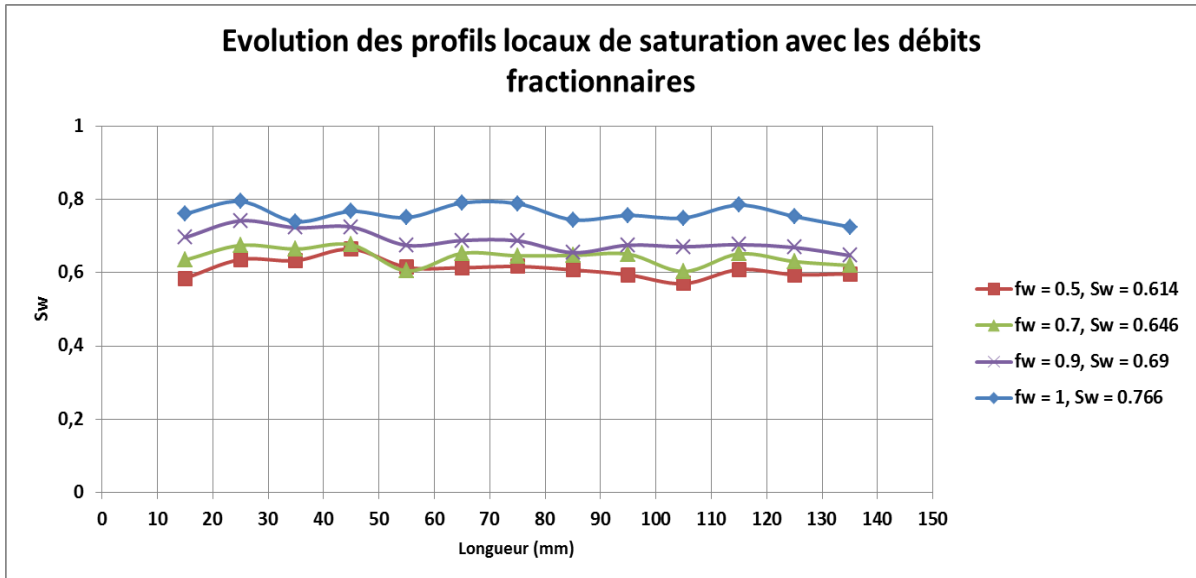


Figure 57: Evolution des profils de saturation gamma avec les débits fractionnaires

La saturation résiduelle d'huile mesurée par gamma est : $S_{orw} = 0,77 \pm 0,03$

- Dispersion en diphasique de l'échantillon Ri3 : S_{orw} mesuré : 0,75.

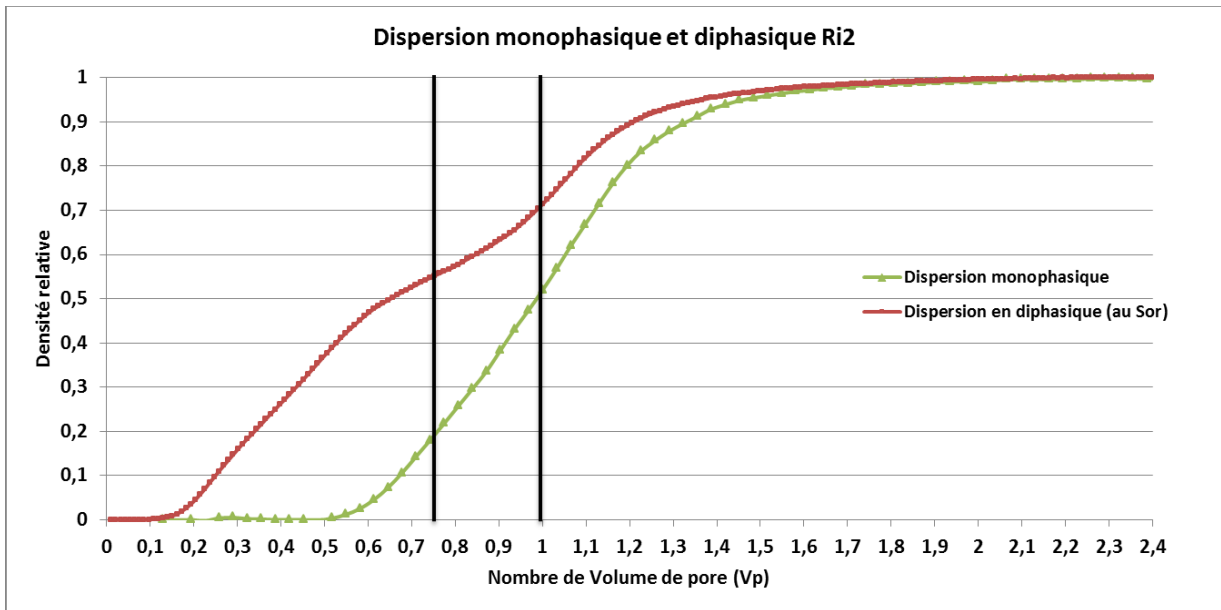


Figure 58: Dispersion diphasique et détermination du S_{orw}

Le récapitulatif des résultats obtenus sur Ri3 est illustré Tableau 8.

Ri2	Q saumure (cc/h)	Q huile (cc/h)	ΔP extrém. (bars)	ΔP interm. (bars)	visco eau (Cp)	visco huile (Cp)	Section (cm ²)	Longueur interm. (cm)	Longueur extrem. (cm)	perm. mono. Interm. (mD)	Kro interm.	krw interm.	Sw interm.
avant mac.	5	5	3,8	2,06	0,93	38,5	15,72	10	14,93	0,0315	0,524	0,013	0,575
après mac.	5	5	3,85	1,87	0,93	34	15,72	10	14,93	0,0315	0,510	0,014	0,614
	7	3	3,34	1,7	0,93	38	15,72	10	14,93	0,0315	0,376	0,021	0,646
	9	1	2,6	1,35	0,93	38	15,72	10	14,93	0,0315	0,158	0,035	0,69
	10	0	1	0,53	0,93	38	15,72	10	14,93	0,0315	0,000	0,098	0,766

Tableau 8: Récapitulatif des résultats obtenus sur Ri2

Ceci conclut l'ensemble des résultats recueillis pour l'échantillon parallélépipédique Ri2. A noter que les échantillons cylindriques ont suivi la même procédure hormis les mesures de saturations par rayonnement gamma.

Les incertitudes mesurées sur les valeurs de saturations obtenues par rayonnement gamma varient de $\Delta S_w = \pm 0,01$ pour les faibles saturations en eau, et jusqu'à $\pm 0,03$ pour les fortes saturations en eau.

Chapitre 4

RÉSULTATS EXPERIMENTAUX ET NUMERIQUES, ANALYSES ET DISCUSSIONS

La validité de l'analyse des résultats expérimentaux d'écoulements diphasiques eau-huile en mouillabilité altérée repose tout d'abord sur la caractérisation des échantillons utilisés. Comme vu précédemment, les différents échantillons ont été caractérisés selon leurs valeurs de :

- Porosité (gamma, pesée, traçage miscible)
- Perméabilité absolue (au gaz et à la saumure)
- Homogénéité (traçage miscible, CT-scan, profils de porosité)

Pour remplir le cahier des charges concernant la problématique de caractérisation de l'hystérésis des perméabilités relatives en zone de transition en imbibition, nous avons suivi le schéma expérimental suivant :

- Établir pour chaque type de roche calcaire (Estailade et Richemont), la courbe de perméabilité relative en drainage primaire au S_{wi} et imbibition primaire en mouillabilité franche à l'eau (avec une huile minérale – Marcol 52)
- Cibler plusieurs saturations initiales (S_{oi}) en huile différentes (de façon à couvrir la hauteur entière de la zone de transition eau-huile) sur des échantillons compagnons ; et effectuer des mesures d'hystérésis de perméabilités relatives en drainage primaire ($\rightarrow S_{oi}$)-imbibition ($\rightarrow S_{orw}$).
- Effectuer des tests de mouillabilités avec l'huile brute pour chaque type de roche calcaire, pour valider l'altération de mouillabilité.

Le cheminement des opérations expérimentales est schématisé ci-dessous (Figure 59) :

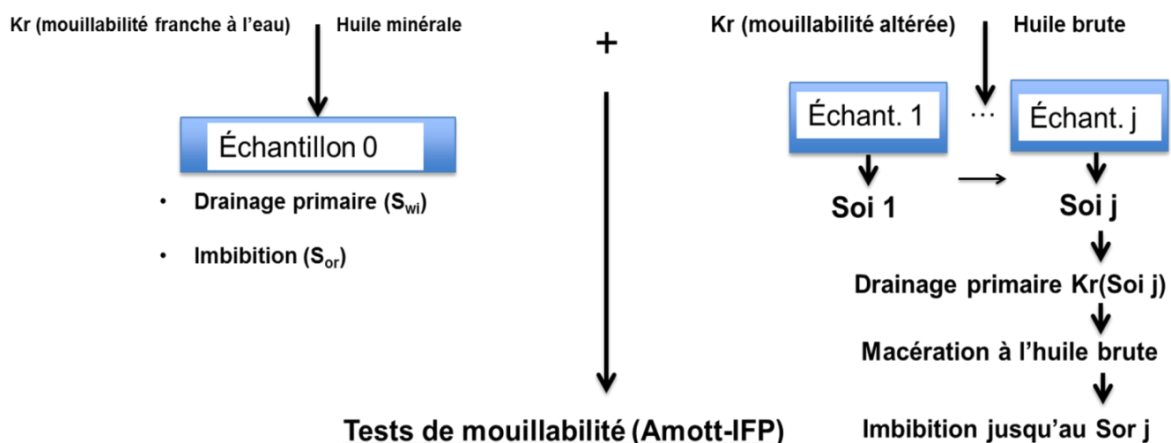


Figure 59: Opérations expérimentales effectuées pour chaque type de roche calcaire (Estailade, Richemont)

L'ensemble des données expérimentales, plus détaillé est fourni en **Annexes B et C**.

4.1. Ensemble des résultats expérimentaux

En tête de chaîne expérimentale, une classification pétrophysique des échantillons est nécessaire pour les différentes comparaisons et observations cruciales qui nous permettront d'établir des tendances et des conclusions quant à la problématique du sujet. Puis, dans l'ordre d'arrivée dans la chaîne expérimentale, nous présenterons les résultats obtenus en conditions de mouillabilité franche à l'eau ainsi que les expériences menées en mouillabilité altérée, sans oublier les résultats de tests de mouillabilité effectués sur des échantillons cylindriques.

Au regard des perméabilités monophasiques à l'eau, nous avons choisi d'utiliser, en co-injection avec l'huile brute, les débits totaux suivants : **10 cc/h** pour les calcaires de Richemont, et **40 cc/h** pour les calcaires d'Estailade. Ceci nous permet de rester dans des ordres de grandeurs de nombre capillaire de 10^{-7} proches des valeurs pour des écoulements dans les réservoirs pétroliers.

4.1.1. Propriétés pétrophysiques des échantillons

Le choix des échantillons a été effectué suivant leurs propriétés pétrophysiques et les imageries CT-SCAN. On observe un regroupement des échantillons suivant les propriétés physiques telles que la porosité et la perméabilité (Figure 60).

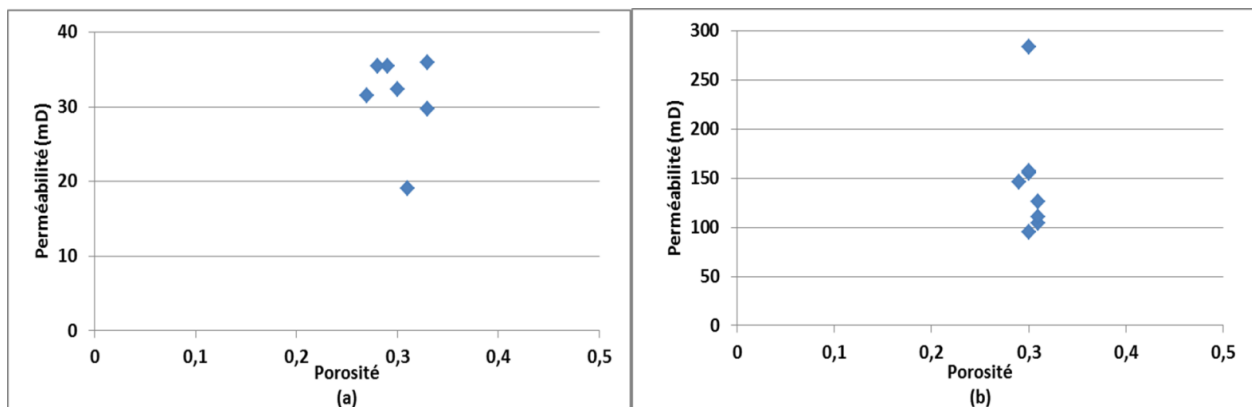


Figure 60: Propriétés physiques des échantillons utilisés : (a) Échantillons de Richemont, (b) Échantillons d'Estailade.

On remarque de faibles rapports K_g/K_w compris entre 1 et 2. On reste donc dans des rapports de perméabilités (Figure 61) compatibles avec ceux rapportés dans la littérature.

N.B : Dans la suite du document, le calcul des perméabilités relatives est effectué sur la base d'une perméabilité de référence qui a été choisie comme étant la perméabilité absolue de la saumure en monophasique.

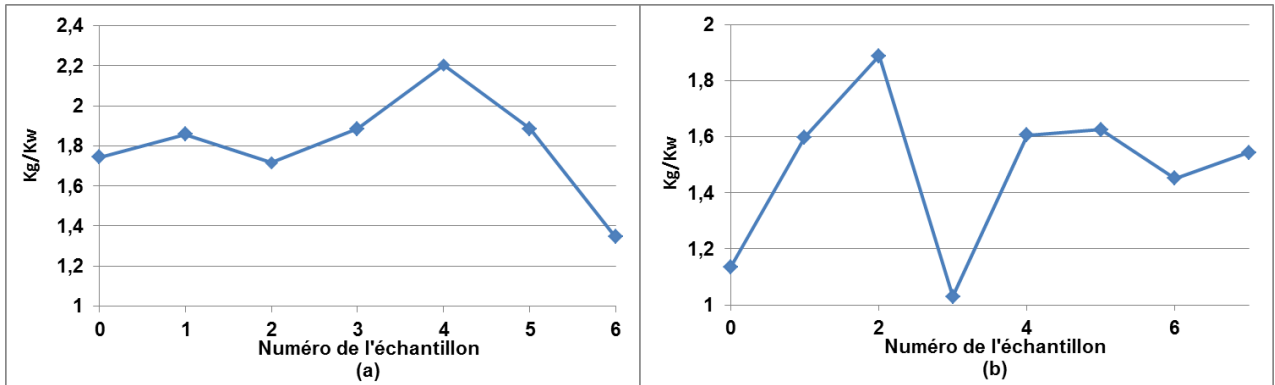


Figure 61: Rapports Kg/Kw : (a) Richemont, (b) Estailade.

4.1.2. Résultats obtenus en mouillabilité franche à l'eau et analyses

Les courbes de perméabilités relatives ont été déterminées en utilisant la méthode des écoulements permanents. Le drainage primaire est établi par paliers décroissants de débits fractionnaires en eau pour couvrir une large gamme de saturation. Puis arrivé au S_{wi} ($f_w = 0$), on procède par paliers croissants de débits fractionnaires en eau, à l'imbibition primaire jusqu'au S_{ow} .

4.1.2.1. Calcaire de Richemont (Ri0)

Le drainage primaire et l'imbibition primaire ont été effectués avec un débit total imposé de $Q_t = 50 \text{ cc/h}$. Le débit fractionnaire de départ du drainage primaire est $f_w = 0,8$, pour une saturation en saumure de $S_w = 0,72$. Les courbes obtenues sont illustrées Figure 62.

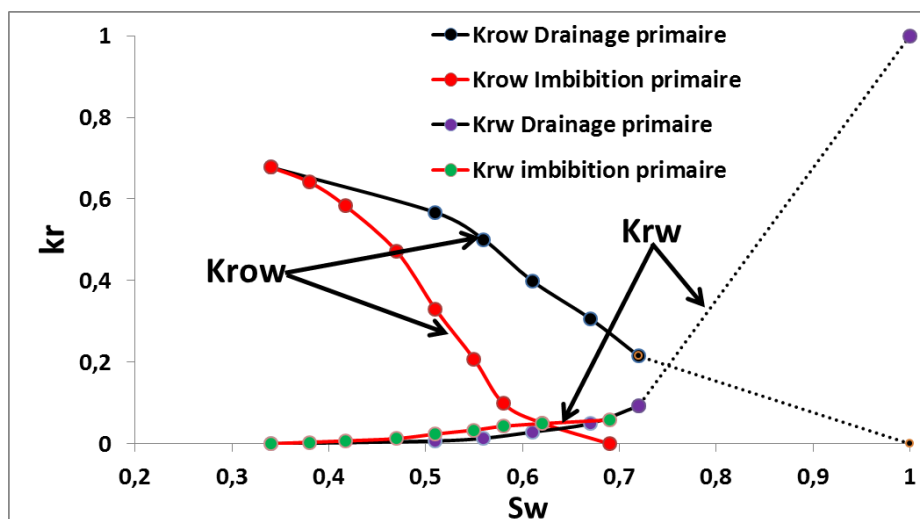


Figure 62: Courbes de perméabilités relatives en mouillabilité franche à l'eau pour le Calcaire de Richemont

Les lignes en pointillés représentent la zone de saturation qui n'a pas été atteinte.

4.1.2.2. Calcaire d'Estailade (Esta0)

Le débit total utilisé est de $Q_t = 60 \text{ cc/h}$. Le plus grand débit fractionnaire utilisé pour la saumure au départ du drainage primaire est de $f_w = 0,97$ pour une saturation de départ obtenue de $S_w = 0,83$. Les résultats obtenus sont représentés dans la Figure 63.

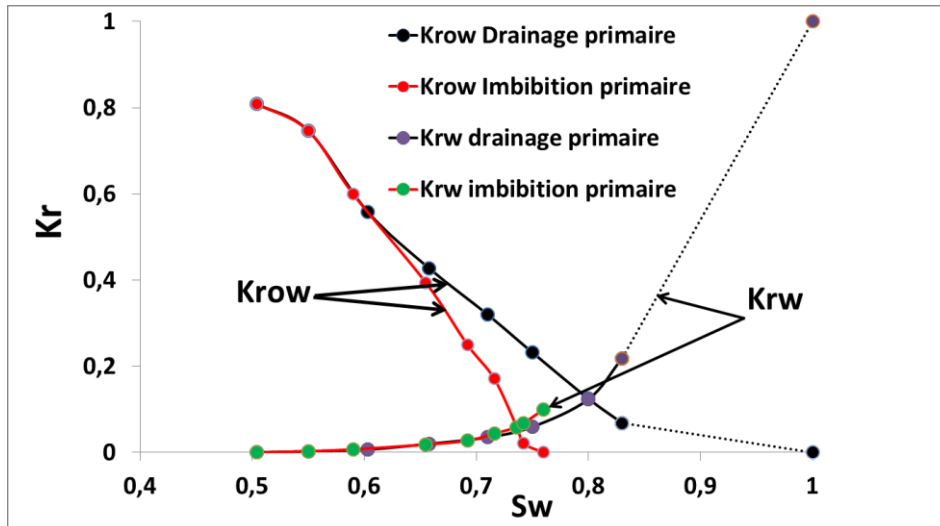


Figure 63: Courbes de perméabilités relatives en mouillabilité franche à l'eau pour le Calcaire d'Estailade

Les pointillés de la Figure 63 montrent la gamme de fortes saturations en saumure où les mesures n'ont pas été accessibles. La saturation minimale en eau atteinte pour cet échantillon est $S_{wi} = 0,5$ qui reste élevée, et rend compte de la difficulté, pour ces échantillons à caractère bimodal, d'envahir la microporosité, en raison des limites du système d'étanchéité sur échantillons de roches parallélépipédiques.

4.1.2.3. Analyses des courbes de perméabilités relatives

L'analyse des courbes de perméabilités relatives en mouillabilité franche à l'eau pour les deux types de calcaires (Figure 62 pour le calcaire de Richemont et Figure 63 pour le calcaire d'Estailade) permettent des observations importantes, qui sont en cohérence avec la littérature sur les hystérésis en mouillabilité franche à l'eau:

- On n'observe pratiquement pas d'hystérésis sur les perméabilités relatives à l'eau.
- Les perméabilités relatives à l'huile présentent une forte hystérésis (vraisemblablement due dans ce cas, au piégeage de la phase huile sous forme de gouttelettes aux centres des pores \rightarrow snap off).

Les deux types de calcaires montrent aussi des comportements pétrophysiques assez différents. La saturation minimale en eau atteinte pour L'Estailade est de $S_{wi} = 0,50 \pm 0,02$ pour une valeur de $K_{row}(S_{wi}) = 0,8$. La saturation irréductible atteinte sur le Richemont est plus basse ($S_{wi} = 0,34 \pm 0,02$), associée à une plus basse valeur de $K_{row}(S_{wi}) = 0,68$. Cette différence est due à la structure vaculaire de l'Estailade qui, augmente la perméabilité relative à l'huile en mouillabilité franche à l'eau, étant donné qu'en drainage primaire, ce sont les gros pores qui contrôlent Krow.

4.1.3. Résultats de Tests de mouillabilité avec l'huile brute aux S_{wi}

- Échantillon d'Estailade

Propriétés : $K_g = 223$ mD, $K_w = 110$ mD et $V_p \sim 24,2$ cc

- Drainage primaire : $S_{wi} = 0,37 \pm 0,01 \rightarrow$ Macération (15 jours à $T = 60^\circ\text{C}$)
- Imbibition spontanée : $S_w = 0,37 \pm 0,01$ (pas d'imbibition de saumure observée)
- Imbibition forcée : $S_w = 0,67 \pm 0,01$
- Drainage spontané : $S_w = 0,48 \pm 0,01$
- Drainage forcé : $S_w = 0,38 \pm 0,01$

Indice de mouillabilité calculé : $I_{w-o} = -0,67 \pm 0,06$: Échantillon **mouillable à l'huile**

- Échantillon de Richemont

Propriétés : $K_g = 58,6$ mD, $K_w = 27,8$ mD et $V_p \sim 23,5$ cc

- Drainage primaire : $S_{wi} = 0,23 \pm 0,01 \rightarrow$ Macération (15 jours à $T = 60^\circ\text{C}$)
- Imbibition spontanée : $S_w = 0,36 \pm 0,01$
- Imbibition forcée : $S_w = 0,69 \pm 0,01$
- Drainage spontané : $S_w = 0,5 \pm 0,01$
- Drainage forcé : $S_w = 0,38 \pm 0,01$

Indice de mouillabilité calculé : $I_{w-o} = -0,13 \pm 0,05$: Échantillon de **mouillabilité mixte**

Analyses des mesures d'indices de mouillabilité

Les expériences de détermination d'indices de mouillabilité ont été effectuées dans les mêmes conditions expérimentales, avec les mêmes fluides (huile brute et saumure). La macération a duré dans les deux cas, 15 jours à une température $T = 60^\circ\text{C}$.

On remarque que, malgré leur composition minéralogique similaire, les deux roches présentent deux comportements bien distincts concernant l'altération de la mouillabilité.

Des mesures similaires d'indice de mouillabilité avaient été effectuées sur deux structures différentes de roches calcaires par Sallier & Hamon (2005), une roche calcaire à structure vacuolaire et une autre non vacuolaire avec des minéralogies assez similaires. Les auteurs ont observé une altération de mouillabilité (mouillabilité intermédiaire) de la roche calcaire à la structure vacuolaire, et pratiquement aucune modification de mouillabilité (mouillabilité à la saumure) pour la structure non vacuolaire.

Ces observations nous mènent à deux hypothèses pouvant expliquer ces différences :

- La structure vacuolaire favoriserait l'altération de la mouillabilité. En effet, la pression de rupture des films d'eau est moins importante dans les pores de plus gros volume que dans les pores les plus petits. Dépendant de la connectivité des pores, l'accès partiel à la microporosité pourrait nécessiter des pressions capillaires élevées, qui seraient au-dessus de la pression de rupture des films d'eau dans les plus gros

pores (notamment les vacuoles). Ceci expliquerait alors la forte altération de mouillabilité observée sur les roches de structure vacuolaire

- On pourrait aussi attribuer cette différence de comportement à la diagénèse, étroitement liée à la rugosité des surfaces de pores. Si les deux types de roches présentent de fortes différences de rugosité de surface (et alors des angles de contact d'avancée et de recul), on pourrait alors observer des différences d'altération de mouillabilité notables.

4.1.4. Résultats expérimentaux en mouillabilité altérée et analyses

Les saturations initiales en huile ciblées pour les deux types de roches calcaires, couvrent toute la hauteur de la zone de transition, comme on peut le noter sur la Figure 64. On peut aussi remarquer que le second plateau correspondant à l'envahissement de la microporosité de l'Estailade (caractère bimodal caractérisé par le double plateau de la courbe de pression capillaire) n'a été franchi qu'une seule fois. Cela est dû au fait qu'il nécessite de fortes pressions d'injection que nous n'avons pas toujours pu établir.

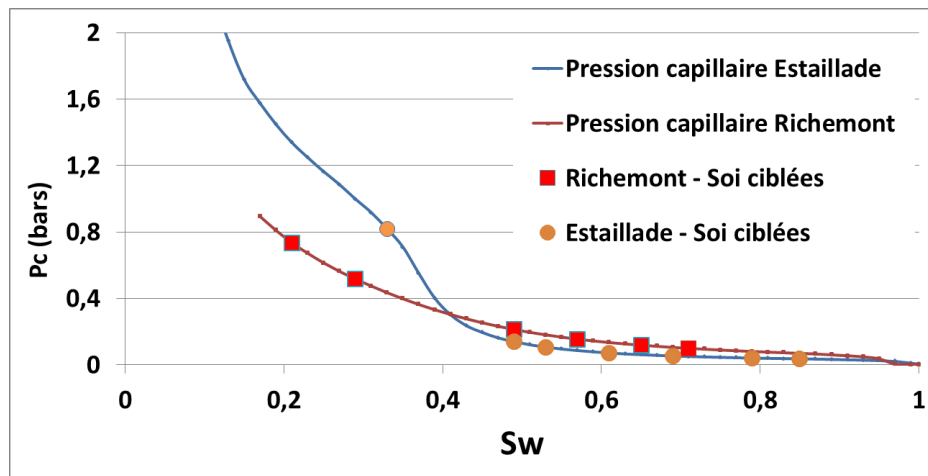


Figure 64: Pressions capillaires et Soi ciblées pour les expériences d'imbibition en écoulements permanents en mouillabilité altérée.

Ci-dessous, la Figure 65 pour le calcaire de Richemont, et la Figure 66 pour le calcaire d'Estailade, comparent les valeurs de K_r obtenues en drainage primaire avec l'huile minérale (respectivement sur Ri0 et Esta0 évoqués précédemment), et celles obtenues en drainage primaire avec l'huile brute, à chaque saturation initiale d'huile ciblée (S_{oi}) sur les échantillons voisins.

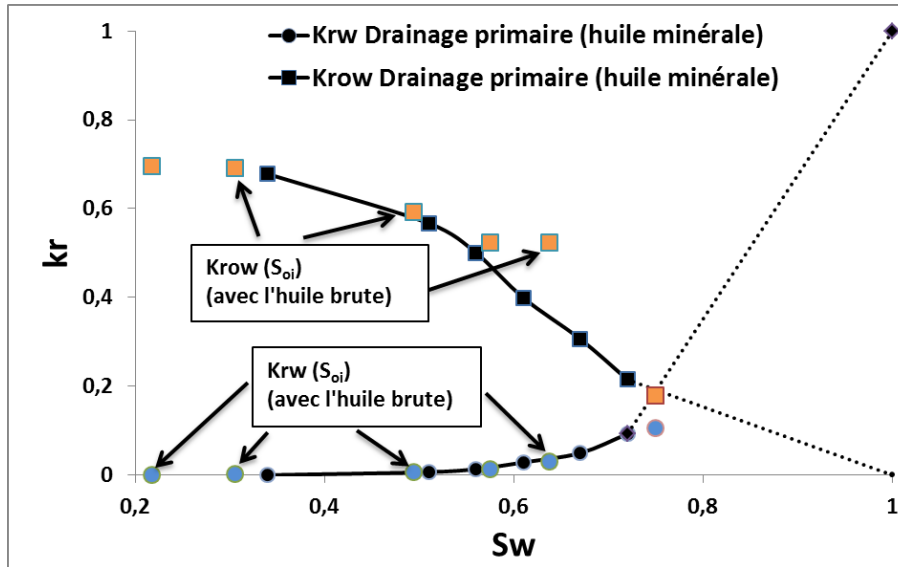


Figure 65: Comparaison des valeurs de Kr obtenues en drainage primaire avec l'huile brute et l'huile minérale - Calcaires de Richemont

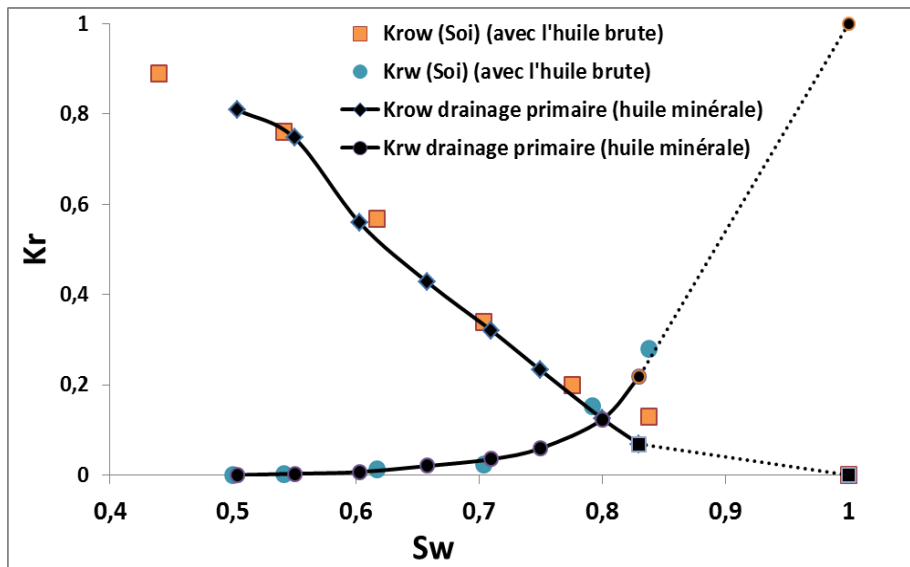


Figure 66: Comparaison des valeurs de Kr obtenues en drainage primaire avec l'huile brute et l'huile minérale - Calcaires d'Estailade

On observe une quasi-superposition des valeurs de perméabilités relatives, ce qui confirme la reproductibilité du processus de drainage primaire (valeurs similaires de Kr malgré différentes huiles utilisées et échantillons voisins) et valide la comparaison qui sera faite en imbibition sur les différents échantillons.

Par la suite, les courbes expérimentales de perméabilités relatives obtenues en drainage primaire seront remplacées par des modèles numériques de la littérature qui représentent au mieux les valeurs expérimentales tout en couvrant une plus large gamme de saturations.

L'ensemble des résultats (débits, calculs détaillés et traçages miscibles en monophasique et diphasique) est détaillé en **Annexes B** et **C**.

4.1.4.1. Résultats expérimentaux des échantillons de Richemont et analyses

4.1.4.1.1. Résultats expérimentaux

Le Tableau 9 présente une synthèse des résultats obtenus sur les échantillons de Richemont.

Cylind. ou parall.	Éch.	Vp (gamma) en cc	Vp (disp.mono) en cc	Vp (pesée) en cc	S_{oi}	$K_{row}(S_{oi})$	S_{orw}	$K_{rw}(S_{orw})$
cyl.	Ri1		25,5	25,7	0,3	0,18	0,2	0,12
parallél.	Ri2	66,1	68	68,8	0,36	0,52	0,25	0,11
parallél.	Ri3	62	62	62,9	0,43	0,52	0,23	0,1
parallél.	Ri4	63,8	60	65,2	0,51	0,59	0,25	0,1
cyl.	Ri5		20,8	20,7	0,7	0,69	0,28	0,17
cyl.	Ri6		23		0,78	0,7	0,3	0,36

Tableau 9: Résultats pour les Calcaires de Richemont.

Dans la Figure 67, les saturations résiduelles obtenues (Tableau 9) sont reportées en fonction de la saturation initiale en huile:

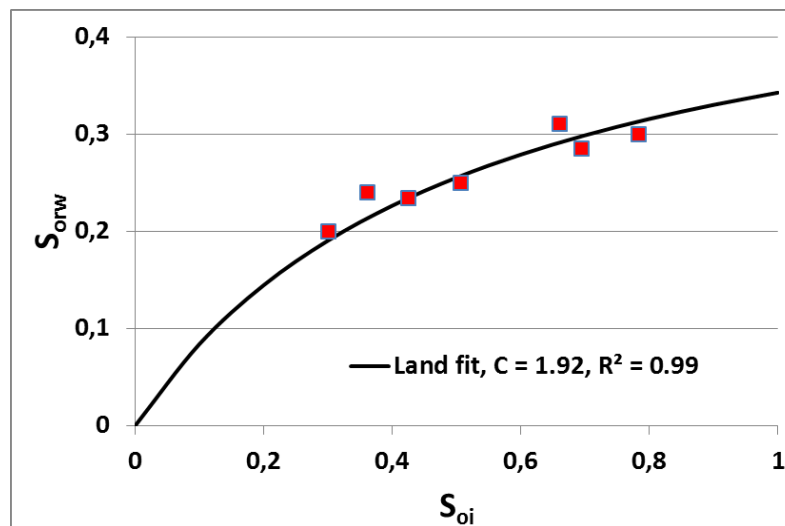


Figure 67: S_{orw} en fonction de S_{oi} - Richemont

On obtient en imbibition, après macération aux saturations initiales ciblées, les courbes de perméabilités relatives reportées dans la Figure 68 pour les K_{row} et Figure 69 pour les K_{rw} :

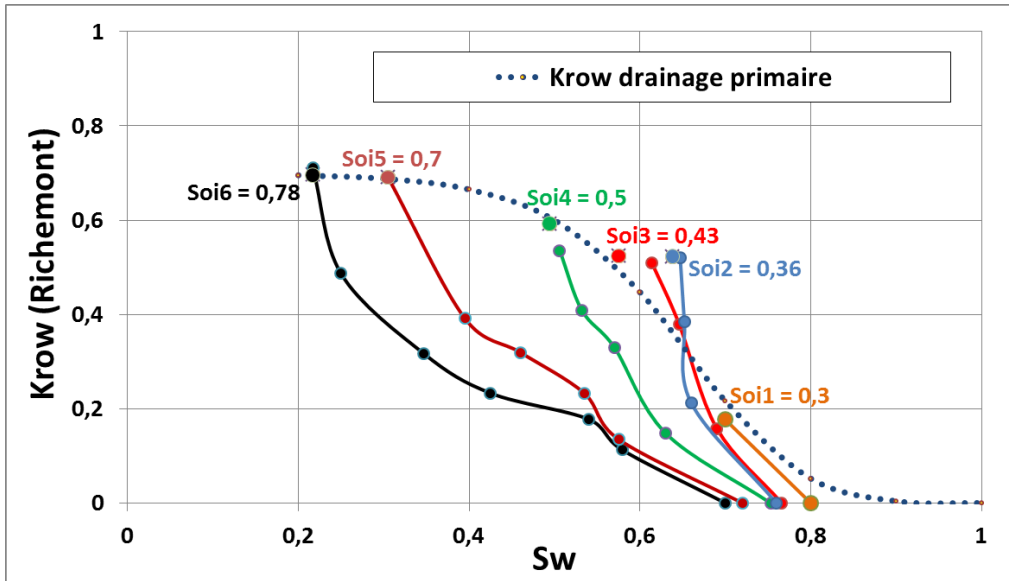


Figure 68: Krow (S_w, S_{oi}) en imbibition après macération - Richemont

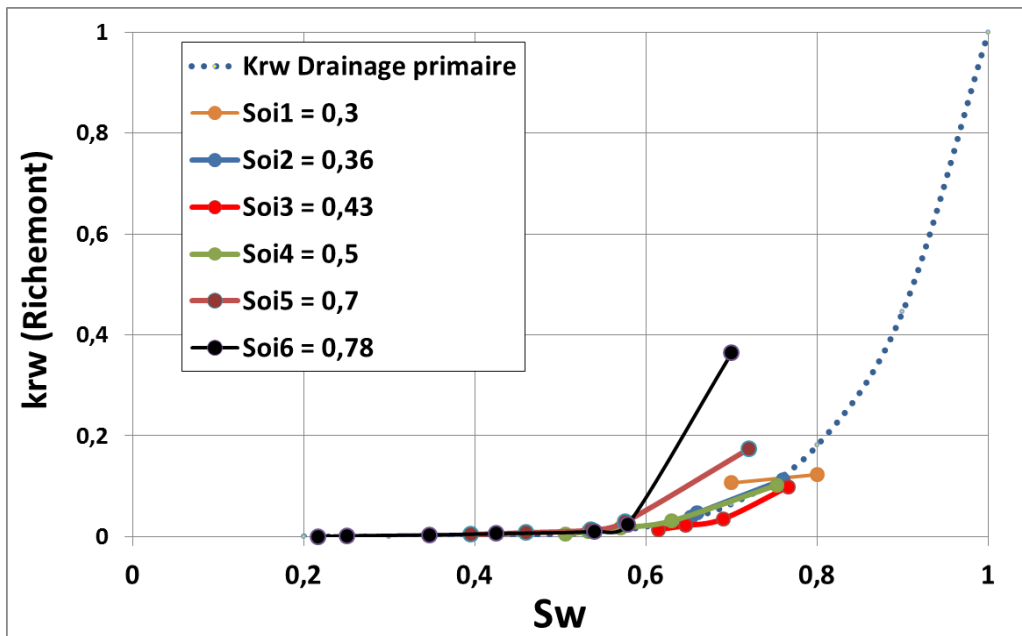


Figure 69: Krw (S_w, S_{oi}) en imbibition après macération - Richemont

4.1.4.1.2. Analyses

L'analyse des résultats expérimentaux des calcaires de Richemont est présentée en trois étapes :

- $S_{orw} = f(S_{oi})$ (Figure 67)

On observe une évolution monotone croissante des saturations résiduelles en fonction des saturations initiales en huile qui satisfait la loi de Land (1968). Ce comportement est cohérent avec la plupart des observations expérimentales établies dans la littérature. La plage couverte par les S_{orw} est très réduite comparée à celle couverte par S_{oi} . S_{orw} varie de 0,2 à 0,3 alors que S_{oi} varie de 0,3 à 0,78.

- **Krow** (Figure 68)

Les perméabilités relatives à l'huile en imbibition sont présentées dans la Figure 68 où nous avons ajouté les valeurs de K_{row} pour chaque S_{oi} avant macération. On observe très peu de différence entre ces valeurs comparées à celles obtenues après macération (départ des courbes d'imbibition).

Les courbes de K_{row} en imbibition présentent toutes de légères différences de courbures. Cette dernière augmente très légèrement quand on s'intéresse à des saturations initiales en huile plus grandes. Ceci est conforme avec le test de mouillabilité effectué précédemment qui montre une altération modérée de mouillabilité ($I_{w-o} = -0,13 \pm 0,05 \rightarrow S_{oi} = 0,77$) à S_{oi} élevée. Il faut également remarquer le contraste entre la taille (réduite) de la plage de saturations résiduelles atteintes ($0,2 \rightarrow 0,3$) et celle (large) des saturations initiales couvertes ($0,30 \rightarrow 0,78$).

- **Krw** (Figure 69)

On n'observe pratiquement pas d'hystérésis (en comparaison avec le drainage primaire) sur les courbes de K_{rw} pour des saturations initiales en huile inférieures à $S_{oi} = 0,50$. Au-delà de cette valeur de saturation, l'hystérésis est observée ($S_{oi} = 0,70 \rightarrow 0,78$) et est d'autant plus prononcée que la saturation en huile initiale augmente. Cela signifierait que les échantillons restent pratiquement mouillables à l'eau pour des faibles valeurs de S_{oi} , puis voient leurs mouillabilités changer progressivement vers un système plus neutre pour des $S_{oi} > 0,50$.

On observe aussi une décroissance des valeurs de $K_{rw}(S_{orw})$ quand S_{oi} décroît, et on en déduit une tendance à rester mouillable à l'eau pour les faibles valeurs de S_{oi} .

4.1.4.2. Résultats expérimentaux des échantillons d'Estailade et analyses

4.1.4.2.1. Résultats expérimentaux

Le Tableau 10 est une synthèse des résultats obtenus sur les calcaires d'Estailade.

Cylind. ou parall.	Éch.	Vp (gamma) en cc	Vp (disp. Mono) en cc	Vp (pesée) en cc	S_{oi}	$K_{row}(S_{oi})$	S_{orw}	$K_{rw}(S_{orw})$
parallél.	Esta1	58,2	60,2	60,7	0,16	0,13	0,13	0,28
parallél.	Esta2	51,6	54		0,21	0,2	0,15	0,36
parallél.	Esta3	52	55	55,6	0,3	0,34	0,17	0,2
parallél.	Esta4	54,3	55	56,6	0,38	0,57	0,2	0,16
parallél.	Esta5	53,2	54	54,6	0,46	0,77	0,25	0,23
cyl.	Esta6		26,5	27	0,5	0,76	0,34	0,16
cyl.	Esta7		27,5	27,9	0,67	0,82	0,23	0,41

Tableau 10: Résultats pour les Calcaires d'Estailade

Les valeurs de saturations résiduelles en fonction des saturations initiales en huile sont présentés ci-dessous : (Figure 70)

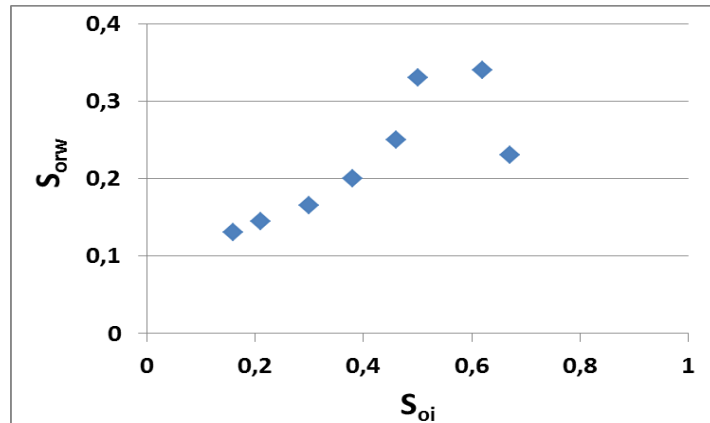


Figure 70: S_{orw} en fonction de S_{oi} - Estailade

Les courbes en imbibition de perméabilités relatives sont présentées sur la Figure 71 pour les K_{row} et Figure 72 pour les K_{rw} :

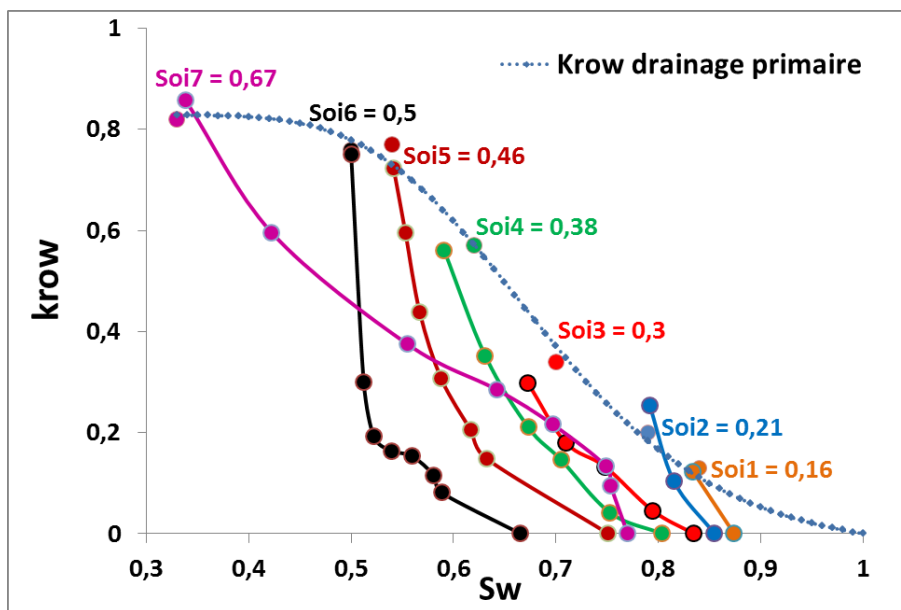


Figure 71: K_{row} (S_w , S_{oi}) en imbibition après macération - Estailade

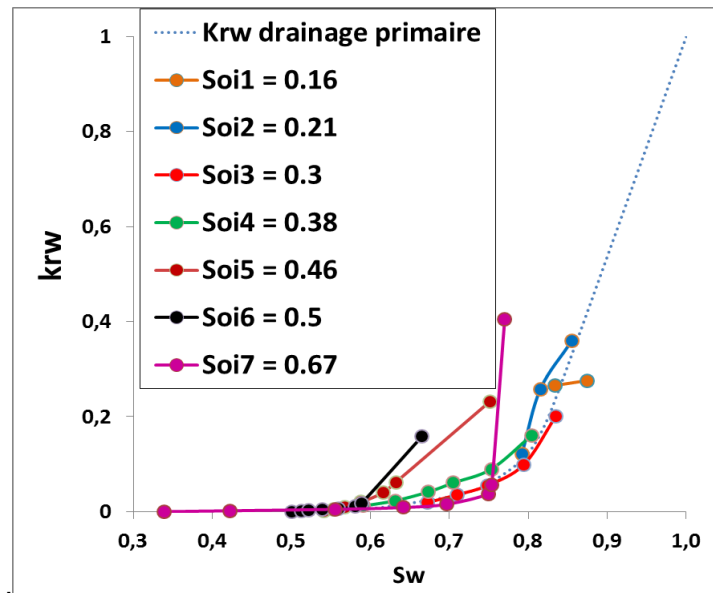


Figure 72: $K_{rw}(S_w, S_{oi})$ en imbibition après macération - Estailade

Tout comme pour les calcaires de Richemont, on peut remarquer de faibles différences entre les valeurs limites de perméabilités relatives à l'huile et à l'eau avant et après macération.

4.1.4.2.2. Analyses

- $S_{orw} = f(S_{oi})$ (Figure 70)

On observe une évolution non monotone des S_{orw} en fonction de S_{oi} . Elle reste quasi linéaire pour des valeurs faibles et modérées de S_{oi} puis atteint un maximum et décroît lorsqu'on s'engage sur le deuxième plateau de pression capillaire (valeurs de S_{oi} élevées). On note aussi une large gamme de S_{orw} atteints pour une large gamme de S_{oi} ciblées.

Étant donné que le test de mouillabilité effectué sur Esta0 à $S_{oi} = 0,63$ montre un échantillon pratiquement mouillable à l'huile ($l_{w-o} = -0,67$). La décroissance des S_{orw} observée peut avoir plusieurs explications :

- Le point de saturation $S_{oi} = 0,67$ ($S_{wi} = 0,33$) est situé sur le second plateau de la courbe de pression capillaire (Figure 64) qui est caractéristique de la présence d'une microporosité de l'échantillon poreux. On peut supposer que contrairement aux autres points de saturations cibles (S_{oi} de 0,16 à 0,5), le piégeage de l'huile s'effectue de manière différente.
- Cette décroissance peut être due à l'altération de mouillabilité observée par l'augmentation de S_{oi} . Cette évolution a été suggérée par Spiteri (2005) avec une modélisation de réseaux de pores qui a été évoquée précédemment (**Chapitre 2**, Section 2.1.3., Figure 28)

- **Krow** (Figure 71)

Tout comme les échantillons de Richemont, on observe des valeurs assez similaires de $K_{row}(S_{oi})$ avant et après macération. On peut aussi observer une courbure croissante

remarquable des courbes d'imbibition quand S_{oi} augmente de 0,16 à 0,5. Cette observation est cohérente avec le résultat de test de mouillabilité effectué sur Esta0 qui montre à $S_{oi} = 0,63$ un échantillon pratiquement mouillable à l'huile ($I_{w-o} = -0,67 \pm 0,06$).

Dès lors qu'on s'engage sur le second plateau de pression capillaire ($S_{oi7} = 0,67$), on remarque un comportement atypique de Krow en imbibition qui présente une courbure très différente des précédentes ($S_{oi1} \rightarrow S_{oi6}$). Ce comportement valide aussi la différence qui a été observée sur l'évolution des S_{orw} précédemment, avec les mêmes conclusions à savoir une altération de mouillabilité et piégeage différents.

- **Krw** (Figure 72)

L'inspection des courbes de Krw en imbibition suggère que les échantillons restent pratiquement mouillables à l'eau pour des faibles S_{oi} allant jusqu'à 0,38. Pour ces valeurs de saturations initiales, on n'observe pratiquement aucune hystérésis sur les Krw. Au-delà de $S_{oi} = 0,38$ on observe des hystérésis ($S_{oi5} \rightarrow S_{oi7}$) et donc une altération de mouillabilité pour ces valeurs de saturations initiales. De même, l'hystérésis est d'autant plus prononcée que S_{oi} est élevée.

On observe également une évolution non monotone des $Krw(S_{orw})$ quand S_{orw} diminue.

4.1.4.3. Analyse générale et comparative des résultats, discussions

En contradiction avec certaines observations de la littérature (Masalmeh et al., 2007) où l'hystérésis n'a pas été observée sur les Krw en mouillabilité altérée, nos résultats expérimentaux montrent des hystérésis sur Krw et Krow, en mouillabilité altérée, sur les deux types de roches calcaires. Nous avons une altération de mouillabilité qui évolue avec S_{oi} (vers une mouillabilité neutre pour le Richemont et vers une mouillabilité à l'huile pour l'Estailade).

D'un autre côté, les deux types de roches calcaires montrent des comportements assez différents :

- Les résultats des Krw suggèrent une mouillabilité qui reste pratiquement franche à l'eau pour un S_{oi} maximal d'environ 0,7 pour le Richemont et 0,46 pour l'Estailade. De plus, nous observons une altération de mouillabilité plus prononcée sur l'Estailade que sur le Richemont (malgré un S_{oi} plus élevé pour le Richemont) comme l'attestent les résultats des tests de mouillabilité. Étant donné qu'ils ont pratiquement la même composition minéralogique, que les conditions d'écoulements ont été les mêmes, que les systèmes de fluides utilisés n'ont pas été changés, tout comme les conditions de macération, cette différence est attribuée à la structure vacuolaire de l'Estailade, qui favoriserait l'altération de mouillabilité. La même remarque peut être faite sur les courbures des Krow qui présentent des évolutions différentes selon le type de calcaire (unimodal ou bimodal).
- Les interpolations croissantes qui sont générées par les modèles d'hystérésis de la littérature entre les valeurs de Krw (S_{orw}) et la valeur $Krw(S_w = 100\%) = 1$ ne sont pas vérifiées par nos mesures expérimentales. On observe une décroissance de ces valeurs pour les résultats sur le Richemont, et un comportement non monotone pour les calcaires d'Estailades.
- Au vu des différences observées sur les deux calcaires, les valeurs de S_{orw} sont très dépendantes de S_{oi} et dépendent aussi en partie de la structure poreuse de la roche.

En se positionnant dans l'optique d'analyse de la récupération dans un champ pétrolier, il convient de s'intéresser aux courbes de débits fractionnaires en imbibition et de l'évolution des saturations en huile pour de forts débits fractionnaires (étant donné que les S_{orw} ne sont presque jamais atteints lors de l'exploitation d'un réservoir).

En utilisant les valeurs expérimentales en imbibition directement à partir des résultats expérimentaux, on peut construire l'évolution des débits fractionnaires en fonction des saturations (Figure 73 et Figure 74).

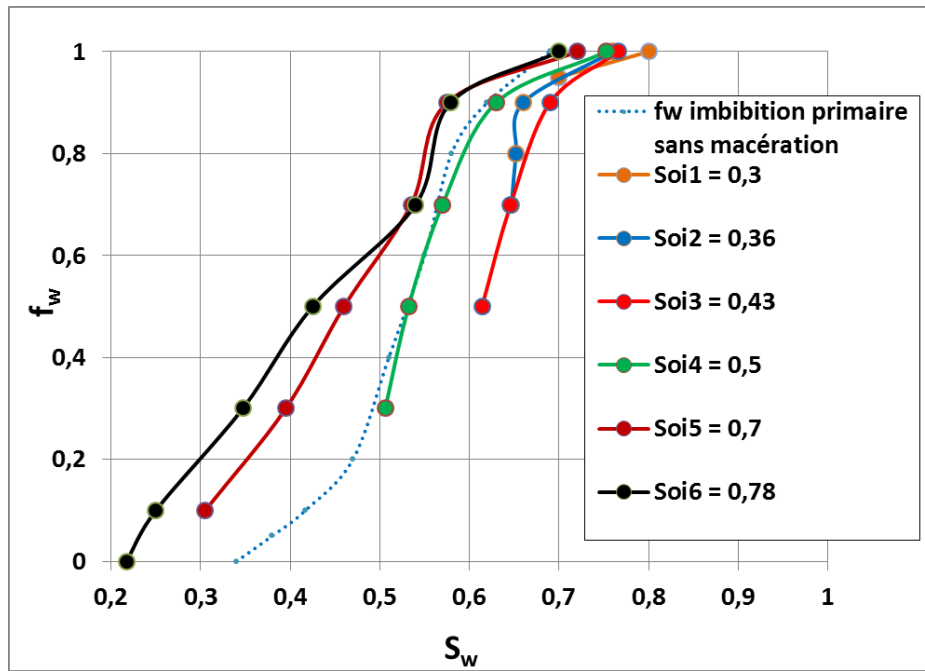


Figure 73: $f_w = \text{fonction}(S_w)$ en imbibition - Roches calcaires de Richemont ($\mu_w = 0.95 \text{ cP}$, $\mu_o = 34 \text{ cP}$)

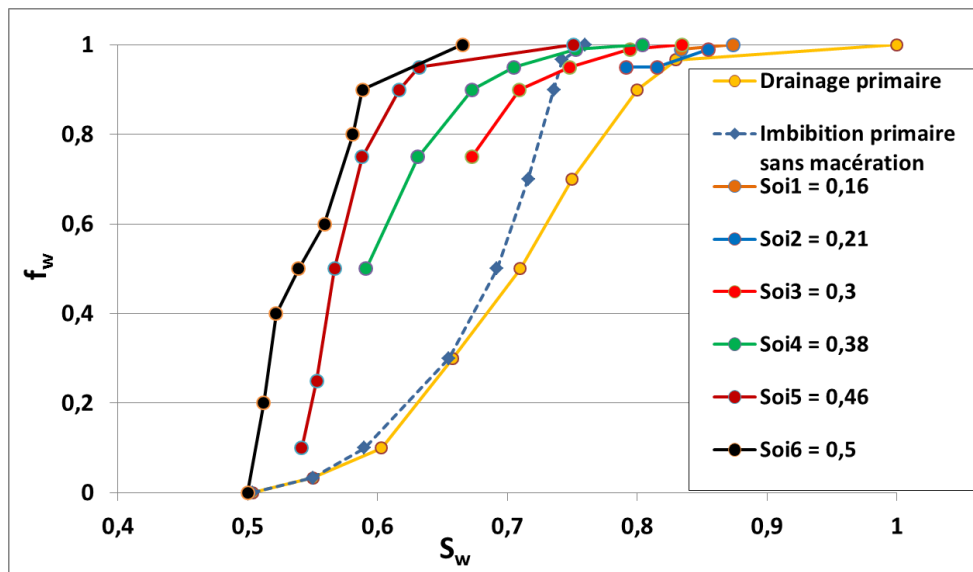


Figure 74: $f_w = \text{fonction}(S_w)$ en imbibition - Roches calcaires d'Estailade ($\mu_w = 0.95 \text{ cP}$, $\mu_o = 34 \text{ cP}$)

Pour les calcaires de Richemont (Figure 73), les courbes de débits fractionnaires sont assez proches les unes des autres. Si l'on compare les débits fractionnaires de S_{oi5} et S_{oi6} au f_w en imbibition sans macération (car ayant des valeurs de S_{oi} assez proches : $S_{oi5} = 0,78$; $S_{oi6} = 0,7$; et S_{oi} (huile minérale) = $0,66$), on peut remarquer que les courbes sont assez similaires ce qui valide le test de mouillabilité à ces valeurs de saturations qui a montré un système de mouillabilité intermédiaire donc une altération de mouillabilité peu conséquente.

Les calcaires d'Estailade quant à eux (Figure 74), présentent un comportement différent, dû à une altération de mouillabilité plus prononcée que le Richemont. Quand on compare la courbe de débit fractionnaire obtenue sans macération ($S_{oi} = 0,5$) et celle obtenue pour $S_{oi6} = 0,5$; on remarque qu'elles présentent deux évolutions distinctes. Celle obtenue sans macération est beaucoup plus optimiste en termes de récupération finale, que celle obtenue après macération. Cette observation valide le test de mouillabilité, qui révèle un échantillon très mouillable à l'huile.

Les forts débits fractionnaires sont atteints pour de très faibles variations de saturations concernant les calcaires d'Estailade (Figure 74), par rapport aux calcaires de Richemont où l'on observe une grande variation de saturations pour atteindre les forts débits fractionnaires (Figure 73). L'efficacité de la récupération d'hydrocarbures est alors meilleure pour le calcaire de Richemont que pour le calcaire d'Estailade.

L'analyse de l'évolution des saturations pour des très forts débits fractionnaires ($f_w = 0,9$ et $0,95$) montre que l'on reste dans la même tendance que celle des S_{orw} pour chaque type de calcaire (Figure 75).

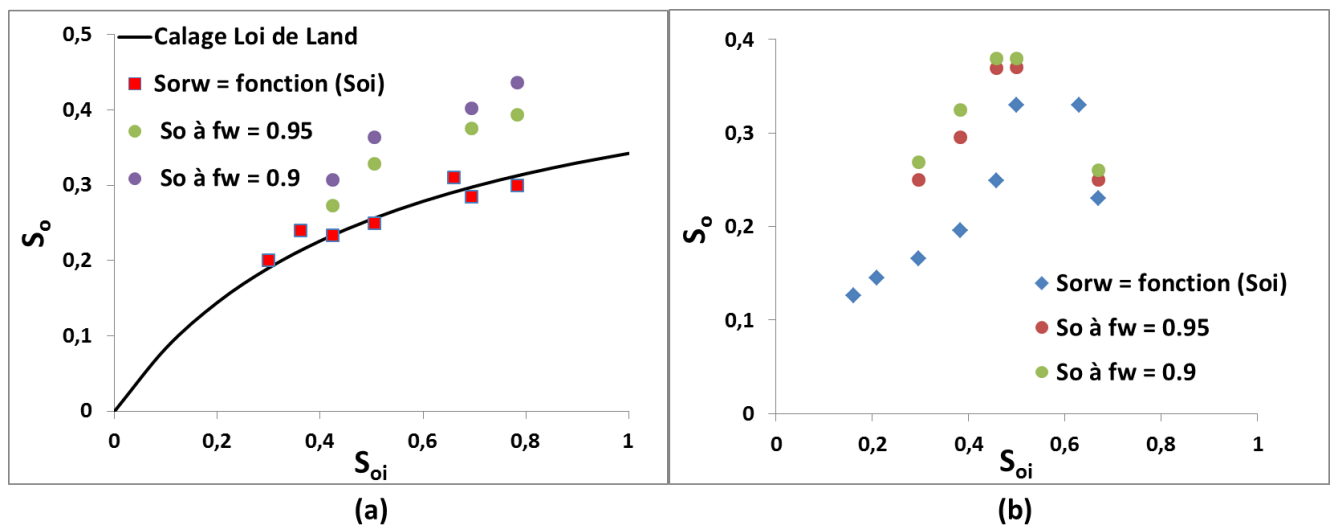


Figure 75: Évolution des saturations en huile aux forts débits fractionnaires: (a) - Calcaires de Richemont, (b) - Calcaires d'Estailade

Toutes ces comparaisons effectuées ne répondent pas tout de même aux questions sur les différences rencontrées expérimentalement quand il s'agit de prendre en compte le second plateau de pression capillaire en drainage primaire pour les échantillons à structure bimodale. La tendance expérimentale du K_{row} montre un comportement similaire à une mouillabilité intermédiaire ou à l'eau (courbure faible), alors que le S_{oi} atteint est très important. Cependant, on observe une hystérésis sur les valeurs de K_{rw} ce qui traduit bien une certaine altération de mouillabilité.

Comparons dès à présent pour les deux calcaires, l'évolution du rapport du $K_{rw}(S_{orw})$ en mouillabilité altérée et du $K_{rw}(S_{orw})$ en mouillabilité franche à l'eau en fonction de la saturation initiale (Figure 76 pour les calcaires de Richemont et Figure 77 pour les calcaires d'Estailade)

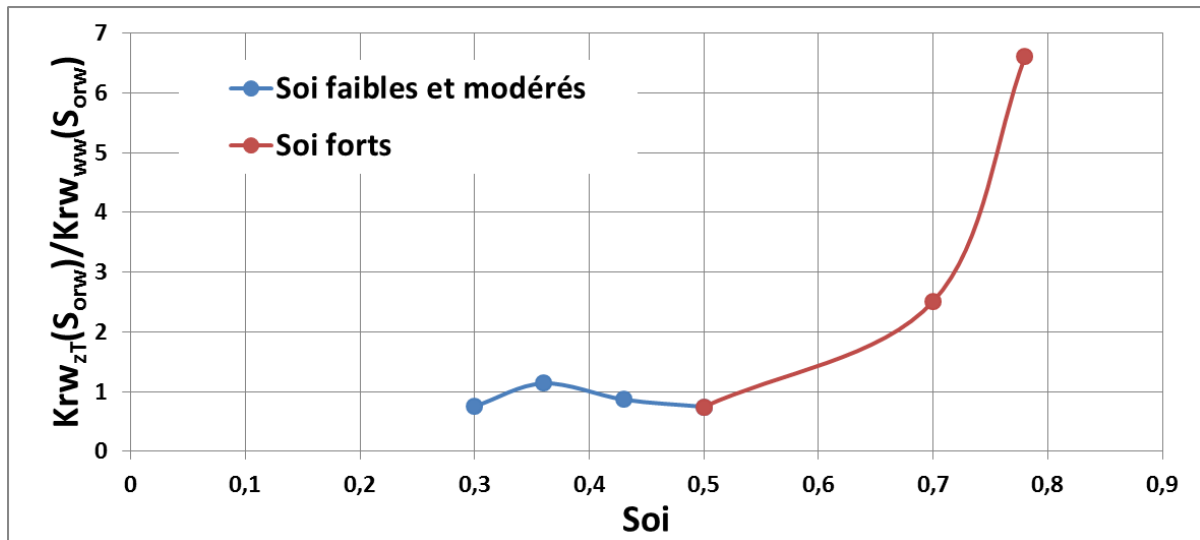


Figure 76: Évolution du rapport de Krw en mouillabilité altérée et mouillabilité franche à l'eau en fonction de la saturation initiale- Calcaire de Richemont

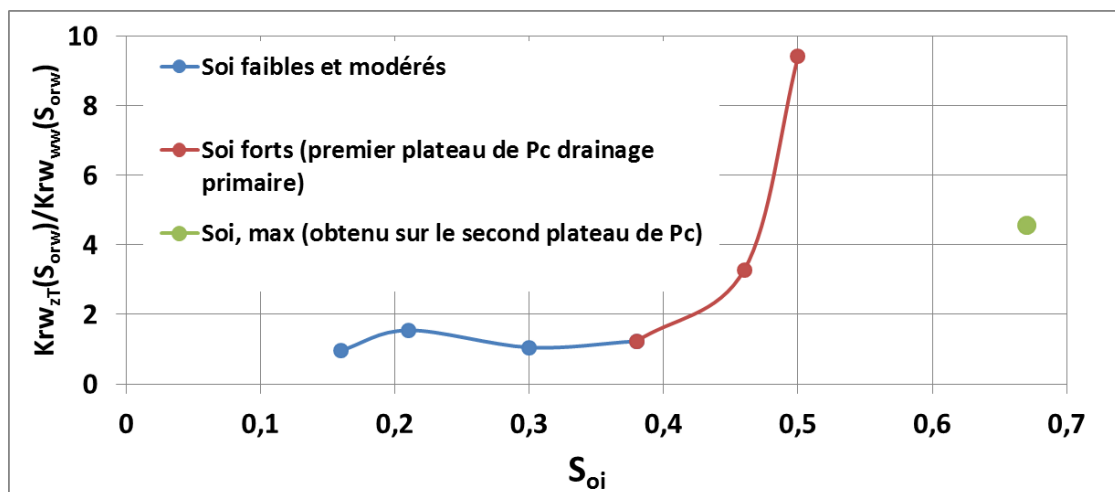


Figure 77: Évolution du rapport de Krw en mouillabilité altérée et mouillabilité franche à l'eau en fonction de la saturation initiale- Calcaire d'Estailade

On observe des évolutions similaires pour les deux types de calcaires (si on se limite au premier plateau de la pression capillaire en drainage primaire de l'Estailade). On a bien une tendance qui montre que le rapport augmente avec S_{oi} ce qui rend bien compte d'une augmentation de la mobilité de la saumure. Quand on s'intéresse à l'envahissement partiel de la microporosité (Figure 77, point vert), le rapport décroît considérablement.

4.2. Résultats numériques, Analyses et discussions

Il existe dans la littérature, très peu de résultats expérimentaux d'hystérésis de perméabilités relatives qui utilisent le système eau-huile comme fluides d'écoulements, et encore, beaucoup moins qui prennent en compte l'évolution et l'influence de la mouillabilité le long de la zone de transition. La plupart des modèles d'hystérésis y compris les plus utilisés reposent sur des constructions géométriques et mathématiques, qui négligent l'influence de la mouillabilité sur les propriétés de l'écoulement. Ils sont généralement établis dans des conditions de mouillabilité franche à l'eau et ce, pour des systèmes de fluides gaz-eau ou gaz-huile. Nous pouvons citer comme exemple les modèles d'hystérésis de Killough (1976), de Carlson (1981), etc. D'un autre côté, les modèles les plus évolués qui intègrent la notion de mouillabilité (Spiteri, 2005 ; Skjaeveland et al., 1999), nécessitent beaucoup de paramètres d'entrées qui ne sont pas toujours accessibles dans les procédures de laboratoire. Les premiers modèles sont très utilisés pour prédire la récupération d'hydrocarbures, pourtant pratiquement aucune validation de ces modèles pour le système eau-huile n'a été effectuée dans la littérature.

On dispose d'un ensemble expérimental complet de données de K_r (imbibition) et S_{orw} vs S_{oi} , qui met en évidence un changement évolutif de la mouillabilité avec la saturation en huile, et ce, de façon assez différente sur deux roches calcaires à structures de pores différentes et cependant de même minéralogie. Dans cette partie, nous comparons nos données expérimentales aux résultats numériques de la littérature, plus précisément de quatre modèles numériques d'hystérésis faisant partie des plus utilisés : Le modèle de Killough, de Carlson, de Spiteri et celui de Skjaeveland.

N.B. : Pour ne vérifier que l'effet dû à la mouillabilité, nous avons calé les K_r prédits par les modèles avec nos données de S_{orw} vs S_{oi} .

4.2.1. Résultats numériques du modèle de Carlson et analyses

Rappel : Ce modèle n'a été établi que pour générer des courbes de perméabilités relatives à l'huile étant donné la difficulté dans la littérature de prédire les comportements de K_{rw} . A égale valeur de perméabilité relative en drainage et en imbibition, la saturation en huile en imbibition est la somme d'une saturation mobile déterminée par la valeur de la saturation en drainage (phase continue donc mobile) et d'une saturation piégée qui est la différence de ces deux dernières. Le principe est illustré Figure 78. De ce fait, une fraction de la saturation considérée mobile (S_{of}) va se piéger (en suivant la loi de Land) pendant l'imbibition et compléter celle initialement piégée pour constituer le S_{orw} total. Les équations (88 → 92) énoncées **Chapitre 2** (section 2.2.3.2.1) permettent de déterminer les valeurs de perméabilités relatives.

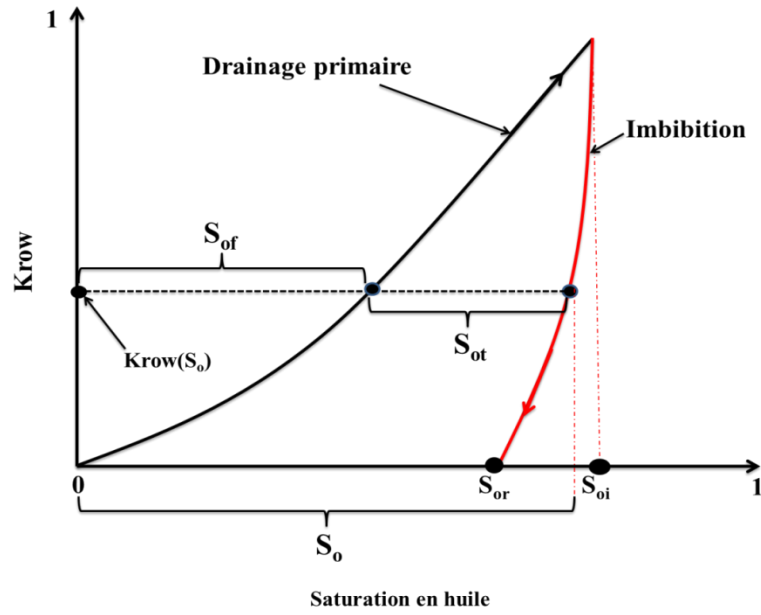


Figure 78: Illustration du modèle de Carlson de Krow

Les prédictions du modèle des Krow pour les deux types de calcaires sont présentés Figure 79 pour le calcaire de Richemont et Figure 80 pour le calcaire d'Estailade.

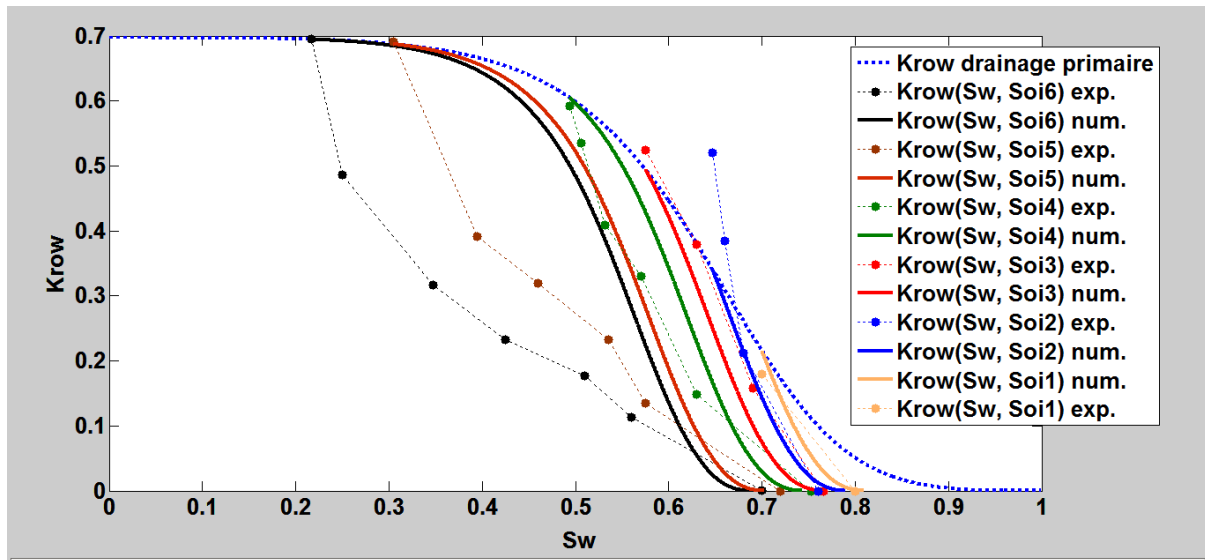


Figure 79: Résultats du modèle de Carlson des Krow - Richemont

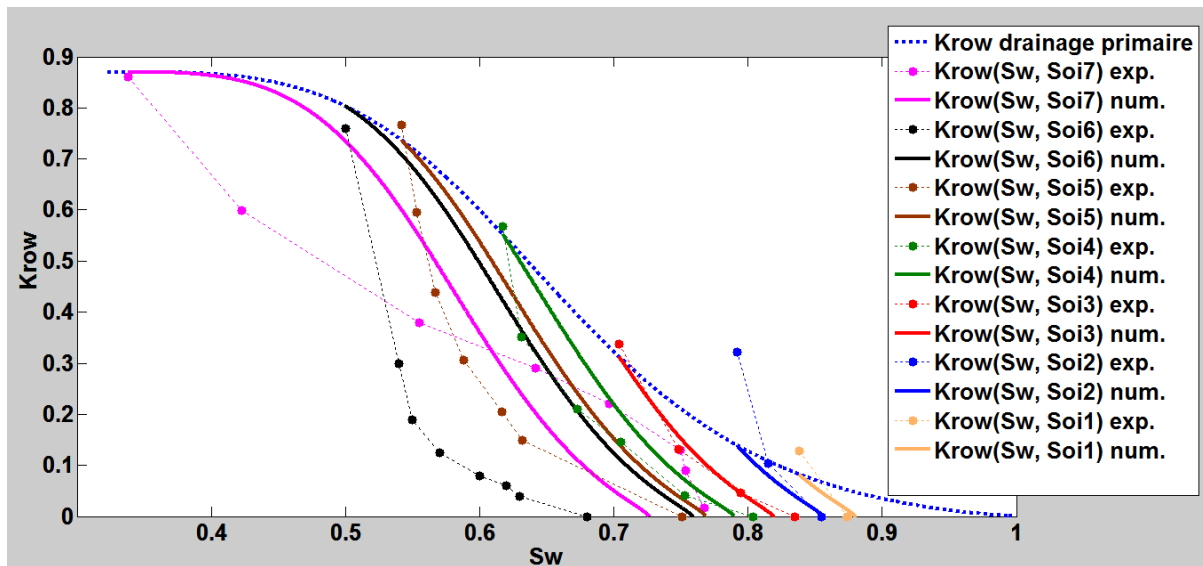


Figure 80: Résultats du modèle de Carlson des Krow - Estailade

Dans les deux cas (Estailade et Richemont), on observe des différences considérables entre les Krow expérimentaux et numériques.

L'évolution monotone du piégeage induit par la formulation de Carlson n'est pas toujours observée expérimentalement d'où les écarts considérables (comme exemple, le S_{oi7} d'Estailade). L'utilisation de la loi de piégeage de Land concernant le calcaire d'Estailade n'est pas appropriée étant donné qu'expérimentalement, on observe un comportement non monotone, de type quadratique.

De même, l'hypothèse d'utilisation de ladite loi à chaque saturation en huile pour déterminer les saturations mobiles et piégées n'est pas vérifiée et génère des courbures identiques et donc, ne prend pas en compte l'influence de la mouillabilité sur les valeurs de perméabilité relative pour les deux types de calcaires.

En définitive, ce modèle n'est pas à même de caractériser l'évolution de l'écoulement en zone de transition.

4.2.2. Résultats numériques du modèle de Killough et analyses

Rappel : Le modèle de Killough des perméabilités relatives en imbibition a été énoncé **Chapitre 2** (section 2.2.3.2.3). Il est basé sur une interpolation géométrique des courbes expérimentales de K_r mesurées au $S_{oi, max}$ atteint, c'est-à-dire la saturation maximale en huile atteinte. Le principe est illustré Figure 81.

En procédant à une normalisation des courbes de perméabilités relatives, la construction géométrique des Krow est faite de telle sorte que le ratio des valeurs de perméabilités relatives entre une saturation quelconque S_o (ou S_w) de la courbe d'imbibition à générer et celle de la saturation initiale de ladite courbe (S_{oi}) (mesurée sur le drainage primaire), soit égal au ratio des valeurs de perméabilités relatives entre la saturation normalisée de l'imbibition primaire expérimentale correspondant au S_o ($S_{o, norm}$: voir Figure 81) et celle mesurée au $S_{o, max}$.

La même procédure est appliquée pour la construction des K_{rw} , à la seule différence qu'on inclut une extrapolation croissante entre la valeur de K_{rw} au S_{ow} de la courbe d'imbibition primaire expérimentale, et 1 (Figure 81).

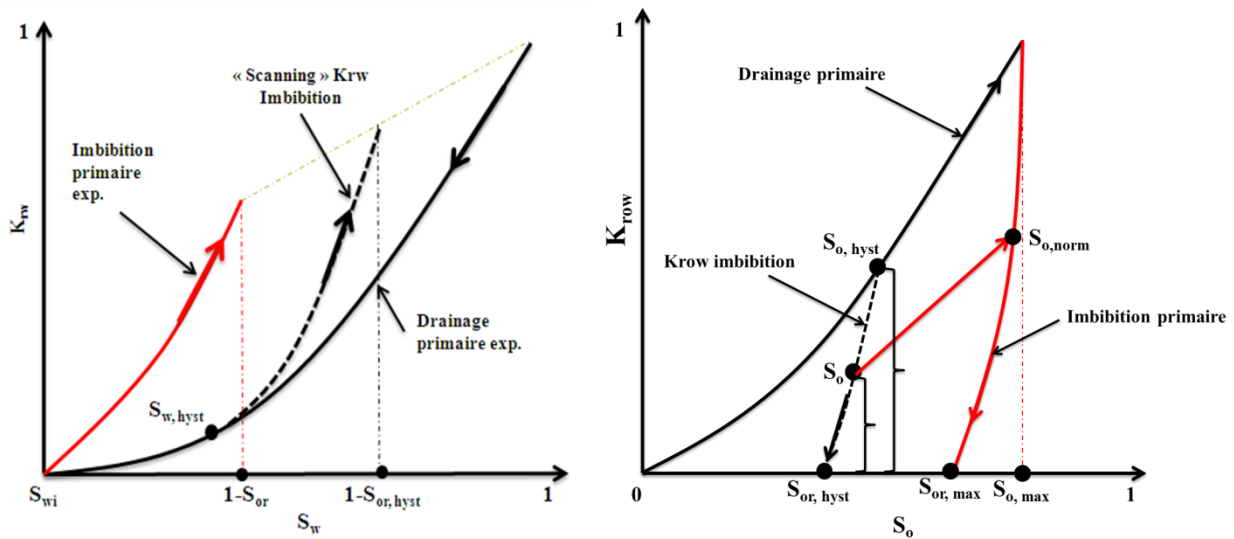


Figure 81: Principe de construction des perméabilités relatives par la méthode de Killough

Dans notre cas, les courbes en imbibition en zone de transition du Richemont seront alors générées grâce aux courbes obtenues au S_{oi6} du Richemont, pour les calcaires d'Estailade, grâce au S_{oi7} d'Estailade.

- **Résultats du modèle de Killough pour les calcaires de Richemont**

Une fonction polynomiale d'ordre 6 et un calage numérique de type L.E.T (énoncé Chapitre 1, section 1.4.3.5.) ont été utilisés pour caler respectivement $K_{row}(S_w, S_{oi6})$ et $K_{rw}(S_w, S_{oi6})$. Les coefficients de détermination sont de l'ordre de $R^2 = 0,99$. Les courbes maîtresses (dédites des modélisations numériques évoquées à savoir le polynôme et le L.E.T) et les points expérimentaux correspondants sont présentés Figure 82.

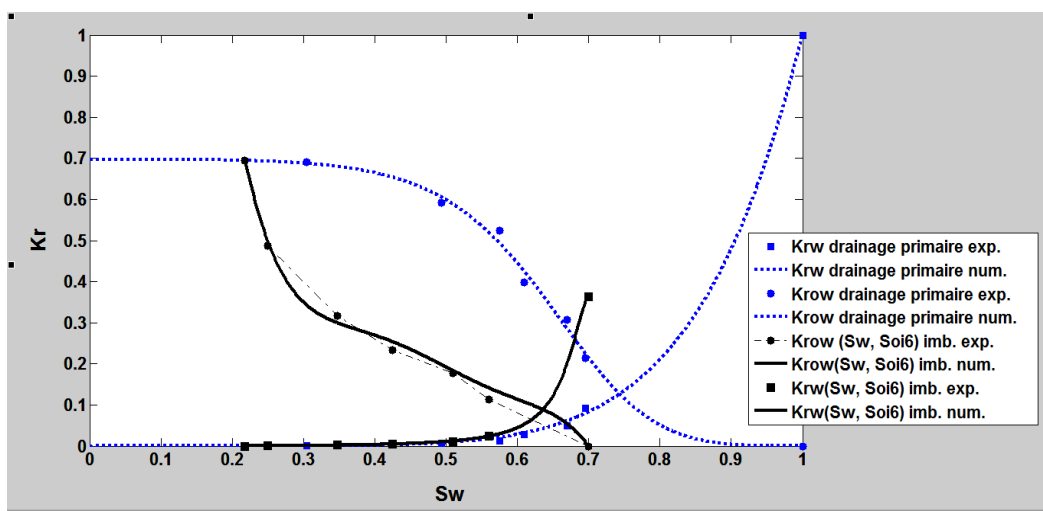


Figure 82: Courbes maîtresses des K_{row} et K_{rw} en zone de transition (Richemont)

Les prédictions du modèle de Killough des courbes de perméabilités relatives en imbibition dans la zone de transition sont présentées Figure 83, pour les perméabilités relatives à l'huile, et Figure 84 pour les perméabilités relatives à l'eau.

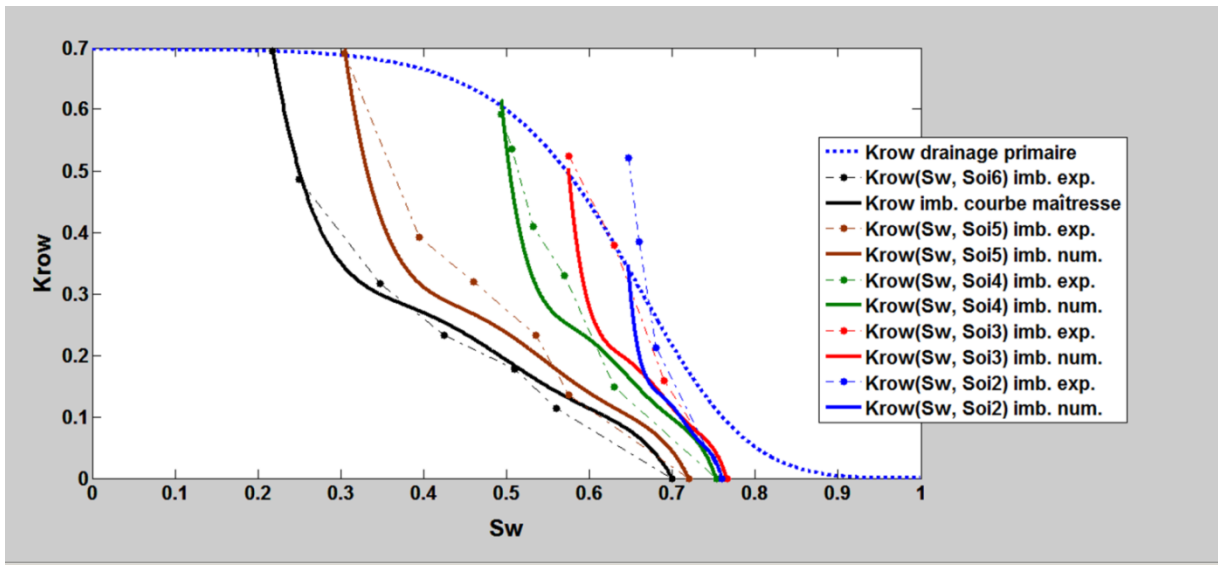


Figure 83: Résultats du modèle de Killough des K_{row} - Richemont

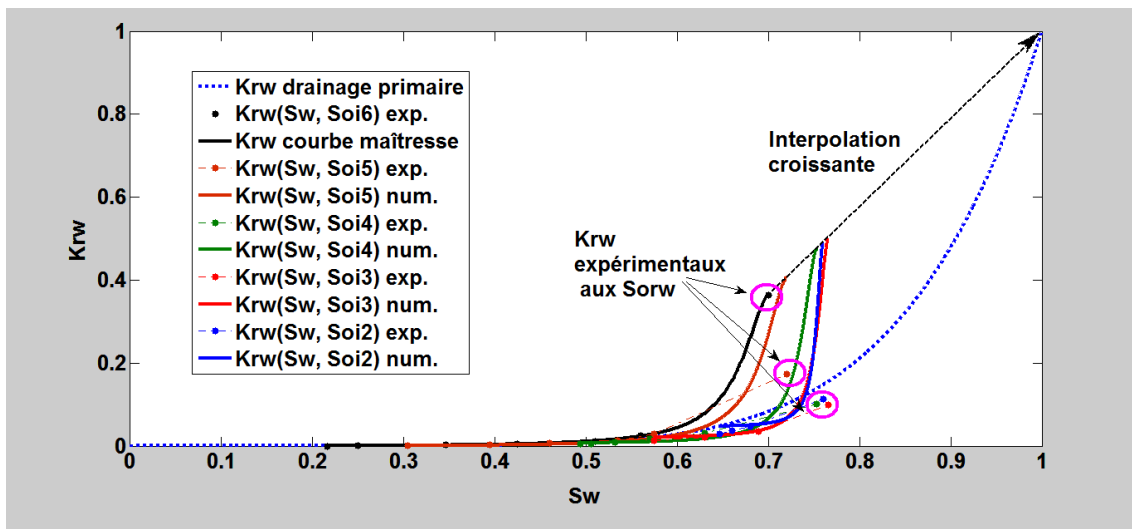


Figure 84: Résultats du modèle de Killough des K_{rw} - Richemont

L'observation de ces résultats soulève plusieurs faiblesses du modèle :

- Malgré des accords acceptables des K_{row} prédits (Figure 83), on remarque une légère différence de courbure qui s'accroît quand on s'éloigne de la courbe maîtresse. La mouillabilité s'altérant très peu pour le calcaire de Richemont, il est tout à fait normal que la tendance prédite par le modèle (utilisant une mouillabilité constante) soit légèrement en accord avec nos résultats expérimentaux.
- Concernant les K_{rw} , l'interpolation croissante généralement utilisée pour prédire $K_{rw}(S_{orw})$ génère beaucoup d'erreurs et surestime les K_{rw} (Figure 84). On a dès lors, un très fort désaccord avec les résultats expérimentaux. On surestime les valeurs de K_{rw} et donc la mobilité de l'eau.

- **Résultats du modèle de Killough pour les calcaires d'Estailade**

La même procédure que précédemment est utilisée pour caler les courbes maîtresses. Nous avons utilisé un polynôme de degré 5 pour $K_{row}(S_w, S_{oi7})$ et un calage de type L.E.T pour $K_{rw}(S_w, S_{oi7})$, avec des coefficients de détermination de l'ordre de $R^2 = 0,99$. Les résultats sont présentés Figure 85 pour les perméabilités relatives à l'huile et Figure 86 pour les perméabilités relatives à l'eau.

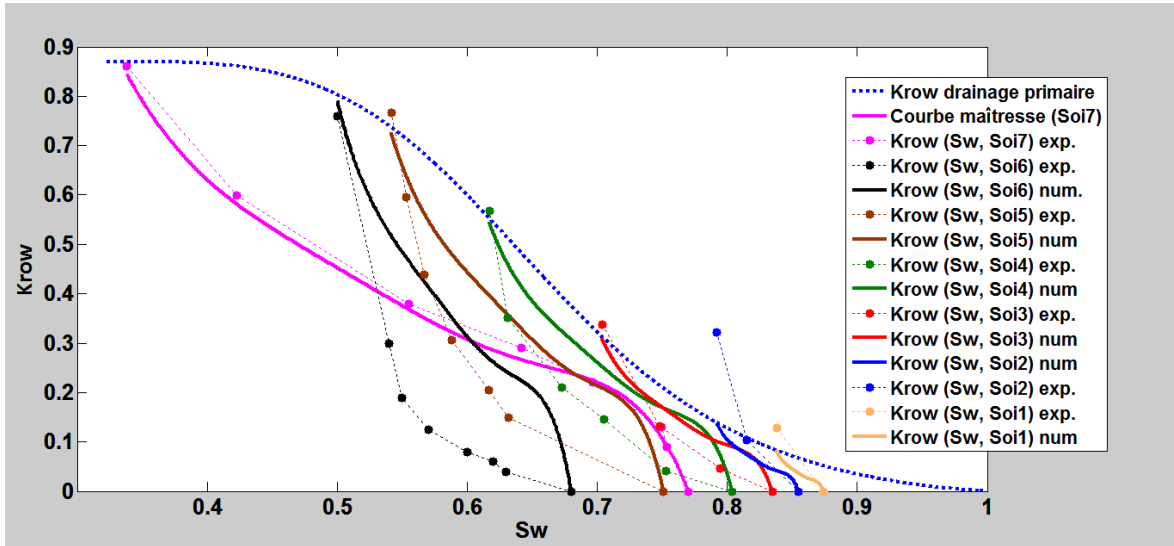


Figure 85: Résultats du modèle de Killough des Krow - Estailade

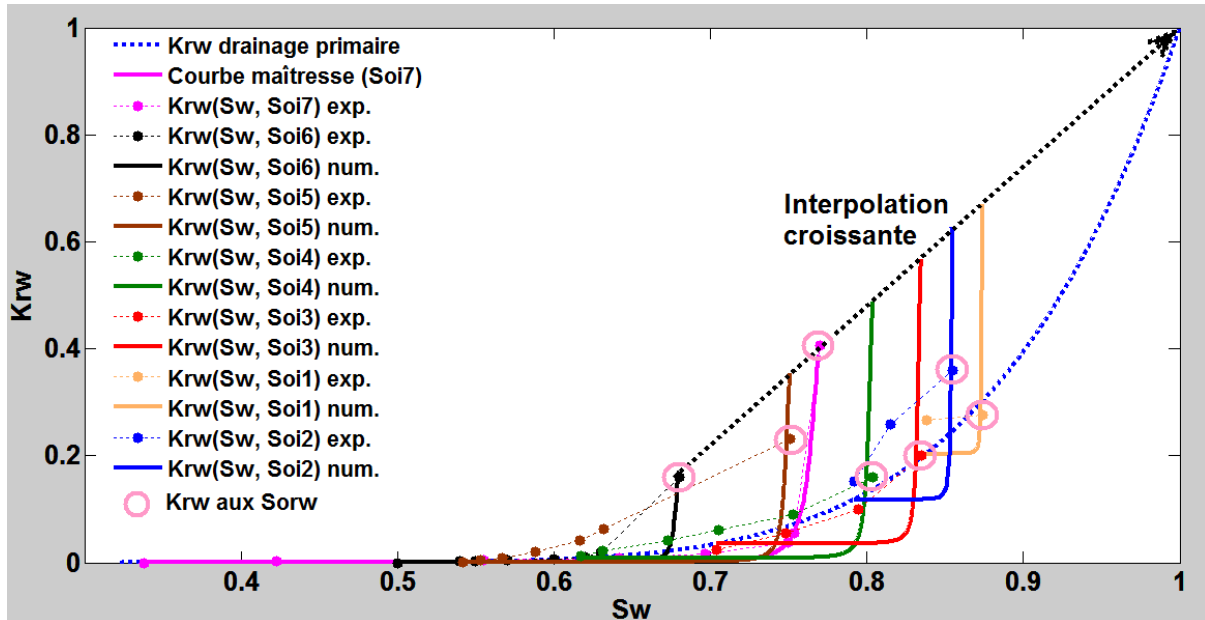


Figure 86: Résultats du modèle de Killough des Krw - Estailade

On peut faire les observations suivantes :

- Très fort désaccord pour les Krow dû au comportement très différent de la courbe maîtresse (obtenue pour le S_{oi} le plus fort après envahissement partiel de la microporosité) par rapport aux autres courbes.

- Très fort désaccord pour les K_{rw} dû à l'interpolation croissante établie entre les $K_{rw}(S_{orw})$, très différente des résultats expérimentaux.

Étant donné la différence de comportement observée sur les courbes expérimentales de K_{row} au $S_{oi, max}$ attribuée à l'envahissement prononcé de la microporosité, nous avons aussi effectué une comparaison en nous limitant à un S_{oi} correspondant à la saturation maximale atteinte sur le premier plateau des pressions capillaires de l'Estailade. De ce fait, la courbe maîtresse devient celle établie au S_{oi6} . En Figure 87, nous nous focalisons sur les courbes de K_{row} prédites par Killough étant donné que le désaccord sur les courbes K_{rw} déjà observé sera reproduit. La courbe maîtresse K_{row} (S_w, S_{oi6}) est calée avec une fonction polynomiale d'ordre 5.

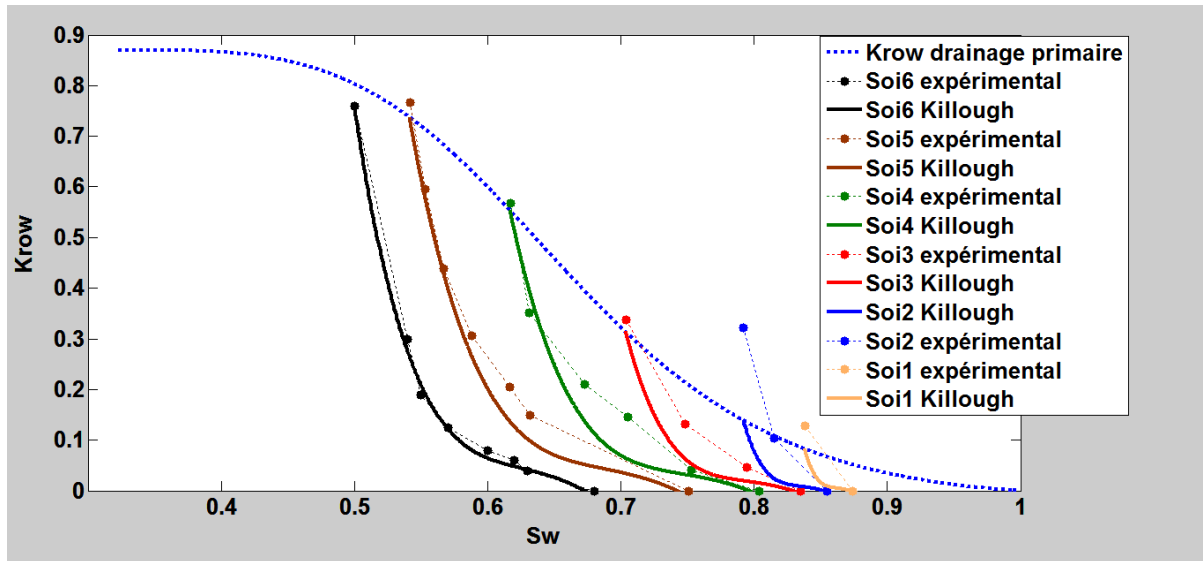


Figure 87: Résultats du modèle de Killough des K_{rw} – Estailade (macroporosité)

On observe une différence de courbure qui est plus prononcée quand on s'éloigne de la courbe maîtresse. Cette différence est plus nette pour l'Estailade que pour le Richemont à cause de la forte altération de la mouillabilité des roches d'Estailade.

Les prédictions des débits fractionnaires par le modèle de Killough pour les deux types de calcaire sont présentées Figure 88 pour le Richemont et Figure 89 pour l'Estailade. On ne s'intéresse qu'aux résultats de débits fractionnaires qui partent d'une valeur inférieure à **0,5** au S_{oi} étant donné qu'à ces valeurs, la mobilité de l'huile est encore supérieure à celle de l'eau.

On observe une bonne cohérence avec les résultats expérimentaux pour les calcaires de Richemont (Figure 88). En ce qui concerne les résultats sur l'Estailade présentés Figure 89, le modèle crée des fronts de saturations et une récupération forte à la percée. Ceci n'est pas en accord avec les résultats expérimentaux. La prédiction des taux de récupération est très optimiste et très différente de la réalité observée pour l'Estailade.

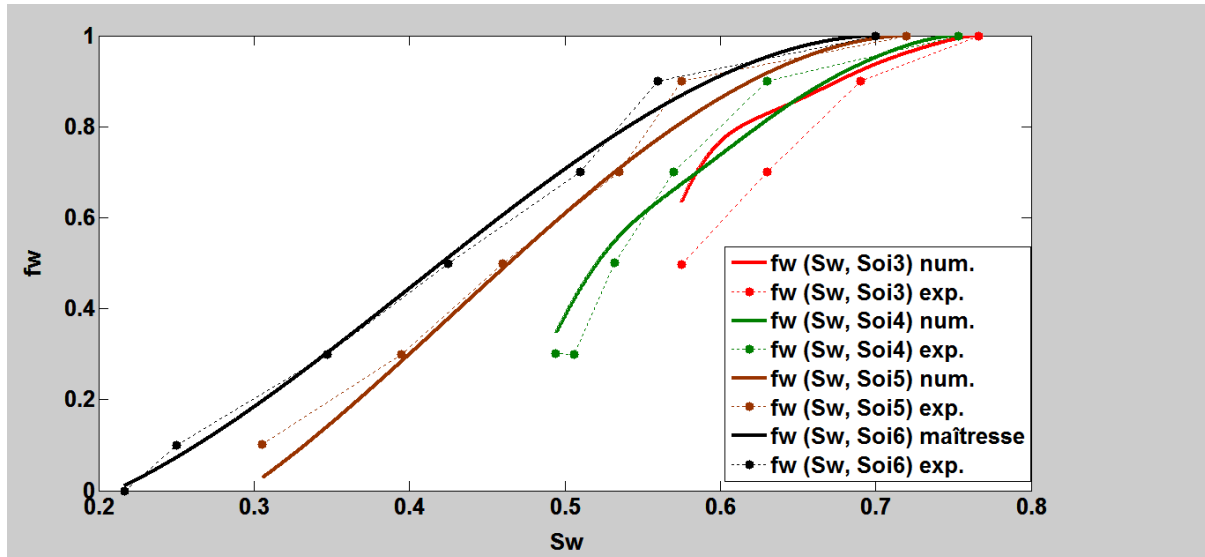


Figure 88: Prédiction des fw par Killough - Richemont
 $(\mu_w = 0.95 \text{ cP}, \mu_o = 34 \text{ cP})$

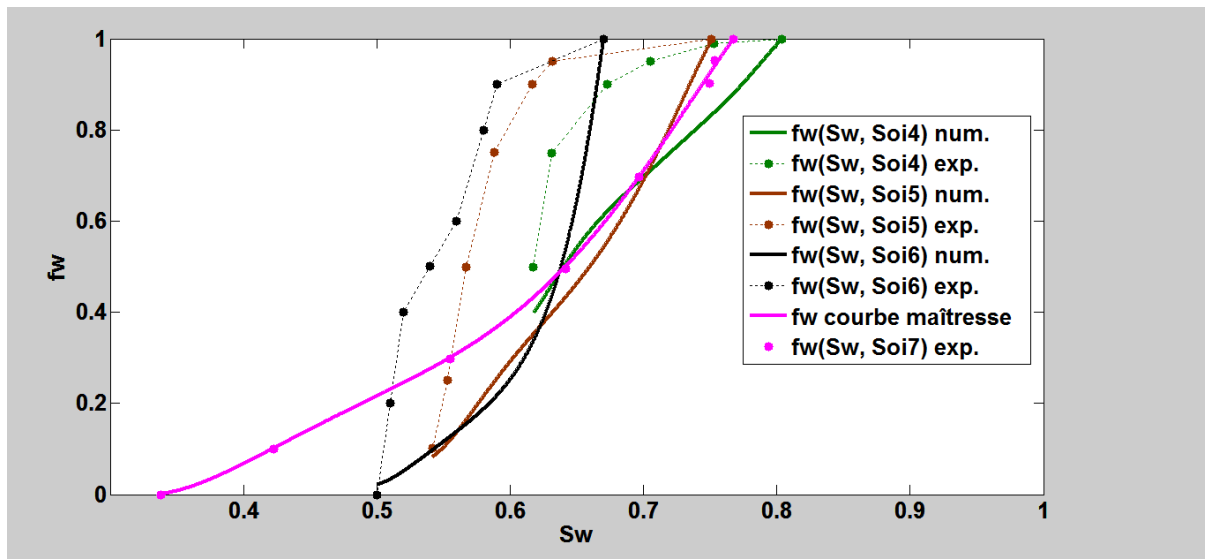


Figure 89: Prédiction des fw par Killough - Estailade
 $(\mu_w = 0.95 \text{ cP}, \mu_o = 34 \text{ cP})$

Le modèle de Killough donne de meilleurs résultats dès lors que l'altération de mouillabilité le long de la zone de transition n'est pas trop importante (mouillabilité franche à l'eau vers une mouillabilité intermédiaire).

4.2.3. Résultats numériques du modèle de Spiteri et analyses

Rappel : Le modèle de Spiteri a été décrit **Chapitre 2** (section 2.2.3.2.2.). Il ne concerne que la prédiction des Krow, en utilisant la même approche que Carlson. Les saturations résiduelles et celles initiales sont calées par une loi quadratique. Le modèle intègre aussi un paramètre γ dans l'expression des saturations mobiles et piégées, qui dépend de l'angle de contact (voir equation 93). Ce paramètre intègre la notion de la mouillabilité dans la

prédiction des perméabilités relatives à l'huile en imbibition. Il permet surtout, pour des mouillabilités franches à l'huile, de diminuer les valeurs de K_{row} et surtout de mimer l'amincissement des films d'huile se caractérisant par des K_{row} très faibles aux alentours du S_{orw} .

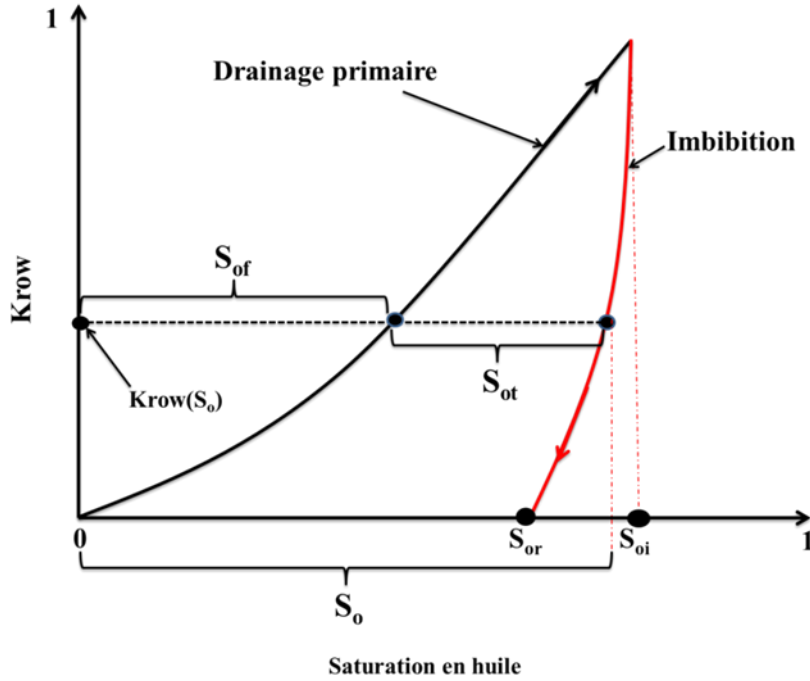


Figure 90: Illustration des saturations piégées et mobiles de Spiteri et Carlson

Rappelons les équations de Spiteri :

$$S_{or} = \alpha \cdot S_{oi} - \beta \cdot S_{oi}^2 \quad (116)$$

$$S_{ot} = S_{or} - S_{orf} - \gamma \cdot (S_o - S_{or}) \cdot (S_o - S_{oi}) \quad (117)$$

$$S_{of} = \frac{1}{2 \cdot \beta} \left[(\alpha - 1) + \sqrt{(\alpha - 1)^2 - 4 \cdot \beta \cdot (S_o - S_{or} + \gamma(S_o - S_{or})(S_o - S_{oi}))} \right] \quad (118)$$

Avec la même hypothèse de Carlson :

$$k_{ro}^{im}(S_o) = k_{ro}^{Dr}(S_{of}) \quad (119)$$

La Figure 91 illustre l'évolution du paramètre γ suivant différents angles de contact obtenu par calage des données de simulations de réseau de pores effectué par l'auteur .

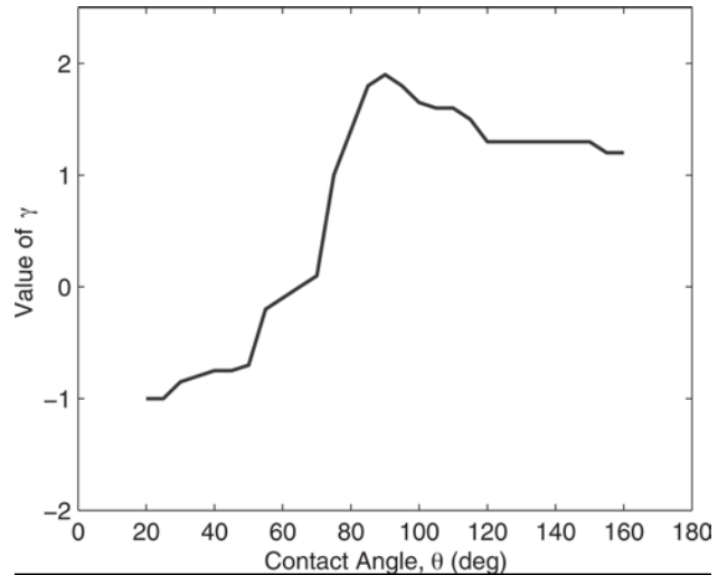


Figure 91: Variations de γ avec l'angle de contact (Spiteri, 2005)

Il n'est pas possible, dans notre cas, de vérifier cette relation qui nécessiterait une mesure d'angle de contact.

Expérimentalement, on a formulé l'hypothèse que la mouillabilité était dépendante de la saturation initiale en huile. Nous avons alors choisi de déterminer les coefficients γ qui calent au mieux nos données expérimentales et ensuite d'observer leur évolution en fonction de la saturation initiale en huile.

Pour chaque type de calcaire, nous avons établi des lois quadratiques (equation 116) du type Spiteri, énoncées précédemment, pour modéliser les résultats de saturations résiduelles en fonction des saturations initiales (Figure 92 pour le Richemont et Figure 93 pour l'Estailade).

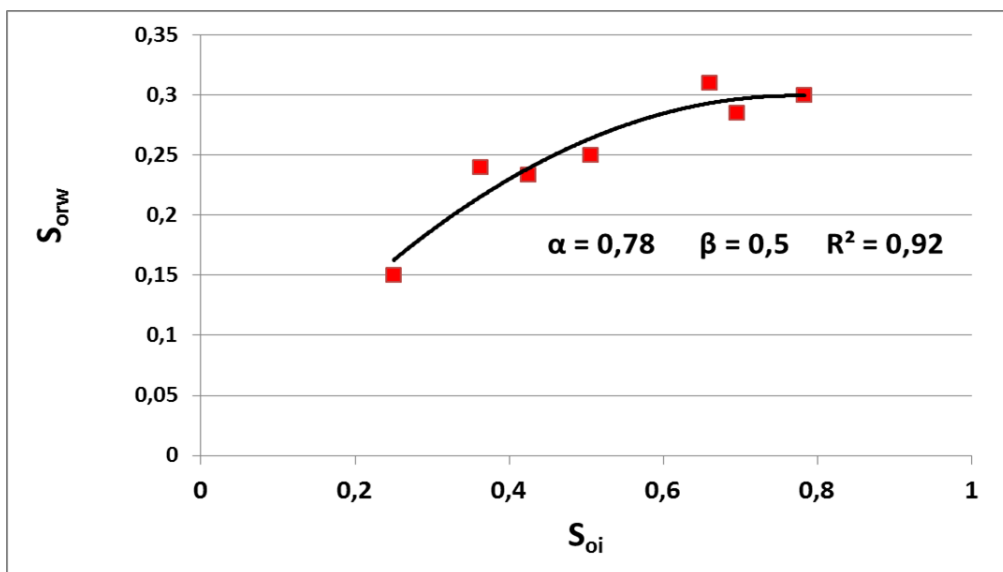


Figure 92: Calage numérique des données expérimentales de S_{orw} en fonction de S_{oi} - Calcaires de Richemont

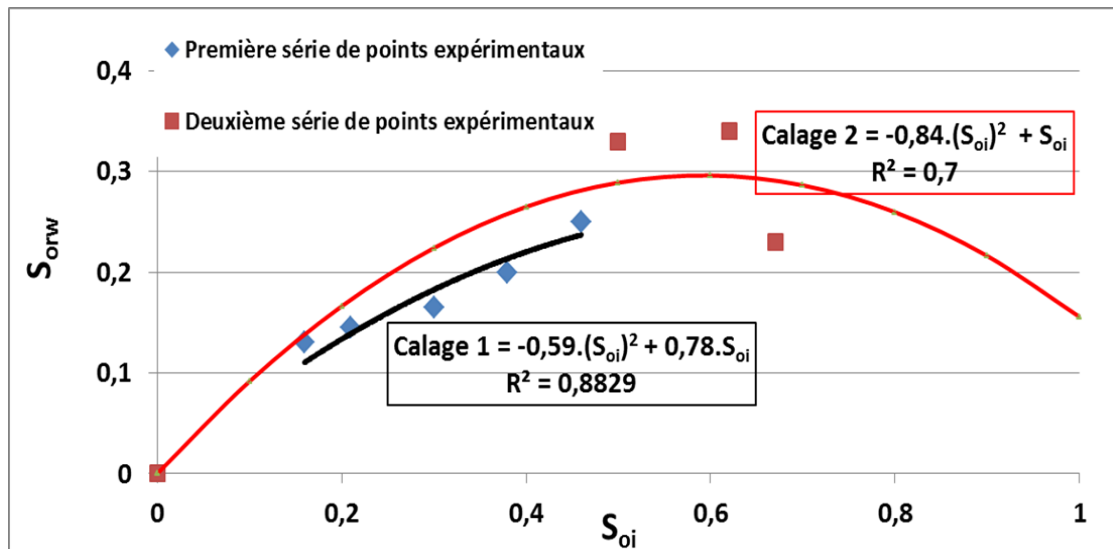


Figure 93: Calages numériques des données de Sorw en fonction de Soi - Calcaires d'Estailade

Le modèle de Spiteri stipule un choix de paramètres constants selon l'angle de contact. Étant donné que nous observons expérimentalement un changement progressif de mouillabilité très prononcé pour l'Estailade, nous avons choisi d'effectuer deux calages numériques, un premier pour les faibles saturations initiales en huile, et le deuxième pour les fortes saturations initiales.

En paramétrant γ pour caler les Krow expérimentaux, on obtient les figures suivantes :

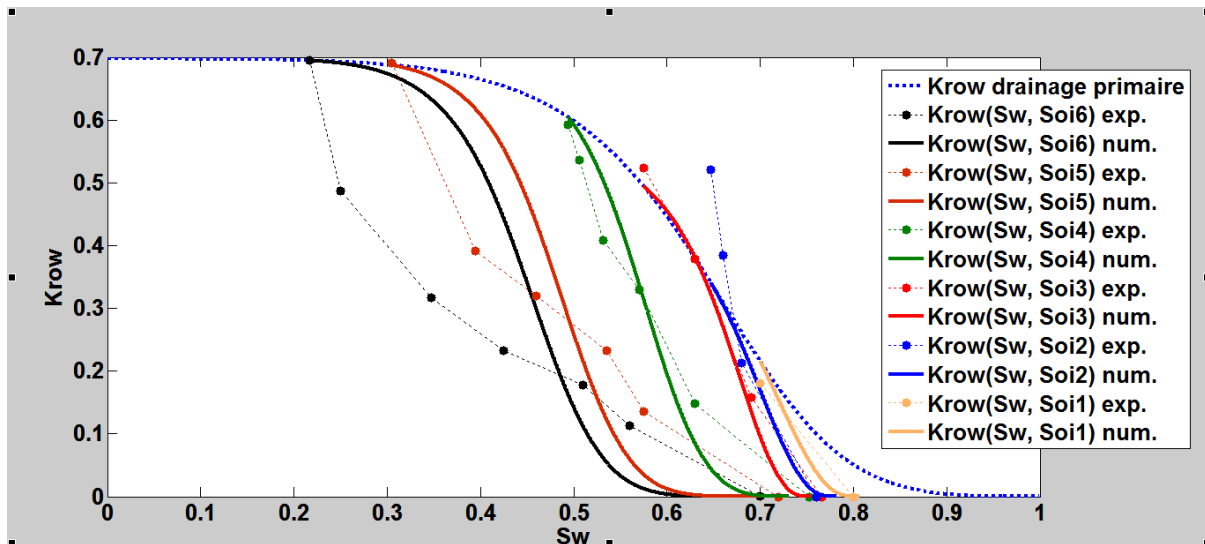


Figure 94: Résultats du modèle de Spiteri pour les Krow - Richemont

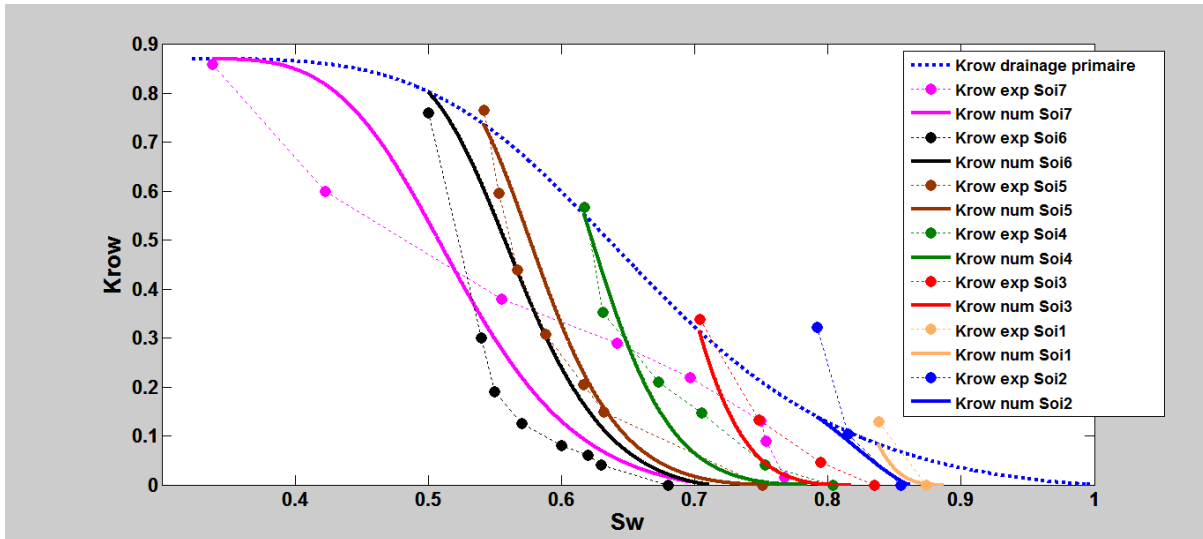


Figure 95: Résultats du modèle de Spiteri pour les Krow - Estailade

Les résultats numériques des calcaires de Richemont (Figure 94) montrent des écarts considérables avec les prédictions du modèle pour des fortes valeurs de S_{oi} . Cela est dû aux contraintes de courbures imposées par le modèle. On obtient de meilleurs résultats pour les faibles valeurs de saturations initiales.

Pour le calcaire d'Estailade (Figure 95), on observe de bons résultats pour les S_{oi} faibles et modérés ($S_{oi1} \rightarrow S_{oi5}$). A très forts S_{oi} (S_{oi6} et S_{oi7}), on observe de grands écarts. Ces écarts sont en partie liés à la prédiction peu satisfaisante des saturations résiduelles.

La mouillabilité étant liée à la saturation initiale en huile, nous avons choisi d'évaluer l'évolution du paramètre γ obtenu des calages, en fonction de la saturation initiale en huile. Les résultats sont présentés Figure 96 pour les résultats sur Richemont et Figure 97 pour les résultats sur Estailade.

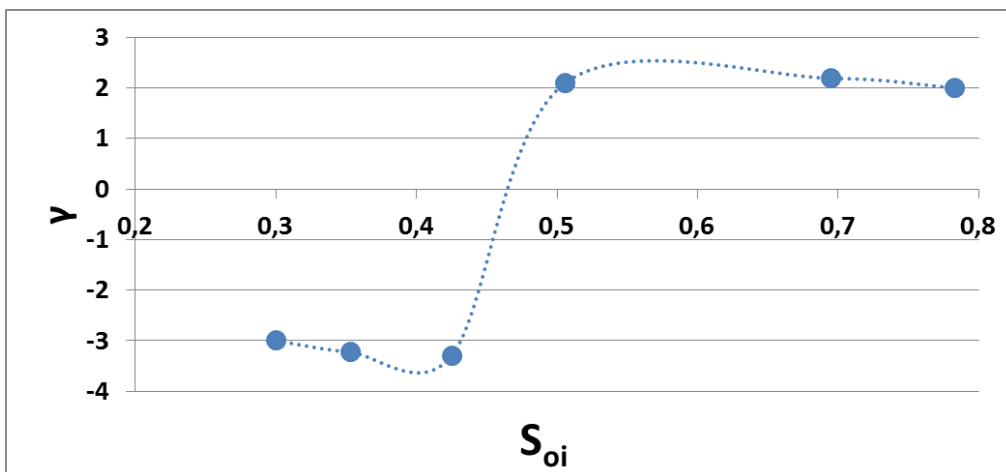


Figure 96: Évolution de γ en fonction de S_{oi} - Richemont

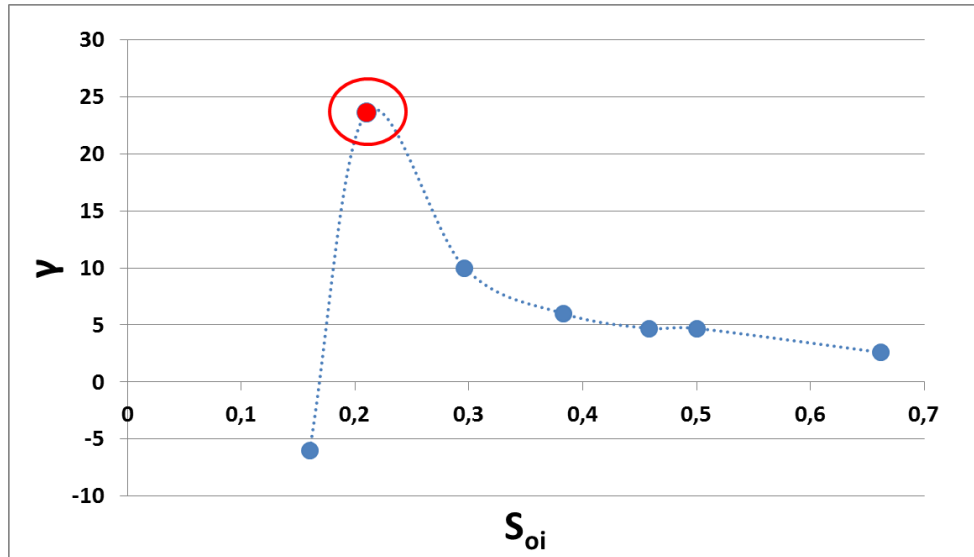


Figure 97: Évolution de γ en fonction de S_{oi} - Estailade

Pour les calcaires de Richemont (Figure 96), l'évolution observée du paramètre γ suit la même tendance que la prédiction de Spiteri (Figure 91). Concernant les calcaires d'Estailade (Figure 97), le résultat est un peu problématique étant donné que le point rouge sort de la tendance. Il est à noter que ce point fait référence au $S_{oi,2}$ d'Estailade (Figure 95) qui présente des points expérimentaux largement en dehors de la courbe enveloppe de drainage. Ce comportement peut occasionner des erreurs dans la détermination du paramètre γ pour les véritables valeurs au $S_{oi,2}$.

Du modèle de Spiteri, on réalise l'importance de prise en compte de la mouillabilité qui serait un point clé dans la précision de prédiction des perméabilités relatives.

4.2.4. Résultats numériques du modèle de Skjaeveland et analyses

Rappel : Ce modèle nécessite plusieurs paramètres d'entrées qui ne sont pas toujours accessibles expérimentalement par mesure directe. Il convient alors d'énoncer des hypothèses qui permettraient de s'affranchir de certains paramètres et aussi de minimiser les erreurs induites. La formulation des perméabilités relatives consiste à effectuer une pondération entre les courbes de K_r en mouillabilité franche à l'huile et celle en mouillabilité franche à l'eau. Comme énoncé **chapitre 2** (section 2.2.3.2.4.), les perméabilités relatives en imbibition se présentent comme suit :

$$k_{rwi} = \frac{c_{wi} \cdot k_{rw,wwi} - c_{oi} \cdot k_{rw,owi}}{c_{wi} - c_{oi}} \quad (120)$$

$$k_{roi} = \frac{c_{wi} \cdot k_{ro,wwi} - c_{oi} \cdot k_{ro,owi}}{c_{wi} - c_{oi}} \quad (121)$$

$$k_{ro,owi} = (S_o^*)^{1+m_{oi}+2.a_{oi}} \quad (122)$$

$$k_{rw,wwi} = (S_w^*)^{1+m_{wi}+2.a_{wi}} \quad (123)$$

$$k_{rw,owi} = (1 - S_o^*)^{m_{wi}} \cdot (1 - (S_o^*)^{2a_{oi}+1}) \quad (124)$$

$$k_{ro,wwi} = (1 - S_w^*)^{m_{oi}} \cdot (1 - (S_w^*)^{2a_{wi}+1}) \quad (125)$$

Où « i » désigne l'imbibition. Les coefficients de pondération c_w 's et c_o 's dépendent de la saturation et les équations 122 à 125 sont les équations de Brooks et Corey en franche mouillabilité à l'huile et à l'eau. Les indices « ow » signifient oil-wet (mouillabilité franche à l'huile) et « ww » signifient water-wet (mouillabilité franche à l'eau).

Expérimentalement, nous disposons de :

- Courbes de Kr en drainage primaire et imbibition primaire en mouillabilité franche à l'eau
- Mesures d'indice de mouillabilité à des S_{oi} élevés.

Pour implémenter le modèle, il manque les résultats suivants :

- Courbes d'imbibition de Kr (et P_c) en **mouillabilité franche à l'huile**
- Courbes de P_c en imbibition en mouillabilité franche à l'eau.

Ne disposant pas de ces courbes expérimentales, nous avons émis des hypothèses qui nous ont permis de caractériser que la moyenne optimale de pondération en déterminant pour chaque S_{oi} les meilleurs coefficients de calage, pour ensuite évaluer son évolution par rapport aux mesures d'indices de mouillabilité expérimentalement effectuées. La procédure est expliquée en Annexe D. Des hypothèses, on déduit une courbe K_{row} en mouillabilité franche à l'huile. Ainsi, on peut déduire les paramètres de pondération qui permettent de caler les valeurs expérimentales.

On obtient les résultats présentés dans les Figure 98 et Figure 99 :

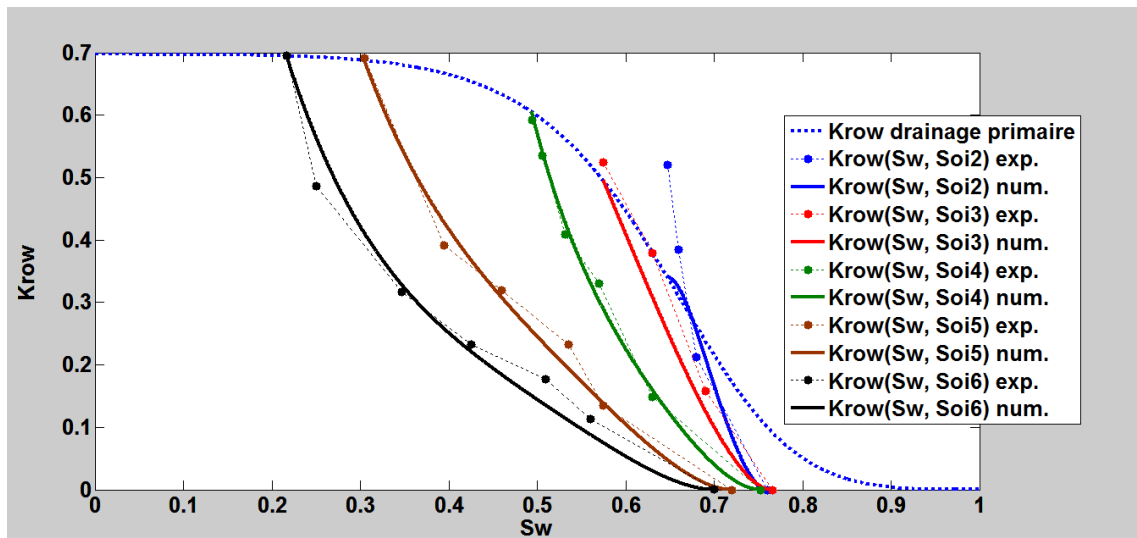


Figure 98: Résultats du modèle de Skjaeveland des Krow - Richmond

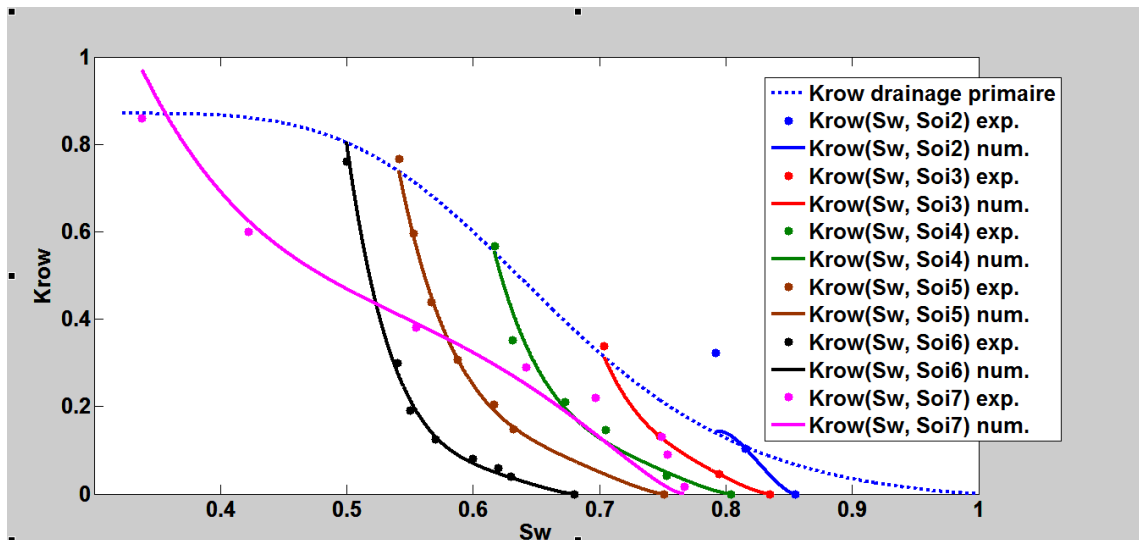


Figure 99: Résultats du modèle de Skjaeveland des Krow - Estaillade

Les courbes expérimentales sont calées de manière satisfaisante. Les valeurs des coefficients de pondération résultant de ce calage sont données en Annexe D.

La comparaison de la moyenne de pondération et les résultats de test de mouillabilité, en fonction des saturations initiales montrent des tendances similaires pour les deux types de roches calcaires (Figure 100 pour les calcaires de Richemont et Figure 101 pour les calcaires d'Estaillade)

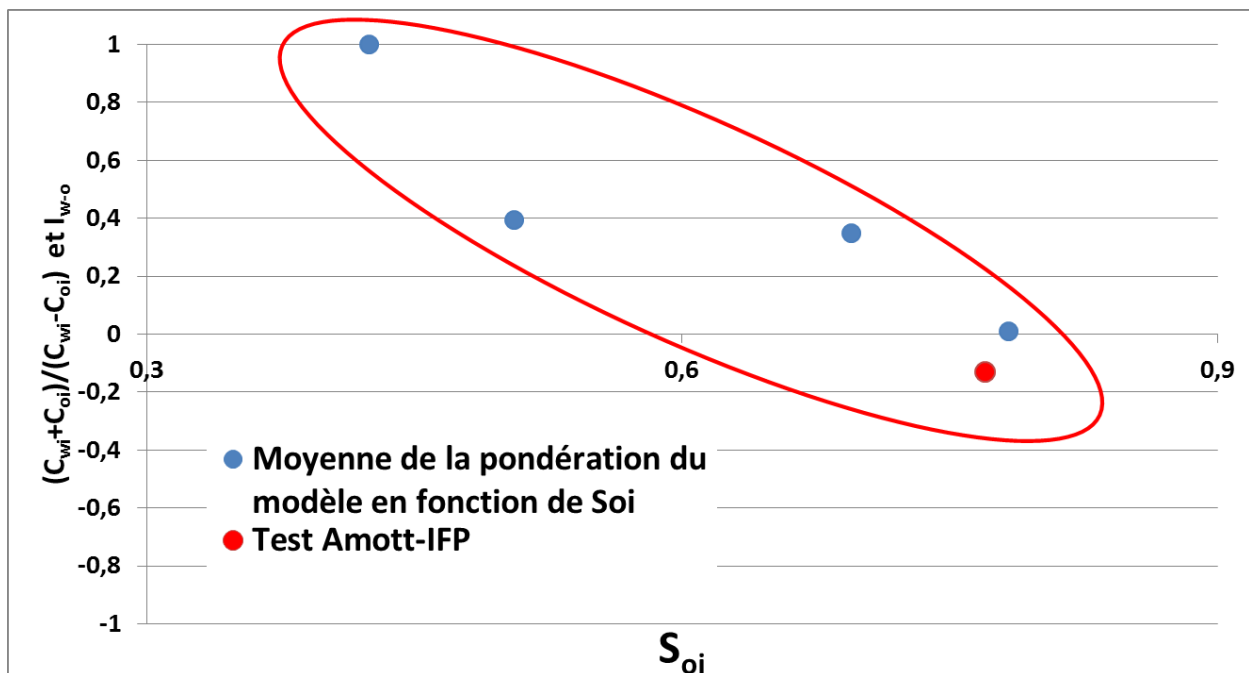


Figure 100: Comparaison des moyennes de pondération Skjaeveland et du test Amott-IFP - Richemont

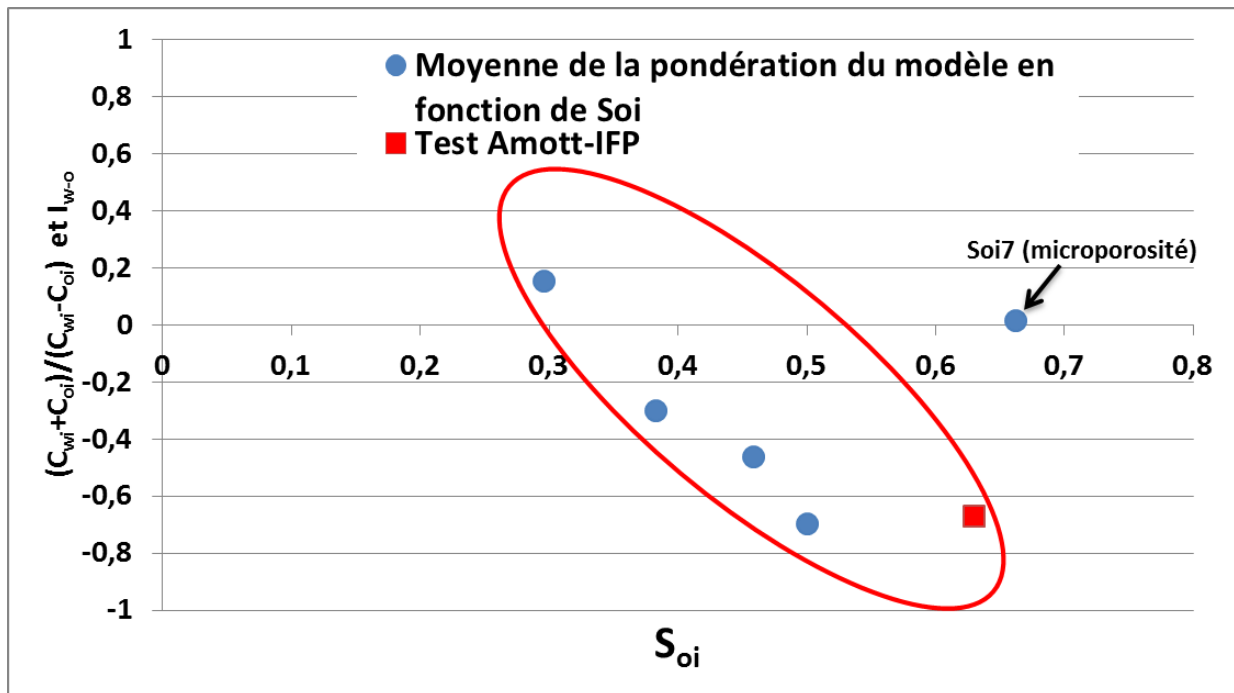


Figure 101: Comparaison des moyennes de pondération Skjaeveland et du test Amott-IFP - Estailade

L'évolution de la mouillabilité serait alors étroitement liée aux coefficients de pondération du modèle. Les résultats obtenus sont cohérents avec les valeurs d'indice de mouillabilité mesurées mais nécessitent encore beaucoup d'hypothèses qui ne sont pas forcément vérifiées dans la littérature.

4.2.5. Analyse globale des résultats numériques

Le modèle d'hystérésis qui génère les plus grandes incertitudes sur les valeurs expérimentales est celui de Carlson. Il est très imprécis, même pour des mouillabilités franches à l'eau.

Le modèle de Killough présente une construction un peu plus réaliste pour de petites altérations de mouillabilités (mouillabilités intermédiaires). Par contre, il n'est pas à même de restituer le changement de courbures pour de fortes altérations. Ce modèle est donc à proscrire pour des prédictions en zone de transition de réservoirs carbonatés où la mouillabilité est très facilement altérée. Il existe très peu de modèles d'évaluation du K_{rw} dans la littérature. Des hypothèses d'interpolations sont généralement proposées sans validation expérimentale.

Les modèles les plus récents (Spiteri ou Skjaeveland) qui essaient d'intégrer un facteur de mouillabilité sont encore très perfectibles et nécessitent de nombreux paramètres. Les résultats obtenus par ces modèles montrent une réelle tendance à réduire les incertitudes sur la prédiction des K_r en prenant en compte la mouillabilité. C'est donc un facteur très important à intégrer dans la procédure de modélisation des perméabilités relatives.

Il existe donc une difficulté réelle à produire des modèles satisfaisants en zone de transition, à l'aide de très peu de données expérimentales.

4.2.6. Proposition d'un nouveau modèle d'hystérésis

L'analyse des résultats expérimentaux de perméabilité relative en zone de transition, dans une perspective de construction d'un nouveau modèle d'hystérésis, a montré que :

- Avant et après vieillissement, il n'y a pratiquement pas de changement pour une valeur fixe de S_{oi} , des valeurs de perméabilités relatives.
- Bien qu'il y ait une hystérésis plus prononcée pour les fortes valeurs de S_{oi} , les K_{rw} gardent des formes assez similaires.
- La courbure des K_{row} augmente quand S_{oi} augmente.
- Quand la saturation en huile augmente et que l'on envahit partiellement la microporosité, le comportement de la courbure de K_{row} est très différent de celles observées quand l'envahissement des pores ne concerne que la macroporosité. Néanmoins on observe une hystérésis très prononcée pour le K_{rw} .
- Quand S_{oi} diminue, $K_{rw}(S_{orw})$ tend vers la valeur de K_{rw} obtenue en drainage primaire pour la valeur de saturation S_{orw} .

En se basant sur les comparaisons numériques effectuées, on tire les conclusions suivantes :

- Le modèle de Killough est très prédictif pour des milieux pratiquement mouillables à l'eau.
- Les modèles d'hystérésis de K_r prenant en compte la mouillabilité (Spiteri, Skjaeveland) montrent une certaine tendance commune à suivre l'altération de la mouillabilité en fonction du S_{oi} . Le modèle de Spiteri l'illustre par l'évolution de son paramètre γ et le modèle de Skjaeveland par sa moyenne de pondération.
- Ces modèles reposent sur des procédures très claires de construction des courbes de K_{row} , mais ne sont pas à même de prédire les K_{rw} .

En tenant compte de toutes ces observations nous avons construit un modèle avec deux procédures différentes, l'une pour les K_{row} et l'autre pour les K_{rw} , en s'aidant des adaptations déjà existantes dans la littérature (Killough et Skjaeveland).

4.2.6.1. Construction des K_{row} en zone de transition

Nous avons pu constater que le modèle de Skjaeveland décrit assez bien le comportement des courbures de K_{row} en zone de transition. De même, ledit modèle nécessite la connaissance de plusieurs paramètres qui ne sont pas accessibles expérimentalement.

La construction proposée des K_{row} requiert les données expérimentales suivantes :

- K_{rw} en drainage primaire (mouillabilité franche à l'eau)
- K_{row} en imbibition primaire (mouillabilité franche à l'eau)
- Une mesure d'indice de mouillabilité effectuée avec l'huile brute au $S_{oi, max}$ atteint (ou bien à une S_{oi} quelconque).

Cette construction est basée sur la logique du modèle de Skjaeveland, par pondération entre les courbes en mouillabilité franche à l'huile et celle franche à l'eau. Elle se divise alors en deux étapes : D'abord on détermine l'allure des courbes en mouillabilités franches (à l'huile, et à l'eau) puis on effectue la pondération.

1^{ère} étape : détermination de Krow en mouillabilités franche à l'huile

Les courbes expérimentales Krow en mouillabilité **franche à l'eau** font partie des résultats obtenus expérimentalement. On les modélise numériquement avec les équations de Brooks et Corey. En mouillabilité franche à l'eau (w_{wi}), on a :

$$k_{rO,w_{wi}} = k_{rO0} \cdot (1 - S_w^*)^{m_{oi}} \cdot (1 - (S_w^*)^{2a_{wi}+1}) \quad (126)$$

Où k_{rO0} est la valeur de Krow au S_{wi} . En mouillabilité franche à l'huile on a :

$$k_{rO,o_{wi}} = (S_o^*)^{1+m_{oi}+2.a_{oi}} \quad (127)$$

Grâce aux données expérimentales en mouillabilité franche à l'eau, on détermine les coefficients : m_{oi} , et a_{wi} . (équation 126). Pour déterminer le dernier coefficient a_{oi} (équation 127) présent dans l'écriture de Krow en mouillabilité franche à l'huile, on émet une hypothèse :

- On a un comportement de courbure similaire de Krow en mouillabilité franche à l'huile et Krw en mouillabilité franche à l'eau.

En mouillabilité franche à l'eau, on a pour Krw, l'équation suivante :

$$k_{rW,w_{wi}} = (S_w^*)^{1+m_{wi}+2.a_{wi}} \quad (128)$$

On égalise les puissances de Krw et Krow étant donné qu'ils contrôlent la courbure observée, on obtient :

$$a_{oi} = \frac{m_{wi} + 2 \cdot a_{wi} - m_{oi}}{2} \quad (129)$$

2^{ème} étape : Pondération

Pour générer les Krow en zone de transition, nous avons choisi de pondérer les valeurs de perméabilités relatives en mouillabilités franches, avec des coefficients qui sont fonction de l'indice de mouillabilité mesuré. Nous proposons une évolution de mouillabilité linéaire-constante illustrée ci-dessous.

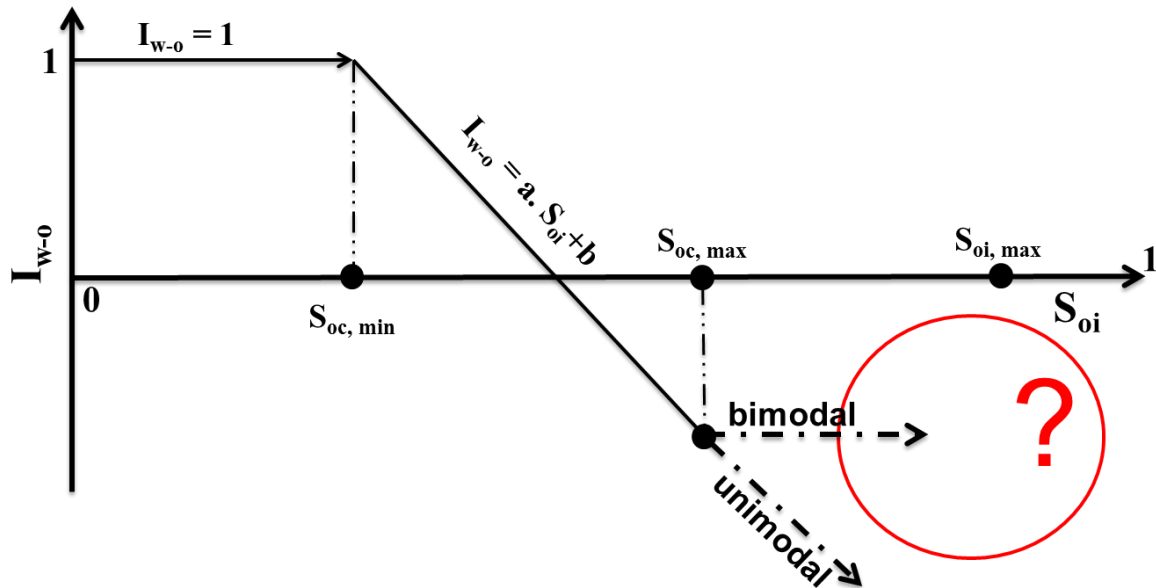


Figure 102: Proposition d'évolution de la mouillabilité en fonction de S_{oi}

Explications : Les résultats expérimentaux obtenus en zone de transition montrent que la mouillabilité n'est pratiquement pas modifiée (mouillabilité franche à l'eau) pour des faibles valeurs de S_{oi} . Au-delà d'une certaine saturation initiale (critique) en huile ($S_{oc, min}$, Figure 102), des modifications sont observées (que ce soit sur les courbures de Krow ou sur K_{rw}).

Pour les milieux poreux à distribution de pores unimodale, nous considérons que la mouillabilité est d'autant plus altérée que la saturation initiale en huile augmente. Une des explications plausibles serait que, lorsque l'huile envahit les pores (S_{oi} augmente), on a donc une augmentation de pression capillaire qui s'accompagnerait d'une diminution des films d'eau et donc d'un passage de mouillabilité à l'eau vers une mouillabilité mixte ou à l'huile.

Or, pour des milieux à distribution de pores bimodale, nous considérons un comportement différent. Pour des S_{oi} faibles (c'est-à-dire avant le $S_{oc, max}$, Figure 102), L'évolution décrite précédemment n'est pas modifiée. La plupart des gros pores ayant été envahis, la pression nécessaire pour se déplacer dans les plus petits pores (S_{oi} forts) est généralement très importante. De ce fait, une fois ayant atteint le $S_{oc, max}$, qui est la saturation de transition entre les deux plateaux observés de la pression capillaire, on atteint un plateau de mouillabilité dû au fait que la pression de rupture dans les pores les plus petits est extrêmement élevée et nécessite une certaine fraction d'envahissement de la microporosité. Cette explication est illustrée par le plateau d'indice de mouillabilité en Figure 102. Le choix des saturations $S_{oc, min}$ est effectué via les résultats de K_{rw} que nous présenterons ultérieurement. Nous ne traiterons pas dans ce modèle, le cas des S_{oi} situés sur le second plateau de pression capillaire.

Considérons des milieux poreux pour lesquels une mesure expérimentale d'indice de mouillabilité $I_{w-o, exp}$ a été effectuée à une saturation $S_{oi, exp}$.

Pour des milieux à structure uni modale, on obtient (Figure 102):

$$I_{w-o} = \begin{cases} 1 & \text{si } S_{oi,exp} \leq S_{oc,min} \\ \text{sinon} \left(\frac{1 - I_{wo,exp}}{S_{oc,min} - S_{oi,exp}} \right) \cdot S_{oi} + \left(\frac{S_{oi,exp} - I_{wo,exp} \cdot S_{oc,min}}{S_{oi,exp} - S_{oc,min}} \right) & \end{cases} \quad (130)$$

Pour des milieux à structures bimodales, on obtient (voir Figure 102):

$$I_{w-o} = \begin{cases} 1 & \text{si } S_{oi,exp} \leq S_{oc,min} \\ \mathbf{A} \cdot S_{oi} + \mathbf{B} & \text{si } S_{oc,min} \leq S_{oi,exp} \leq S_{oc,max} \\ I_{wo,exp} & \text{si } S_{oc,max} \leq S_{oi,exp} \end{cases} \quad (131)$$

Avec :

$$\mathbf{A} = \left(\frac{1 - I_{wo,exp}}{S_{oc,min} - S_{oi,exp}} \right) \quad (132)$$

$$\mathbf{B} = \left(\frac{S_{oi,exp} - I_{wo,exp} \cdot S_{oc,min}}{S_{oi,exp} - S_{oc,min}} \right) \quad (133)$$

En pondérant on a donc :

$$K_{rowi}(S_o) = \left(\frac{1 + I_{w-o}}{2} \right) \cdot k_{ro,wwi}(S_o) + \left(\frac{-1 + I_{w-o}}{2} \right) \cdot k_{ro,owi}(S_o) \quad (134)$$

Ainsi sont générées les courbes de Krow en zone de transition.

4.2.6.2. Construction des Krw en zone de transition

Nous proposons une construction de Krw (Figure 103) qui se rapproche du modèle de Killough mais qui permet de maintenir les valeurs des Krw entre les courbes enveloppes (ce qui n'est pas le cas pour le modèle de Killough). Étant donné que les courbes expérimentales observées sont très proches les unes des autres, une construction du type Killough suffirait pour caler les données expérimentales.

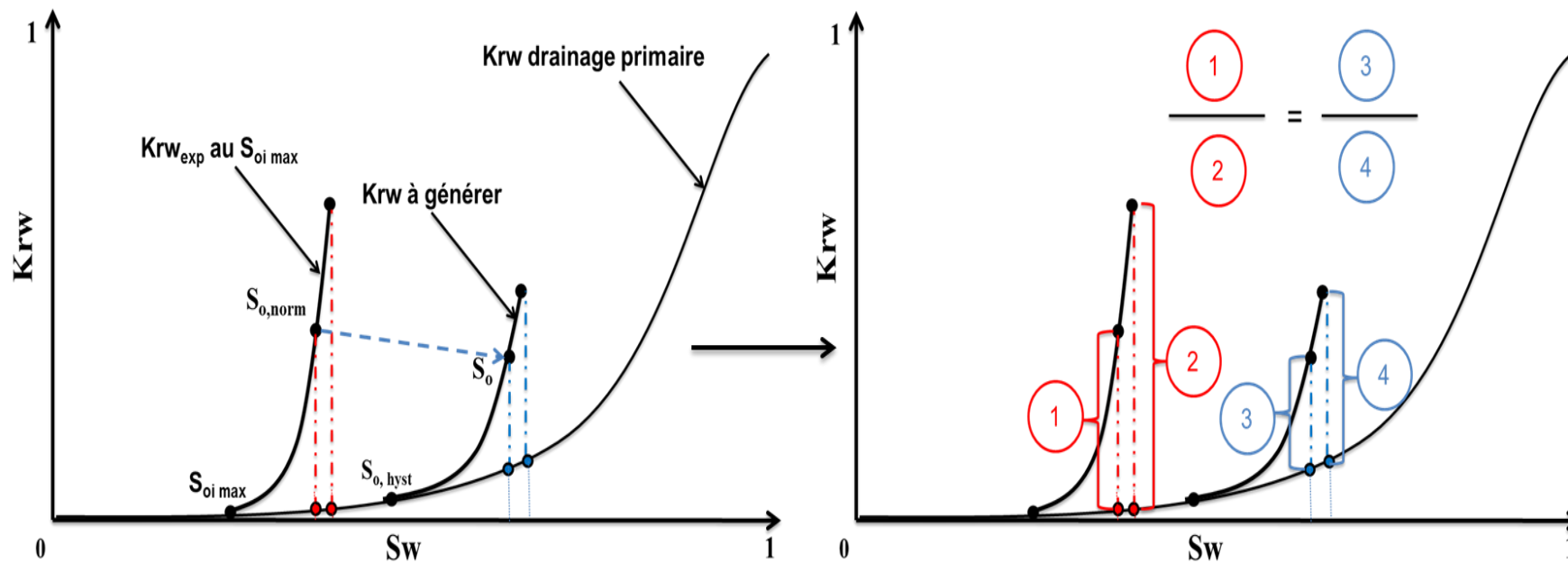


Figure 103: Construction proposée des K_{rw}

Contrairement à la méthode de Killough, nous proposons un rapport de différence de perméabilités relatives entre K_{rw} en mouillabilité altérée et K_{rw} en mouillabilité franche à l'eau (Figure 103). Nous partons du même principe d'utilisation de la courbe extrême obtenue expérimentalement et du même principe de normalisation des saturations

La normalisation s'exprime par :

$$S_o^{Norm} = S_{orw}^{Max} + \left[\frac{(S_o - S_{orw}) \cdot (S_o^{Max} - S_{orw}^{Max})}{S_o^{Hyst} - S_{orw}} \right] \quad (135)$$

Où S_{orw} est la saturation résiduelle obtenue en imbibition, en partant de S_o^{Hyst} . $S_{orw, max}$ est la saturation résiduelle obtenue expérimentalement sur la courbe maitresse. La seule variable inconnue est l'évolution des perméabilités relatives aux S_{orw} . On a montré que Killough suppose une interpolation linéaire croissante. Ce schéma n'est pas expérimentalement observé.

Les figures ci-dessous (Figure 104 et Figure 105) représentent pour chaque type de roche calcaire, l'évolution des rapports des K_{rw} en zone de transition et en mouillabilité franche à l'eau, comme présenté Figure 76 et Figure 77, et aussi le calage analytique qui a été effectuée sur l'évolution des K_{rw} en zone de transition aux S_{orw} en fonction des S_{oi} . Les seuls points utilisés pour ce calage sont le $S_{oc, min}$ choisi et le $S_{oi, max}$ expérimental. Nous avons utilisé des équations exponentielles.

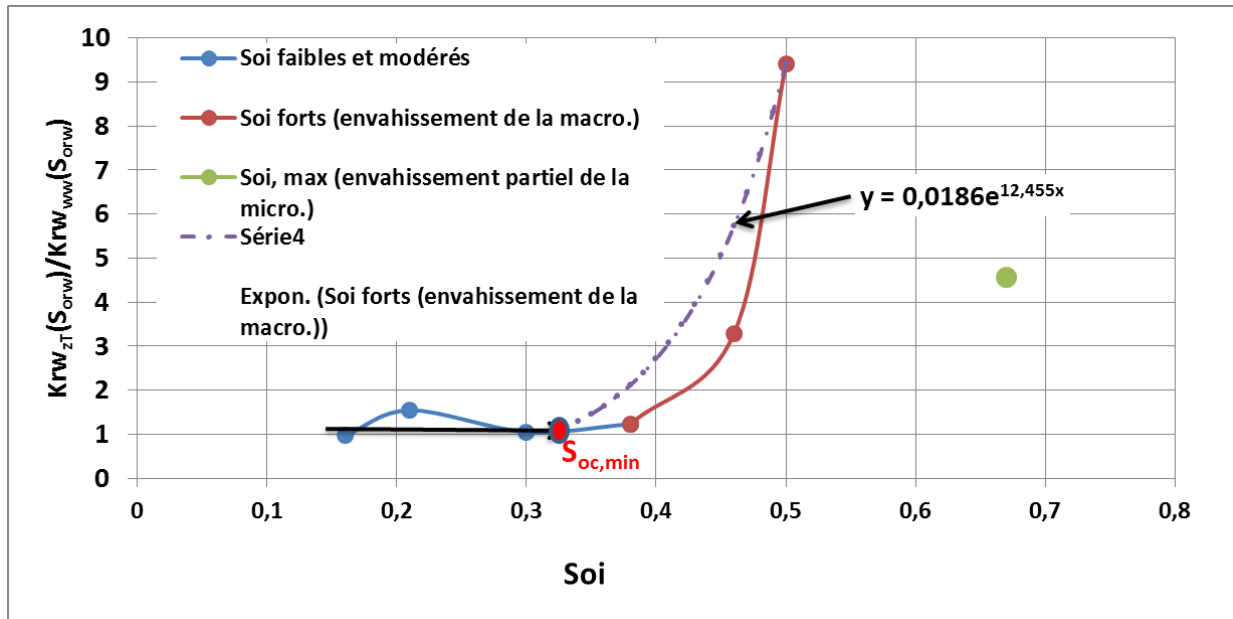


Figure 104: Interpolation du rapport des K_{rw} zone de transition et mouillabilité à l'eau - Calcaire d'Estailade

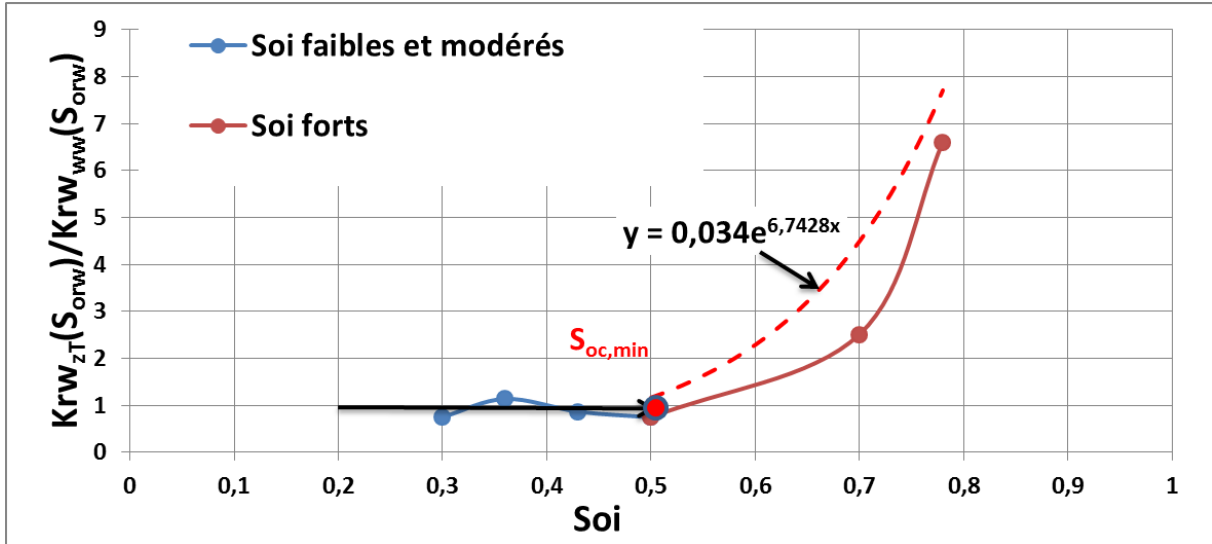


Figure 105: Modélisation du rapport des K_{rw} zone de transition et mouillabilité à l'eau - Calcaire de Richemont

Les K_{rw} (S_{orw}) sont approximés par une loi exponentielle entre $S_{oc,min}$ et $1-S_{or,exp}$. $S_{or,exp}$ est la valeur de la saturation résiduelle expérimentale obtenue après imbibition au $S_{oi,max}$. On considère que les valeurs de K_{rw} sont les mêmes en drainage primaire qu'en imbibition pour les saturations initiales en huile inférieures au $S_{oc,min}$.

On obtient alors :

$$k_{rw}^{im}(S_o) = k_{rw}^{Dr}(S_o) + \left[\frac{k_{rw}^{Im,exp}(S_o^{Norm}) - k_{rw}^{Dr}(S_o^{Norm})}{k_{rw}^{Im,exp}(S_{orw}^{Max}) - k_{rw}^{Dr}(S_{orw}^{Max})} \right] \cdot (k_{rw}^{im}(S_{orw}) - k_{rw}^{Dr}(S_{orw})) \quad (136)$$

Et $k_{rw}^{im}(S_{orw})$ déduit de l'interpolation exponentielle décrite précédemment.

Les observations expérimentales de l'évolution des rapports de K_{rw} (Figure 104 et Figure 105) montrent que leur augmentation débute quand on avoisine une saturation effective de 0,65. Nous avons alors choisi de faire correspondre le $S_{oc,min}$ à la saturation effective de **0,65** pour toutes les roches. Le calage analytique prend alors effet à partir du $S_{oc,min}$ avec une valeur du rapport des K_{rw} de 1.

Pour le Richemont, $S_{oc,min} = 0,5$ et pour l'Estailade, $S_{oc,min} = 0,32$ (on ne considère que le premier plateau de pression capillaire). On génère ainsi les courbes de K_{rw} en zone de transition.

4.2.6.3. Résultats du modèle d'hystérésis

Calcaire de Richemont

Nous avons choisi une saturation effective critique d'altération de mouillabilité de 0,65 d'où $S_{oc,min} = 0,32$. On obtient les résultats suivants :

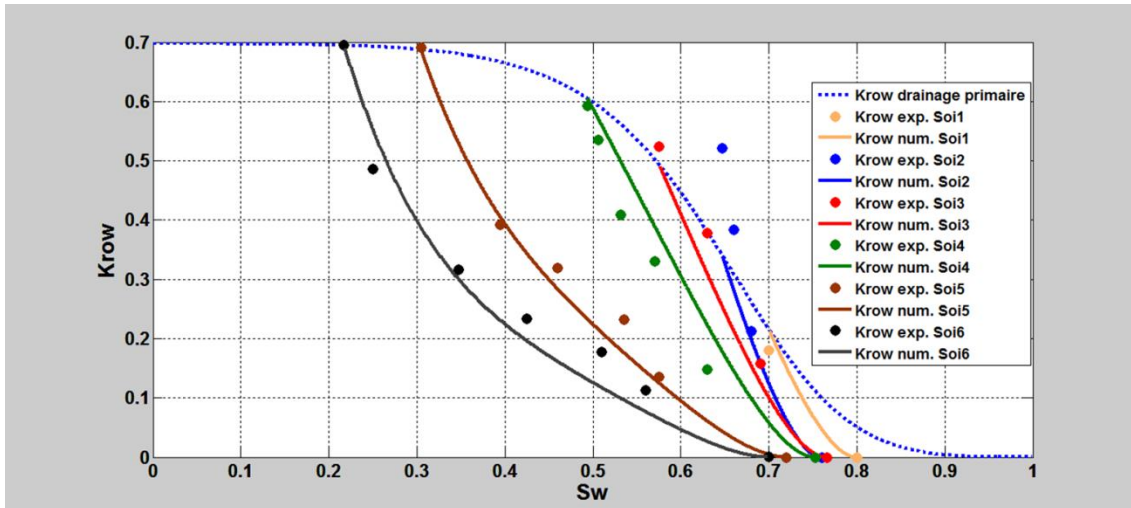


Figure 106: Modélisation numérique des Krow

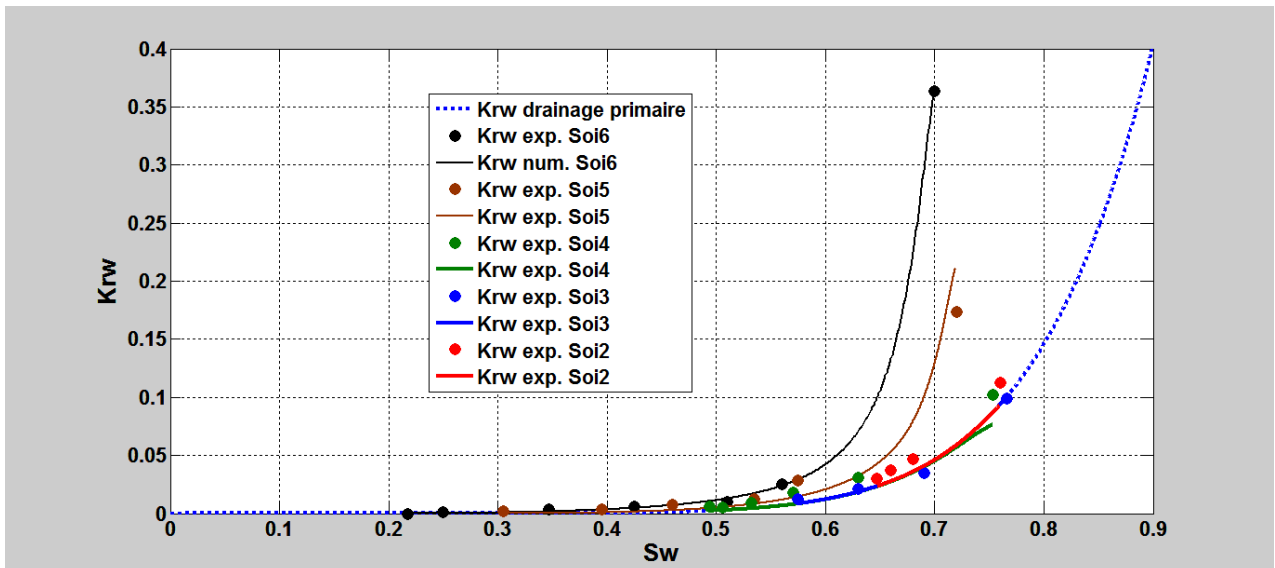


Figure 107: Modélisation numérique des Krow

On obtient de très bons résultats pour le calcaire de Richemont. La modélisation des Krow montre qu'on représente l'évolution des courbures avec le S_{oi} . De même, l'inspection des Krow montre que l'hystérésis est bien modélisée avec pour seuls paramètres d'entrées la saturation critique d'altération de mouillabilité et la courbe expérimentale de Krow au $S_{oi,max}$.

Calcaire d'Estailade

On ne s'intéresse pour ces échantillons qu'au premier plateau de pression capillaire en drainage primaire qui présente pour saturation maximale en huile étudiée : $S_{oi,max} = 0,5$. Pour ces calcaires, la saturation effective critique de 0,65 correspond à une saturation critique d'altération de mouillabilité de : $S_{oc,min} = 0,5$.

On obtient les résultats suivants :

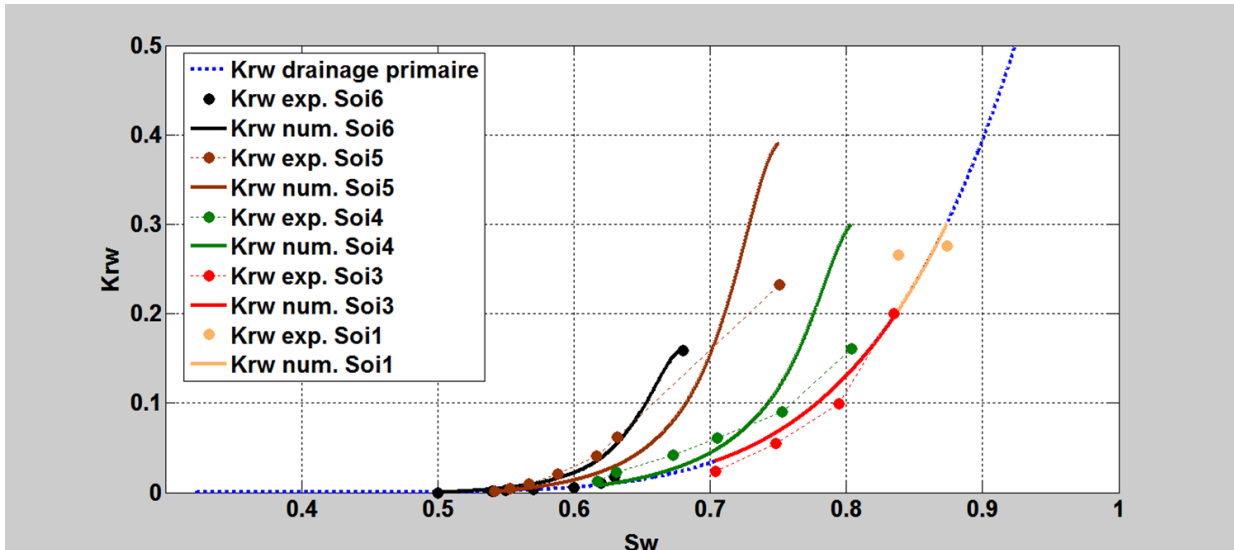


Figure 108: Modélisation numérique des Krw en zone de transition

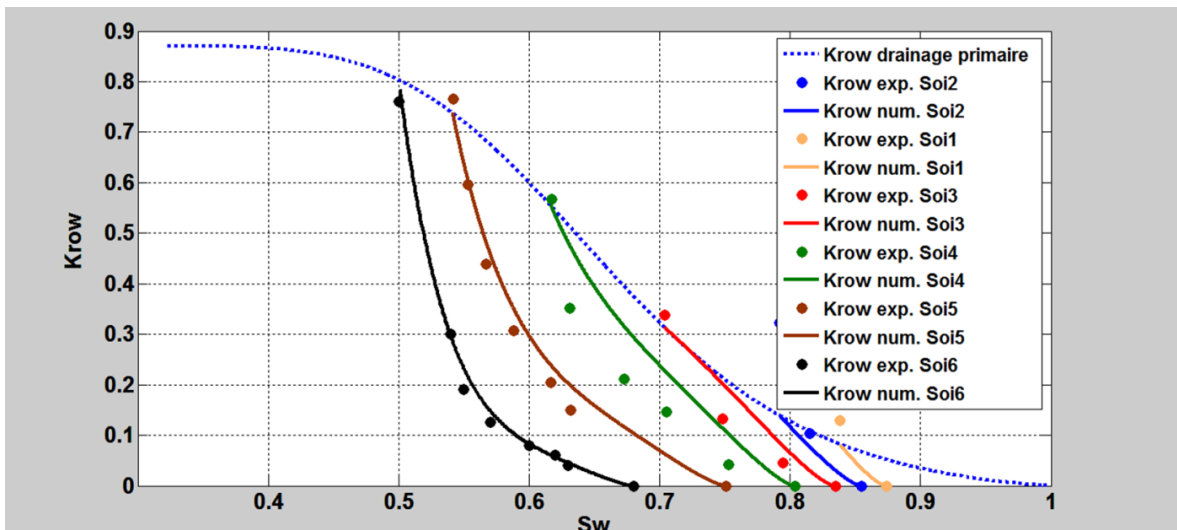


Figure 109: Modélisation numérique des Krow en zone de transition

Les résultats de Krw obtenus sont satisfaisants au vu des différentes comparaisons effectuées dans la littérature.

Pour les Krow, nous observons des résultats très acceptables pour les fortes valeurs de S_{oi} mais on observe aussi des décalages des courbes de Krow pour certaines faibles valeurs de S_{oi} . Ce décalage est en grande partie dû au choix de l'indice de mouillabilité maximal pour ces valeurs de saturations initiales qui est choisi égal à 1. Partant du constat que pour $S_{oi} = 0,5$; nous sommes déjà quasiment mouillable à l'huile, il serait fort probable que le milieu ne soit pas parfaitement mouillable à l'eau pour les faibles S_{oi} . En diminuant l'indice de mouillabilité de départ, on arrive à réduire cet écart (Figure 110), ce qui montre qu'une mesure d'indice de mouillabilité sans altération de mouillabilité est aussi nécessaire.

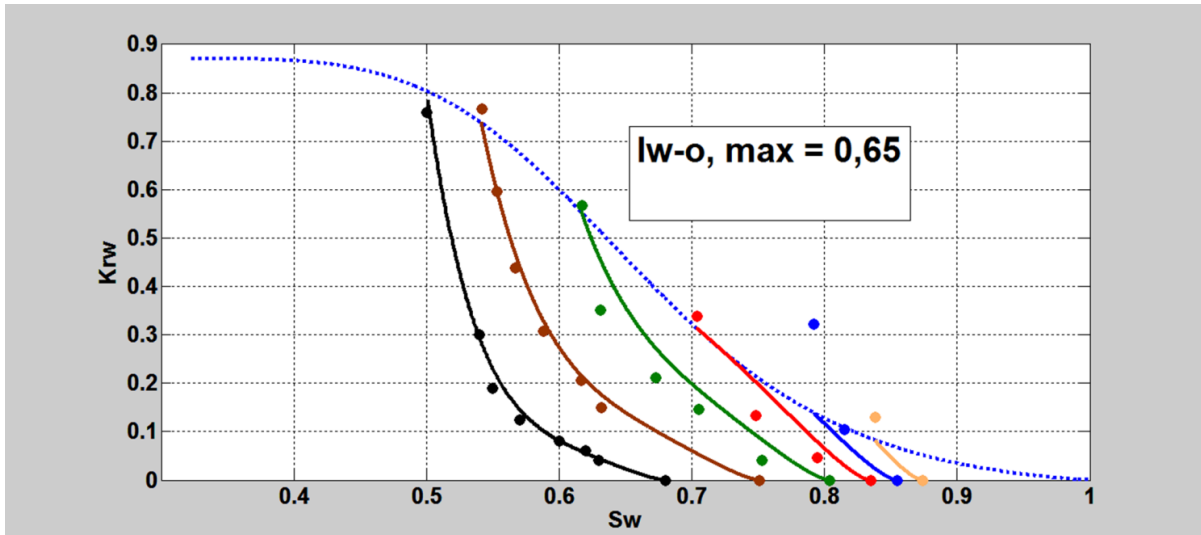


Figure 110: Modélisation des K_{rw} en baissant l'indice maximal de mouillabilité.

Cette différence n'a pas été observée pour le calcaire de Richemont, étant donné que c'est un milieu à la base très mouillable à l'eau.

Chapitre 5

Conclusions et perspectives

Dans cette thèse, nous avons étudié expérimentalement l'évolution des K_r en fonction de la saturation et de la mouillabilité pour deux types de roches calcaires : un type à caractère unimodal et un autre type à caractère bimodal. L'utilisation d'une huile brute et l'observation d'un temps de macération nous ont permis d'avoir une vision globale des K_r en zone de transition où la mouillabilité évolue en fonction de la hauteur au-dessus du plan d'eau.

L'influence de la mouillabilité sur les courbes de K_r a été mise en évidence à l'aide d'expériences d'écoulements polyphasiques réalisées en régime stationnaire sur des échantillons dont l'homogénéité a été vérifiée par imagerie CT-Scan et par analyse des résultats de traçages miscibles. Les mesures de saturation ont été effectuées par atténuation gamma et validées par mesures volumétriques et traçages miscibles. On notera que nos données expérimentales de K_r ont pu être comparées à des courbes « références » obtenues dans des conditions de mouillabilité franche à l'eau.

L'analyse expérimentale des résultats de perméabilité relative suggère que la mouillabilité évolue avec la saturation initiale en huile, et donc avec la hauteur au-dessus du plan d'eau. La mouillabilité semble dépendre aussi de la géométrie du réseau poreux. En effet, par des mesures expérimentales d'indice de mouillabilité, nous avons montré que la structure vacuolaire favorise l'altération de mouillabilité. On observe que ce comportement est plus marqué pour le calcaire d'Estailade que pour celui de Richemont. Cette différence de comportement est attribuée au caractère bimodal de la répartition de diamètres de pores de l'Estailade.

Les différences de comportements hystérétiques entre les K_{rw} et K_{row} sont attribuées au changement de mouillabilité et du piégeage. La courbure des K_{row} évolue avec la valeur de la saturation initiale en huile. Cette évolution est plus marquée pour le calcaire d'Estailade que pour le calcaire de Richemont, ce que nous avons relié au caractère bimodal. En effet l'occupation des pores les plus gros favorise la rupture des films d'eau, qui sont alors remplacés par des films d'huile. Ceci réduit les valeurs de K_{row} pour une même valeur de la saturation. Spiteri (2005) a suggéré qu'au voisinage de la saturation résiduelle, la production d'huile s'opère de plus en plus par amincissement des films d'huile lorsque la mouillabilité est altérée.

L'évolution des saturations résiduelles en fonction des saturations initiales en huile suit une loi de type Land pour le calcaire de Richemont dont la mouillabilité initiale a été peu altérée. Le calcaire d'Estailade présente un comportement assez différent, en particulier pour les saturations initiales en huile élevées (évolution de type quadratique). Ce résultat est conforme aux prévisions numériques de Spiteri (2005).

Les comparaisons entre nos données expérimentales et les résultats des modèles d'hystérésis de la littérature ne sont pas satisfaisantes pour plusieurs raisons. Les modèles de Killough et Carlson sont basés sur des interpolations qui ne prennent pas en compte

l'évolution de la mouillabilité en fonction de la saturation initiale en huile. Des modèles plus récents (Spiteri et Skjaeveland) prennent en considération la mouillabilité du milieu mais nécessitent de nombreux paramètres qui ne sont jamais accessibles aux ingénieurs réservoir. L'ensemble des modèles de la littérature repose sur de nombreuses hypothèses qui n'ont pas de vérification expérimentale.

Nos résultats expérimentaux ont montré que la structure de la roche joue un rôle déterminant sur l'évolution des K_r et que ces éléments doivent être pris en compte pour élaborer un modèle prédictif de K_r en récupération secondaire en zone de transition. Nous avons donc élaboré un modèle qui prend en compte ces éléments et qui sont accessibles à l'échelle du laboratoire. Nous utilisons :

- La mesure d'indice de mouillabilité effectuée au $S_{oi, max}$.
- Les courbes de perméabilités relatives en drainage primaire et imbibition primaire en conditions de mouillabilité franche à l'eau.
- Les courbes de perméabilités relatives au $S_{oi, max}$.
- L'évolution des saturations résiduelles en fonction des saturations initiales.

Les résultats sont très satisfaisants car nous parvenons à suivre l'évolution des perméabilités relatives à l'eau et les courbures de K_{row} avec le S_{oi} . Cependant, l'obtention des données expérimentales utilisées peut s'avérer longue.

Les perspectives associées à ce travail sont d'ordre numérique et expérimental :

Sur l'expérimental :

- Dans un premier temps, il serait important de s'intéresser au deuxième plateau de pression capillaire des échantillons à structure bimodale et de caractériser l'évolution des perméabilités relatives. Le seul point de S_{oi} que nous avons atteint présente des caractéristiques très différentes d'évolution des saturations résiduelles et des K_r . Cela permettrait de mieux comprendre la physique du piégeage qui s'y opère et de comprendre l'évolution de l'altération de mouillabilité qui semble être très différente.
- Il serait aussi envisageable de s'intéresser aux résultats de traçages miscibles en fonction du S_{orw} qui pourraient donner des indications sur les différentes hétérogénéités et surtout sur la distribution des phases en fonction de la mouillabilité dans les milieux poreux.
- L'évolution des perméabilités relatives à l'eau aux S_{orw} reste encore très peu maîtrisée de la littérature et de nos données expérimentales, surtout quand il s'agit de comparer cette évolution sur des échantillons à structure bimodale, présentant plusieurs plateaux de pression capillaire. La compréhension de cette évolution pourrait permettre de caractériser les répartitions des phases avant et après altération de mouillabilité ou bien l'évolution de l'écoulement en mouillabilité altérée sur le deuxième plateau de pression capillaire.

Concernant le numérique :

- On pourrait envisager l'élaboration d'un modèle numérique qui ne prend en compte que des résultats primaires obtenus avant l'exploitation d'un gisement, à savoir les données de K_r aux $S_{oi, max}$.
- L'utilisation d'un réseau de pores numériques permettant de décrire en détail, l'évolution des K_r dans des structures à double porosité permettrait de comparer les résultats expérimentaux obtenus en particulier sur le calcaire d'Estailade.

BIBLIOGRAPHIE

A –

Aissaoui A.: *Etude théorique et expérimentale de l'hystérésis des pressions capillaires et des perméabilités relatives en vue du stockage souterrain de gaz*, Thèse École des Mines de Paris, 1983.

Al-Hadhrani H.S., Blunt M.J.: *Thermally Induced Wettability Alteration To Improve Oil Recovery in Fractured Reservoirs*, SPE Reservoir Evaluation and Engineering, 4 (3), 179-186, 2001.

Amott E.: *Observations Relating to the Wettability of Porous Rock*, Transactions, AIME 216: 156–162, 1959.

Anderson W.G.: *Wettability literature survey-Part 4: Effects of wettability on capillary pressure*, Journal of Petroleum Technology 39, 1283-1300, 1987.

Archer D., Craig F.F.Jr.: *Wettability of reservoir rocks and its evaluation, the reservoir engineering aspects of water flooding*, 1968.

Ashraf A., Hadia N.J., Torstæer O., Tweheyo M.T.: *Laboratory Investigation of Low Salinity Waterflooding as Secondary Recovery Process: Effect of Wettability*, Paper SPE 129012, presented at the SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition held in Mumbai, India, 20-22 January, 2010.

B –

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.

Buckley J., Morrow N.R.: *Wettability and prediction of oil recovery from reservoirs developed with modern drilling and completion fluids*, June 2002

Burdine: *Relative permeability calculations from pore size distribution data*, Trans. AIME 198, page 71-78, 1953.

C –

Canseco V.R.: *Transport de colloïdes en milieu poreux – Étude expérimentale*, Thèse de doctorat à l'université de Bordeaux 1, 2009.

Carlson F. M.: *Simulation of relative permeability hysteresis to the non-wetting phase*, Paper SPE 10157 presented at the 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers of AIME, San Antonio, TX 1981.

Carman P.C.: *"Fluid flow through granular beds,"* Transactions, Institution of Chemical Engineers, London, 15: 150-166, 1937.

Caubit C.: *Influence de la mouillabilité sur les saturations limites lors d'écoulements triphasiques en milieu poreux*, Thèse de Doctorat à l'École Nationale Supérieure d'Arts Et Métiers Paristech, 2004.

Chatzis I., Morrow N.R., Lim H.T.: *Magnitude and Detailed Structure of Residual Oil Saturation*, SPE Journal 23, pages 311-326, 1983.

Chiaria R.: *Développement d'un code de calcul multiphasique multi constituants*, Thèse à l'université de Strasbourg, 2009.

Cissokho M.: *Étude expérimentale des interactions Huile brute/Saumure/Roche sur la récupération d'hydrocarbures par injection d'eau de faible salinité*, Thèse de Doctorat Paristech, 2010.

Corey A.T.: *The interrelation between gas and oil relative permeabilities*, Producers Monthly, 19-38, 1954.

Corey A.T.: *Mechanics of immiscible fluids in porous media*, P81-113, August 1994.

Craig F.F.: *The reservoir engineering aspects of waterflooding*, SPE, Monograph vol. 3, New York, p 134, 1971.

Creek J. L.: *Freedom of Action in the State of Asphaltenes*, Escape from Conventional Wisdom Energy Fuel 2005, 19, 1212-1224.

Cossé R.: *Le gisement*, IFP Éditions Technip, Paris 1988.

Cuiec L.: *Evaluation of reservoir wettability and its effect on oil recovery*, 2001.

Cuiec L.: *Mouillabilité et réservoirs pétroliers*, Revue de l'Institut Français du Pétrole, vol. 41, n°4, 487-509, 1986.

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 –

Daïan J.F.: *Équilibre et transferts en milieux poreux*, Cours Juin 2012

Dana E., Skoczylas F.: *Experimental study of two-phase flow in three sandstones. I. Measuring relative permeabilities during two-phase steady-state experiments*, Int J Multiphase Flow, 2002.

Darcy H.: *Determination of the laws of flow through sand* in "Les fontaines Publiques de la Ville de Dijon", Pages 590-594, Paris, 1856.

Donaldson E. C., Thomas R. D.: *Microscopic Observations of Oil Displacement Water-Wet and Oil-Wet Systems*, SPE 3555, presented at the 46th Annual Meeting of the S.P.E of AIME in Texas, on Oct. 3-6, 1971.

F –

Fatt I., Dykstra: *Relative permeability studies*, Trans, AIME, 192-249, 1951.

G -

Gates J., Leitz W.: *Relative permeabilities of California cores by capillary pressure method*, Paper presented at the API Meeting, LOS Angeles, California, May 11, 286, 1950

Gibbs J.W.: *The collected works of J.W, Gibbs.* 1931.

Graue A.E., Tonheim, Baldwin B.: *Control and alteration in low permeability chalk*, Proceedings of the 3rd International Symposium on Evaluation of Reservoir Wettability and its Effect on Oil Recovery, Laramie, WY, USA, 123-128, 21-23 Sept 1994.

Jerauld G. R.: *Prudhoe Bay Gas/Oil Relative Permeability II*, SPE Reservoir Engineering, vol. 12, no. 1, pp. 66-73, 1997.

H –

Hammami A., Ratulowski J.: *Asphaltenes, Heavy Oils, and Petroleomics*, Eds.; Springer: New York, pp 617-660, 2007.

Hamon G.: *Cours pétrophysiques*, Avril 2009.

Hassanizadeh S., Gray W.: *Toward an improved description of the physics of two-phase flow*, Adv. Water resour., 16, 53-67, 1993.

Hassler G. L.: *Method and Apparatus for Permeability Measurements*, U.S. Patent 2, 345, 935, 1944.

Haverkamp R., Parlange J.Y.: *Predicting the water retention curve from particle size distribution-sandy soils without organic matter*, Soil Sci. Volume 142, 1986.

Holmgren C. R., Morse R. A.: *Effect of Free Gas Saturation on Oil Recovery by Water Flooding*, T.P. 3055, Petroleum Transactions of AIME, Vol. 192, 135-140, 1951.

J –

Jadhunandan P., Morrow N.R.: *Effect of Wettability on Waterflood Recovery for Crude-Oil/Brine/Rock Systems*, SPE reservoir Eng.10, 1995.

Johnson E., Bossler D., Neumann V.: *Calculation of Relative Permeability from displacement Experiments*, Trans. AIME, 1958.

Josendal V. A., Sandiford B. B., Wilson J. W.: *Improved multiphase flow studies employing radioactive tracers*, Trans. AIME, 195, 65, 1952.

Juanes R., Spiteri E.: *Impact of relative permeability hysteresis on the numerical simulation of WAG injection*, 2006.

K –

Killough J.E.: *Reservoir simulation with history-Dependent Saturation Fucntions*, Trans., AIME, SPE 5106, 1976.

Killins C.R., Nielsen R.F., Calhoun J.C.: *Capillary Desaturation and imbibition in porous rocks*, Producers Monthly, Dec.18, 30-39, 1953.

Kjosavik A., Ringen J.K., Skjaeveland S.M.: *Relative Permeability Correlation for Mixed-Wet Reservoirs*, SPEJ, 49–58, March 2002.

Kleppe J., Delaplace P., Lenormand R., Hamon G., Chaput E.: *Representation of Capillary Pressure Hysteresis in Reservoir Simulation*, II in Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE Paper 38899, San Antonio, Texas, USA, 1997.

Klinkenberg L.J.: *The permeability of porous media to liquids and gases*, American Petroleum Institute, Drilling and Productions Practices, 200-213, 1941.

Kyte J.R., Mattax C.C.: *Effect of reservoir environment on water-oil displacement*, JPT, 579-582, June 1961.

Kyte J.R., Stanclift R.J.Jr., Stephan S.C.Jr., Rapoport L.A.: *Mechanism of Water Flooding in the Presence of Free Gas*, Pet. Trans. AIME 207, 215-221, 1956.

Suzanne K., Hamon G., Billiotte J., Trocme V.: *Experimental Relationships Between Residual Gas Saturation and Initial Gas Saturation in Heterogeneous Sandstone Reservoirs*, II in Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE Paper 84038, Denver, Colorado, U.S.A., 2003.

L –

Lake W.L.: *Enhanced Oil Recovery*, Jersey, USA, Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1989.

Land C.S.: *Calculation of imbibition relative permeability for two and three phase flow from rock properties*, 1968.

Land C.S.: *Comparison of Calculated with Experimental Imbibition Relative Permeability*, SPE-3360-PA, 1971.

Lasseux D., Quintard M., Whitaker S.: *Determination of permeability tensors for two-phase flow in homogeneous porous media*, Theory. TIPM, 04:107-137, 1996.

Lefebvre du Prey E.: *Mesure des perméabilités relatives par la méthode welge*, IFP, Oct 1967.

Lefebvre R.: *Principes hydrostatiques et hydrodynamiques multiphases*, 2006

Loomis A.G., Crowell D.: *Relative Permeability Studies, Gas-Oil and Water-Oil Systems*, U.S. Bureau of Mines Bulletin, No. 599, p. 39, 1962.

Luffel D.L., Randall R.V.: *Core Handling and Measurement Techniques for Obtaining Reliable Reservoir Characteristics*, paper SPE 1642G presented at the 1960 SPE Formation Evaluation Symposium, Houston, Nov. 21-22, 1960.

M –

Ma T. D , Youngren G. K.: *Performance of Immiscible Water Alternating-Gas (IWAG) Injection at Kuparuk River Unit, North Slope, Alaska*, II in Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE Paper 28602, New Orleans, Louisiana, U.S.A., 1994.

Maas J.G.: Schulte A.M.: *Computer Simulation of Special Core Analysis (SCAL) Flow Experiments Shared on the Internet*, SCA-9719 presented at the SCA 1997 conference, Calgary, Canada, 1997.

Malika B.: *Etude de la stabilité des asphaltènes dans le pétrole brut, Choix de dispersants et le mécanisme d'action*, thèse de doctorat à l'Université Paul Verlaine, Metz, 2008.

Masalmeh S.K.: *The Effect of Wettability on Saturation Functions and Impact on Carbonate Reservoirs in the Middle East*, SPE 78515, 10th ADIPEC, Abu Dhabi, Oct. 13-16, 2002.

Masalmeh S.K., Abu Shiekah I., Jing X.D.: *Improved Characterization and Modeling of Capillary Transition Zones in Carbonate Reservoirs*, SPE paper 109094, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 10 (2): 191-204 April 2007.

McGuire P.L., Chatham J.R.: *Low Salinity Oil recovery: An Exciting New Opportunity for Alaska's North Slope*, SPE 93903, 2005 Western Regional Meeting, Irvine, April 2005.

Mehdi H., Koederitz L.F., Harvey A.H.: *Relative permeability of petroleum reservoirs*, Boca Raton, C.R.S Press, Inc. 1986.

Moore T.F., Slobod R.L.: *The Effect of Viscosity and Capillarity on the Displacement of Oil by Water*, Producers Monthly, 20 (August), 20-30, 1956.

Morrow, N.R., Lim, H.T., and Ward, J.S.: *Effect of Crude-Oil-Induced Wettability Changes on Oil Recovery*, SPE Formation Evaluation (February) 89-103, 1986.

Morrow N. R.: *Physics and thermodynamics of capillary action in porous media*, Ind. Eng. Chem. Res., 62(6), 32-56, 1970.

Morrow N.R., Mungan N.: *Wettability and Capillarity in Porous Media*, Report RR-7, January 1971.

Morrow N.R., Tang G., Valat M., Xie X.: *Prospects of improved oil recovery related to Wettability and Brine Composition*, Journal. Pet. Sci. Eng., (June), 20, 267-276, 1998.

Morse R. A., Terwilliger P. L., Yuster S. T.: *Relative permeability measurements on small samples*, Oil Gas J., 46, 109, 1947.

Muskat M.: *The Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media*, Edwards, Ann Arbor, MI, 1937.

Oak M.J., Baker L., Thomas D.: *Three-Phase Relative Permeability of Berea Sandstone*, Journal of Petroleum Technology, vol. 42, no. 8, pp. 1054-1061, 1990.

N –

Naar J., Henderson J. H.: *An imbibition model, its application to flow behavior and the prediction of oil recovery*, Soc. Petrol. Eng. J.222, 61–70, 1961.

O –

Oh S.G., Slattery J.C.: *Interfacial tension required for significant Displacement of residual oil*, SPE Journal, 19, 83–96, 1979.

Owens W.W., Archer D.L.: *The effect of rock wettability on oil–water relative permeability relationships*, J. Pet. Technol., 873–878 July 1971.

Owens W.W., Parrish D.R., Lamoreaux W.E.: *An Evaluation of a Gas Drive Method for Determining Relative Permeability Relationships*, Trans., AIME 207, 275-80, 1956.

P -

Pentland C.H.: *Measurement of non-wetting phase trapping in sand packs*, SPE 115697, 2008.

Pentland C.H.: *Measurement of Non-wetting phase trapping in porous media*, PhD at Imperial College, London 2010.

Poston S. W., Ysrael S, Hossain A.K.M.S, Montgomery E.F., Ramey H.J.Jr.: *The effect of temperature on irreducible water saturation and relative permeability of unconsolidated sand*, Soc. Pet. Eng. J., (June 1970) 170-180. SCA 2005-07.

R –

Raza S. H., Treiber L. E., Archer D. L.: *Wettability of Reservoir Rocks and its Evaluation*, Producers Monthly, April 1968. 32, N°4, 2-7.

Richardson J. G., Kerver J. K., Hafford J. A., Osoba J.S.: *Laboratory determination of relative permeability*, Trans. AIME, 195, 187, 1952.

Richardson J. G., Perkins F. M., Osoba J. S.: *Differences in the Behavior of Fresh and Aged East Texas Woodbine Cores*, JPT, p. 86-91, Trans., AIME, June 1955.

Rose W.: *Some problems in applying the Hassler relative permeability method*, J. Pet. Technol., 8, 1161, 1980.

Ruhl W., Schmid C., Wissmann W.: *Displacement tests with porous rock samples under reservoir conditions*, Sixth World Petroleum Conference, Frankfurt, West Germany. 1963

S –

Sallier B., Hamon G.: *Micritic Limestones of the Middle East: Influence of Wettability, Pore Network and Experimental Techniques on Drainage Capillary Pressure*, SCA2005-08 presented at the SCA 2005 conference, Toronto, Canada, (2005).

Saraji S., Goual L., Piri M.: *Adsorption of Asphaltenes in Porous Media under Flow Conditions*, Energy Fuels, Vol.24, pp. 6009-6017, 2010.

Skjaeveland S.M., Siqveland L.M., Kjosavik A., Thomas W.L.H., Virnovsky G.A.: *Capillary pressure correlation for mixed wet reservoirs*, SPE 60900, Nov 1999.

Spiteri E.J.: *Relative permeability hysteresis: A new model and impact on reservoir simulation*, 7-30, June 2005.

Spiteri E.J., Juanes R., Blunt M., Franklin M.Jr.: *A new model of trapping and relative permeability hysteresis for all wettability characteristics*, SPE Journal, Sept 2008.

T –

Tang G. Q., Morrow N. R.: *Salinity, Temperature, Oil Composition, and Oil Recovery by Waterflooding*, SPE Reservoir Engineering, 269-276, November, 1997.

Tang G.Q., Morrow N.R.: *Wettability Control by Adsorption from Crude Oil-Aspects of Temperature and Increases Water Saturation*, Paper Presented in Int'l Symposium of Society of Core Analysts, Toronto, Canada, 21-25 August 2005.

Timmerman: *Practical reservoir Engineering*, Penwell Publ., 101, 1982.

V –

Van Genuchten: *A closed-form equation for predicting the hydraulic conductivity of unsaturated soils*, 1980.

W -

Wang W., Gupta A.: *Investigation of the effect of temperature and pressure on wettability using modified pendant drop method*, SPE 30544, presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Dallas, TX, USA, 22-25 Oct. 1995.

Welge H. J.: *Displacement of Oil from Porous Media by Water or Gas*. Petrol. Trans. AIME, 179, 133-145, 1949.

Welge H.J.: *A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive*, Trans., AIME (1952) 195, 91–98, 1952.

Whitaker S.: *Flow in porous media I: a theoretical derivation of Darcy's law*, Transport in Porous Media, 1, 3-25, 1986.

Wyllie M., Gardner: *The generalized Kozeny-Carmen equation, its application to problems of multi-phase flow in porous media*, World Oil, 146, 121, 1958.

Y -

Young T.: Philos. Trans. Soc., 95:65, 1805.

Yra A.: *Dispersion active en milieux poreux hétérogènes contaminés par des produits hydrocarbonés*, Thèse à l'université de Bordeaux1, 2006.

Z -

Zarcone C., Lenormand R. : *Détermination expérimentale du couplage visqueux dans les écoulements diphasiques en milieu poreux*, C. R. Acad Sci. Paris, t318, série II, pp.1429-1435, 1994.

Zhang Y., Xie X., Morrow N. R.: *Waterflood Performance by Injection of Brine with Different Salinity for Reservoir Cores*, paper SPE 109849, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition,, Anaheim, California, USA, 11-14 November, 2007.

Zhou X., Morrow N.R., Ma S.: *Interrelationship of wettability, initial water saturation, aging time and oil recovery by spontaneous imbibition and water flooding*, SPE J, (June 2000) Vol. 5, No.2, 199-207, 2000.

Zinszner B., Pellerin F.M.: *A Geoscientist's guide to Petrophysics*, Editions Technip, Paris, France, 2007.

ANNEXE A

MESURES PAR RAYONNEMENT GAMMA

Ces radiations sont des ondes électromagnétiques de longueurs d'ondes comprises entre 10^{-10} m et 10^{-13} m (Figure 111). Lorsque le noyau du radioélément passe d'un état d'énergie excité à un état stable, les photons sont émis de façon aléatoire. Cette émission, appelée décroissance radioactive suit une loi statistique très similaire à une distribution de poisson.

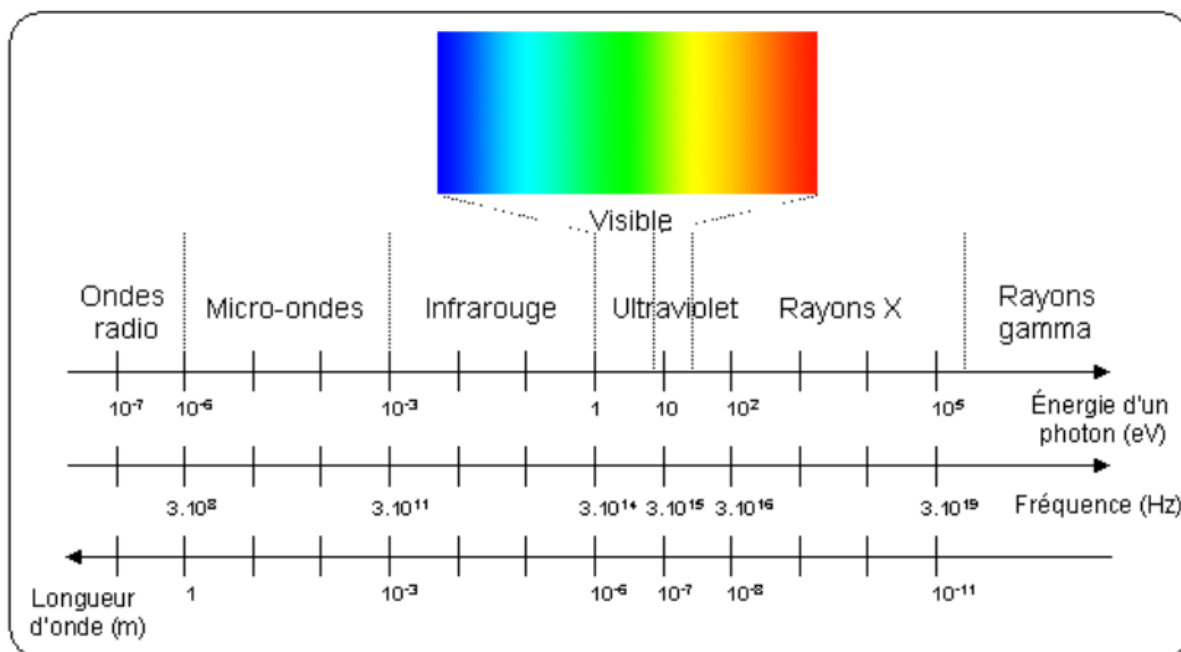


Figure 111: Spectres des différents types de rayonnement

L'activité d'une source est fonction du temps et s'exprime par:

$$a(t) = a_0 \cdot \exp(-\zeta \cdot t) \quad (137)$$

Où a est exprimé en Becquerel (Bq), a_0 traduit l'activité initiale et ζ (s^{-1}) est la probabilité de désintégration du noyau dans la prochaine seconde. On peut dès lors calculer la période de demi-vie $T_{1/2}$ qui représente le temps au bout duquel l'activité initiale a_0 du radioélément, diminue de moitié :

$$\frac{a(t)}{a_0} = \exp(-\zeta \cdot T_{1/2}) = 0,5 \quad (138)$$

A.1. Loi d'atténuation gamma : Loi de Beer

Considérons un faisceau incident de photons gamma, mono énergétique, qui traverse un milieu absorbant homogène. La loi de Beer permet de déterminer l'atténuation du dit faisceau. Pour un photon incident d'intensité I (en électronvolt: eV) traversant un milieu absorbant de masse volumique ρ et d'épaisseur dx , on a:

$$dI = -wI\rho dx \quad (139)$$

Où w est le coefficient d'atténuation massique ($m^2.g^{-1}$) et dépend de la structure chimique du milieu absorbant. Le nombre de photons étant proportionnellement lié à l'intensité, on obtient après intégration de l'équation 139, l'équation suivante :

$$N = N_0 \cdot \exp(-w\rho x) \quad (140)$$

Où N et N_0 représentent respectivement le nombre de photons associés au rayonnement transmis par le milieu absorbant et émis au milieu absorbant. Ainsi, par exemple pour un milieu saturé de plusieurs phases fluides, l'équation 140 devient :

$$N = N_0 \cdot \exp\left(-\sum_i w_i \rho_i x_i\right) \quad (141)$$

Où w_i , ρ_i , x_i représentent respectivement pour chaque phase « i », le coefficient d'atténuation, la masse volumique et la longueur associée à la phase.

A.2. Dispositif de mesure par rayonnement gamma

On dispose d'un banc de mesure par rayonnement gamma composé de :

- **Un porte-source** : Il est destiné à recevoir au maximum, deux sources radioactives, placées l'une au-dessus de l'autre, dans une enceinte de plomb et derrière des collimateurs en plomb de 95 mm de long et 5 mm de diamètre.
- **La source radioactive** : qui dans notre étude est l'Américium (Am^{241}) qui possède une activité de 11.1 GBq et une période de demie-vie de 458 ans est une des sources radioactives des plus utilisées en pétrophysique.
- **Un banc de déplacement 2D (Figure 112)** : d'une précision de déplacement de $1\mu m$, il permet un déplacement précis sur $1m \times 1m$ à l'aide de deux moteurs pas à pas.
- **Un système de comptage** : placé en face du porte-source, il permet de compter les photons incidents non absorbés par la matière le séparant de la source émettrice. Il est constitué de deux photomultiplicateurs et de deux cristaux scintillateurs (NaI(Tl)-iodure de sodium avec présence de thallium). Ils sont situés derrière des collimateurs en plomb de 85 mm de long sur 5 mm de diamètre, placés sur le même axe que le porte-source.

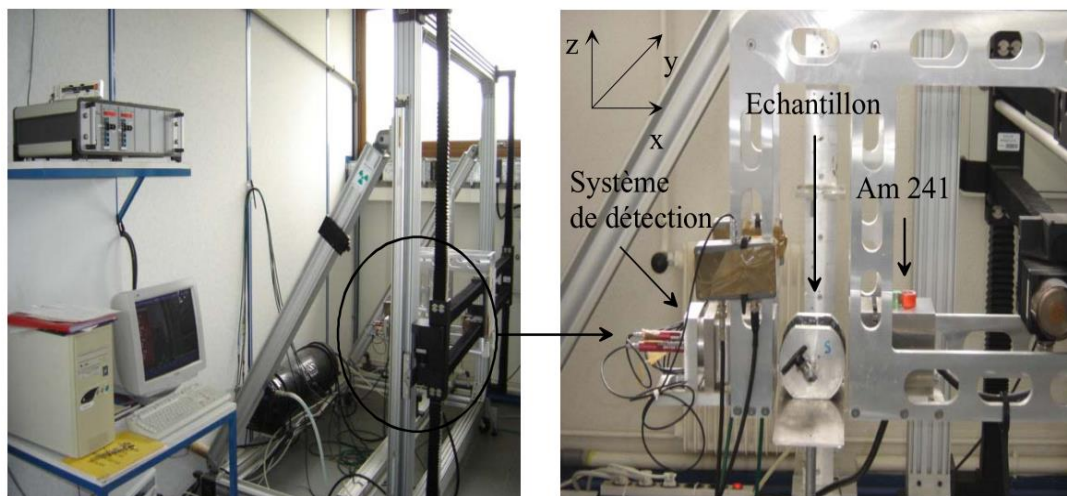


Figure 112: Dispositif de mesure par rayonnement gamma (Canseco, 2009)

A.3. Principe général de mesure par rayonnement gamma

Nous considérerons dans le cadre de notre étude que le faisceau de photons est émis sous une forme cylindrique parfaite. On détermine la porosité locale en utilisant le volume cylindrique correspondant au faisceau collimaté du rayonnement gamma.

La porosité s'exprime par :

$$\Phi = \frac{V_p}{V_T} = \frac{s_f \cdot x}{s_f \cdot l} = \frac{x}{l} \quad (142)$$

Où s_f est la section du faisceau et x est la longueur de l'espace poral parcourue par le faisceau. « l » est la longueur du milieu parcourue par le faisceau.

Considérons un milieu absorbant homogène « i » constitué de plusieurs phases (Figure 113).

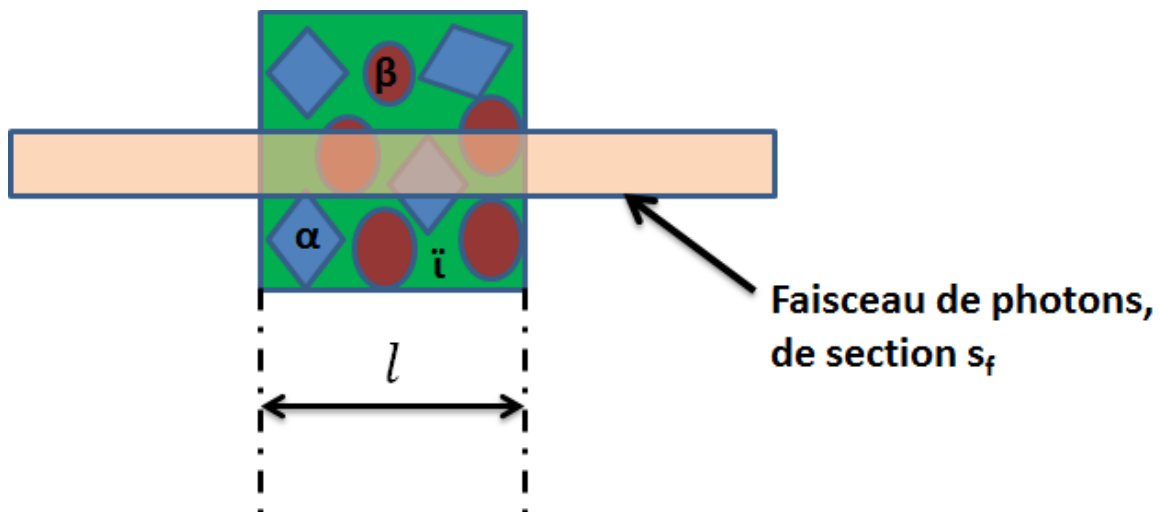


Figure 113: Illustration de l'atténuation du faisceau incident par un milieu homogène composé de plusieurs phases

Comme précédemment pour la porosité, on définit la saturation d'une phase « i » comme le rapport de volume occupé par cette phase sur le volume de pore en considérant le volume du faisceau de photons :

$$S_i = \frac{V_i}{V_p} \quad (143)$$

$$S_i = \frac{V_i}{V_p} = \frac{x_i}{\Phi \cdot l} \quad (144)$$

Où x_i est la longueur de la phase i parcourue par le faisceau.

A.4. Mesures par rayonnement gamma

A.4.1. Mesures de coefficients d'absorption des fluides

Afin d'effectuer des mesures de porosité locale et de saturations, nous effectuons des mesures de coefficients d'absorption des différents fluides à l'aide d'une cellule étalon. Le principe est schématisé ci-dessous (Figure 114):

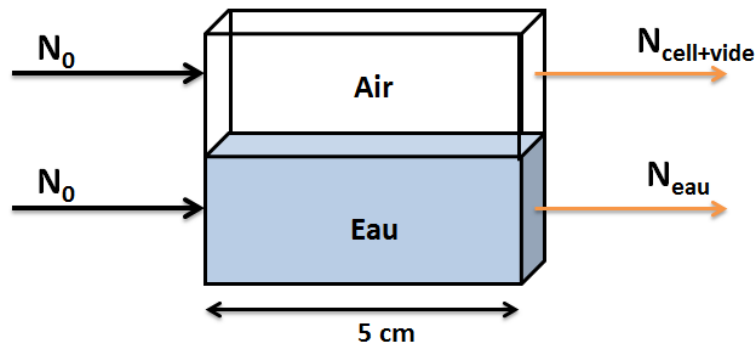


Figure 114: Cellule étalon de mesure de coefficient d'absorption

Le comptage est effectué sur la cellule vide puis sur la cellule saturée de fluide. Le coefficient d'absorption du fluide est directement déterminé par les équations 143 et 144.

$$1 = \frac{1}{0,05 \cdot d_w} \cdot \ln\left(\frac{N_{cell+vide}}{N_{eau}}\right) \quad (145)$$

D'où :

$$d_w = 20 \cdot \ln\left(\frac{N_{cell+vide}}{N_{eau}}\right) \quad (146)$$

Et pour toute phase i , on aura donc :

$$d_i = 20 \cdot \ln\left(\frac{N_{cell+vide}}{N_i}\right) \quad (147)$$

A.4.2. Mesures des porosités locales et saturations locales

La porosité de l'échantillon mesurée par rayonnement gamma est calculée en moyennant toutes les mesures de porosités locales effectuées sur l'échantillon (Figure 115).

Nous avons effectués les mesures sur trois génératrices de l'échantillon. Le nombre de points choisi était assez grand pour être représentatif de la structure poreuse du milieu.

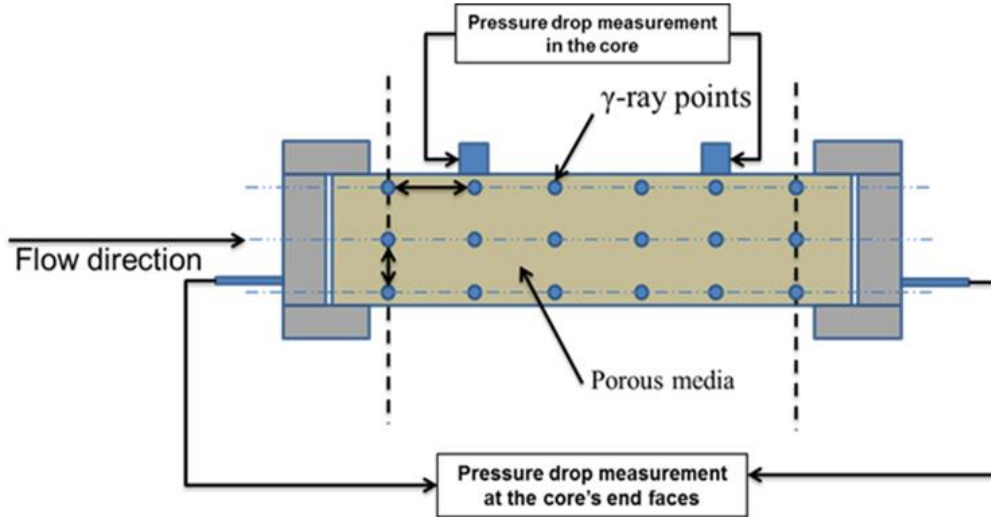


Figure 115: Répartition des points de mesures de porosité locale et de saturations

Pour mesurer le profil de porosité locale, nous effectuons d'abord une mesure à sec du milieu. Les comptages obtenus vérifient l'équation 148 :

$$N_{sec}^j = N_0 \cdot \exp(-d_{sol} \cdot x_{sol}^j - d_{air} \cdot x_{air}^j) \quad (148)$$

$$d_i = w_i \cdot \rho_i \quad (149)$$

Où « sol » désigne la matrice solide et « air » le vide du milieu poreux (occupé par de l'air). Le terme $d_{air} \cdot x_{air}$ est très négligeable. Le terme « j » représente un point donné du milieu poreux où est effectué le comptage.

Le milieu est ensuite saturé en eau et les comptages gamma sont effectués sur l'échantillon saturé. On a :

$$N_{sat}^j = N_0 \cdot \exp(-d_{sol} \cdot x_{sol}^j - d_w \cdot x_w^j - d_o \cdot x_o^j) \quad (150)$$

D'où la **porosité locale** au point « j » est exprimée par :

$$\Phi^j = \frac{1}{d_w \cdot l} \cdot \ln\left(\frac{N_{sec}^j}{N_{sat}^j}\right) \quad (151)$$

Pour une meilleure précision, nous dopons l'eau avec de l'iodure de potassium pour augmenter le contraste d'atténuation entre l'huile et l'eau.

En conditions diphasiques (eau-huile), le faisceau de photons traverse la matrice solide, l'eau et l'huile. Un comptage effectué au point « j » donne :

$$N_{sat-diph}^j = N_0 \cdot \exp(-d_{sol} \cdot x_{sol}^j - d_w \cdot x_w^j - d_o \cdot x_o^j) \quad (152)$$

En combinant les équations 148 et 152, et les lois de saturations ($S_w + S_o = 1$), on obtient :

$$S_{o-diph}^j = \frac{1}{(d_w - d_o) \cdot l \cdot \Phi^j} \cdot \ln\left(\frac{N_{sec}^j}{N_{sat-diph}^j}\right) \quad (153)$$

Où S_{o-diph}^j représente la saturation locale en huile au point « j ». Ainsi on détermine les profils de saturation et la saturation moyenne des fluides dans le milieu poreux.

A.4.2. Méthode de calcul d'incertitude

Le calcul d'incertitude est effectué selon deux méthodes : La méthode différentielle (nommée MD) et la méthode de linéarisation et de covariance (MLC). Nous ne détaillerons pas les méthodes et nous n'énoncerons que les résultats de calculs d'incertitude. Les cheminements de calcul plus détaillés ont été effectués par Caubit, 2004.

Incertitude sur la mesure de porosité :

- Par la méthode M.D :

$$\Delta\Phi^j = \frac{1}{d_w \cdot l} \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{N_{sec}^j}} + \frac{1}{\sqrt{N_{sat}^j}} \right) \quad (154)$$

- Par la méthode M.L.C. :

On a :

$$\sigma_{\Phi^j} = \frac{1}{d_w \cdot l} \cdot \left(\sqrt{\frac{1}{N_{sec}^j} + \frac{1}{N_{sat}^j}} \right) \quad (155)$$

Incertitude sur les mesures de saturation:

- Par la méthode M.D :

$$D = \left(\frac{d_w}{d_w - d_o} \right) \quad (156)$$

$$\Delta S_{o-diph}^j = \frac{|D|}{\left[\ln\left(\frac{N_{sec}^j}{N_{sat-diph}^j}\right) \right]^2} \left[\left| \ln\left(\frac{N_{sat-diph}^j}{N_{sat}^j}\right) \right| \cdot \frac{1}{\sqrt{N_{sec}^j}} \right. \\ \left. + \left| \ln\left(\frac{N_{sat-diph}^j}{N_{sec}^j}\right) \right| \cdot \frac{1}{\sqrt{N_{sat}^j}} + \left| \ln\left(\frac{N_{sec}^j}{N_{sat}^j}\right) \right| \cdot \frac{1}{\sqrt{N_{sat-diph}^j}} \right] \quad (157)$$

Avec $\Delta S_{o-diph} = \Delta S_{w-diph}$.

- Par la méthode M.D

$$\sigma_{S_{o-diph}^j}^2 = \frac{|D|^2}{\left[\ln\left(\frac{N_{sec}^j}{N_{sat-diph}^j}\right) \right]^4} \left[\left(\left(\ln\left(\frac{N_{sat-diph}^j}{N_{sat}^j}\right) \right) \cdot \frac{1}{\sqrt{N_{sec}^j}} \right)^2 \right. \\ \left. + \left(\ln\left(\frac{N_{sat-diph}^j}{N_{sec}^j}\right) \cdot \frac{1}{\sqrt{N_{sat}^j}} \right)^2 + \left(\ln\left(\frac{N_{sec}^j}{N_{sat}^j}\right) \cdot \frac{1}{\sqrt{N_{sat-diph}^j}} \right)^2 \right] \quad (158)$$

ANNEXE B

Récapitulatif des résultats sur les échantillons de Richemont

Ri0 (marcol)

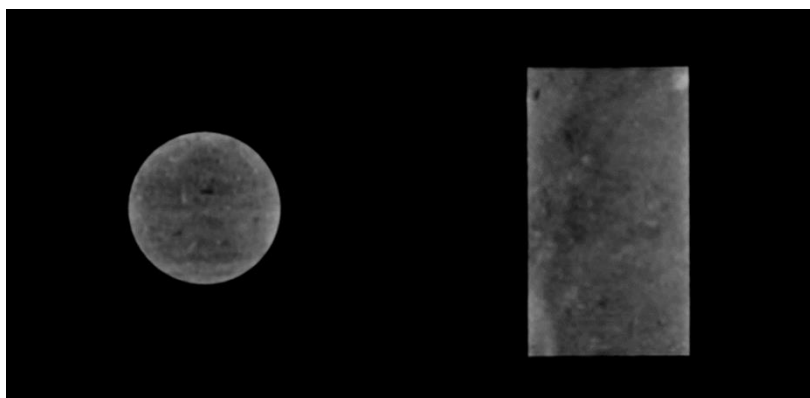


Figure 116: Dip view Ri0

Kw (mD)	Vp pesée (cc)	Vp dispersion (cc)	S_{orw} lecture vol.	S_{orw} dispersion
35,9	24,5	23,1	0,32	0,3

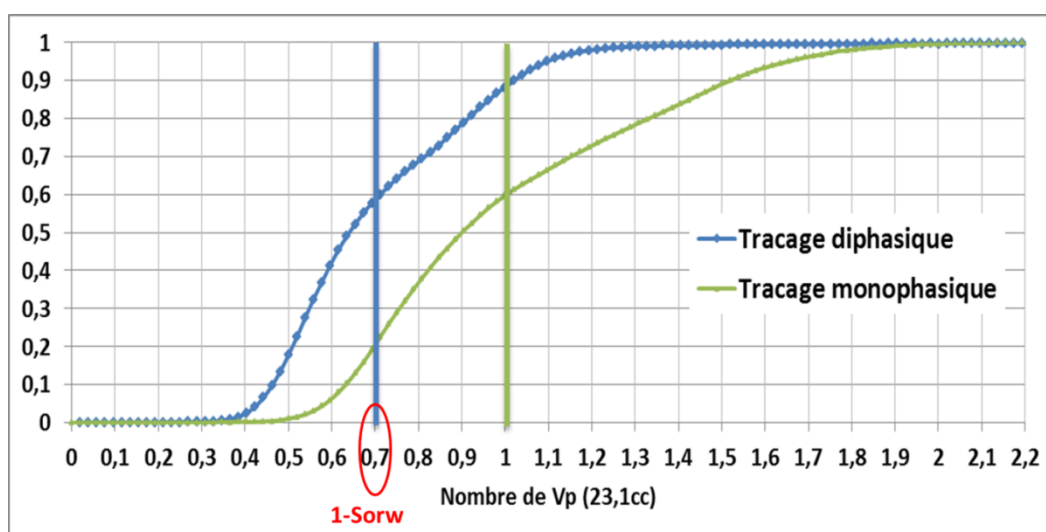


Figure 117: Traçages miscibles Ri0

R10	Qw (cc/h)	Qo (cc/h)	ΔP (bars)	visco eau (cP)	visco huile (cP)	Section de l'échantillon en cm ²	Longueur de l'échantillon en cm	perméabilité monophysique en Darcy	Krow	krw	Sw par mesure volumes
drainage	50	0		0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,00	1,000	1,00
	40	10	1,64	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,21	0,093	0,72
	30	20	2,30	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,31	0,050	0,67
	20	30	2,65	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,40	0,029	0,61
	10	40	2,82	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,50	0,014	0,56
	5	45	2,80	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,57	0,007	0,51
	0	50	2,60	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,68	0,000	0,34
imbibition	2,5	47,5	2,61	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,64	0,004	0,38
	5	45	2,72	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,58	0,007	0,42
	10	40	2,99	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,47	0,013	0,47
	20	30	3,20	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,33	0,024	0,51
	30	20	3,40	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,21	0,034	0,55
	40	10	3,55	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,10	0,043	0,58
	45	5	3,47	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,05	0,049	0,62
	50	0	3,26	0,94	8,7	11,3	5,94	0,036	0,00	0,058	0,69

Échantillon Ri1 (pour $Soi1 = 0,3$)

Kw (mD)	Vp pesée (cc)	Vp dispersion (cc)	S _{orw} lecture vol.	S _{orw} dispersion
32,3	25,7	25,5	0,2	0,2

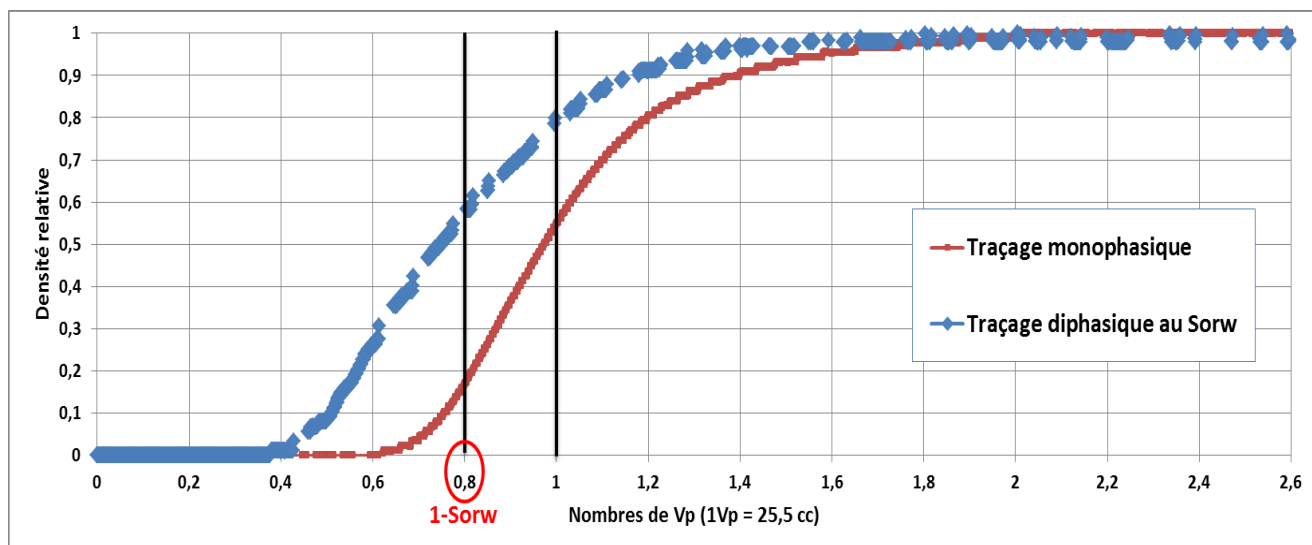
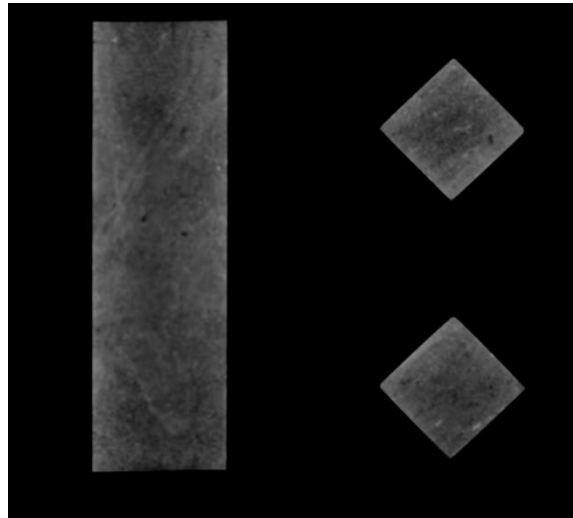


Figure 118: Traçages miscibles Ri1

Ri1	Qw (cc/h)	Qo (cc/h)	ΔP (bars)	visco eau (cP)	visco huile (cP)	Section (cm ²)	Longueur (cm)	Kw monophasique (Darcy)	kro10	krw10	Sw (mesures de volumes)
drainage	95	5	4,1	0,95	30	12,5	7,09	0,0323	0,18	0,11	0,7
imbibition	50	0	1,9	0,98	30	12,5	7,09	0,0323	0,00	0,12	0,8

Échantillon Ri2 (pour $Soi2 = 0,36$)



Kw (mD)	Vp gamma (cc)	Vp dispersion (cc)	S_{orw} gamma	S_{orw} dispersion
35,5	67,2	68	0,24	0,25

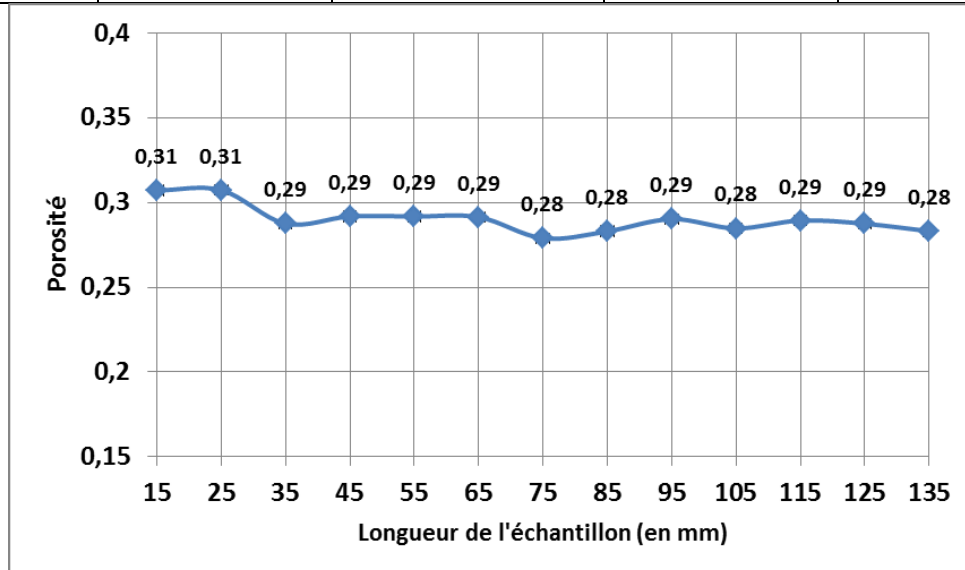


Figure 119: Profil de porosité Ri2

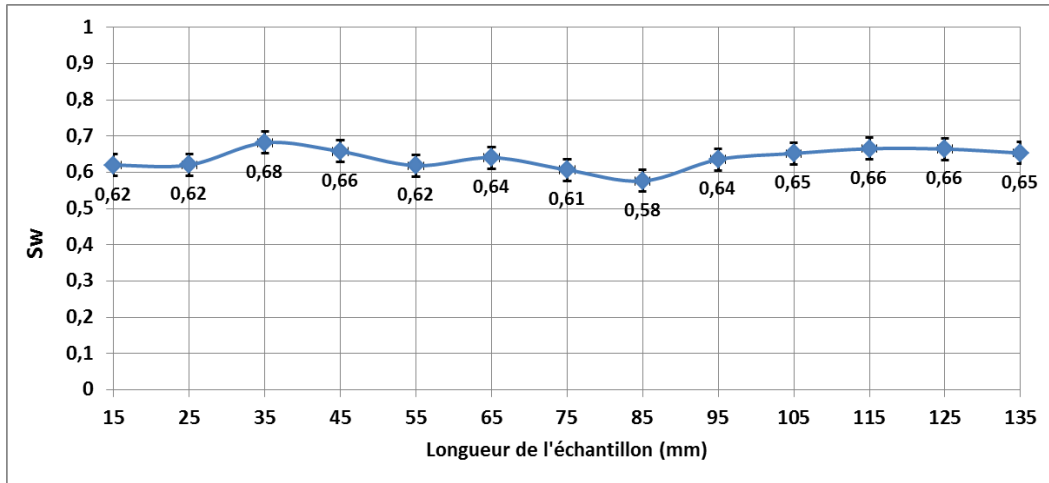


Figure 120: Profil de saturation au drainage primaire Ri2

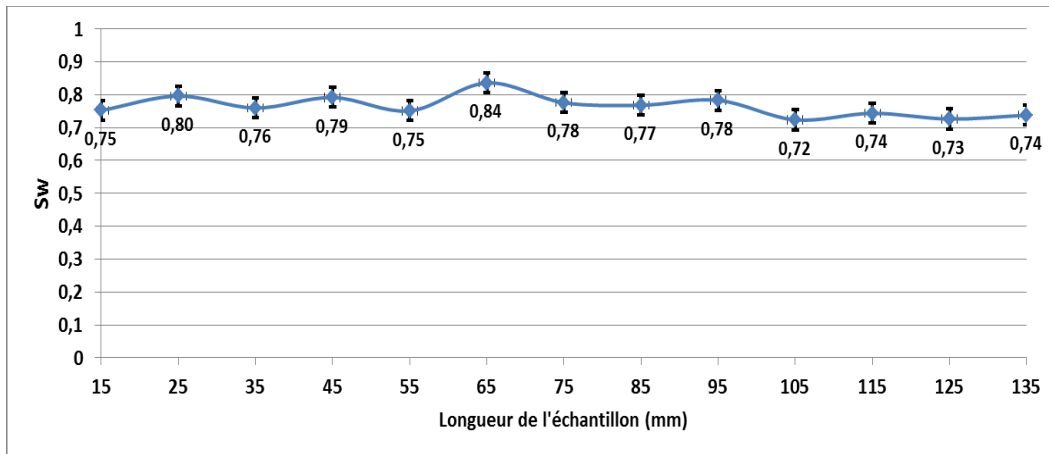


Figure 121: Profil de saturation au Sorw - Ri2

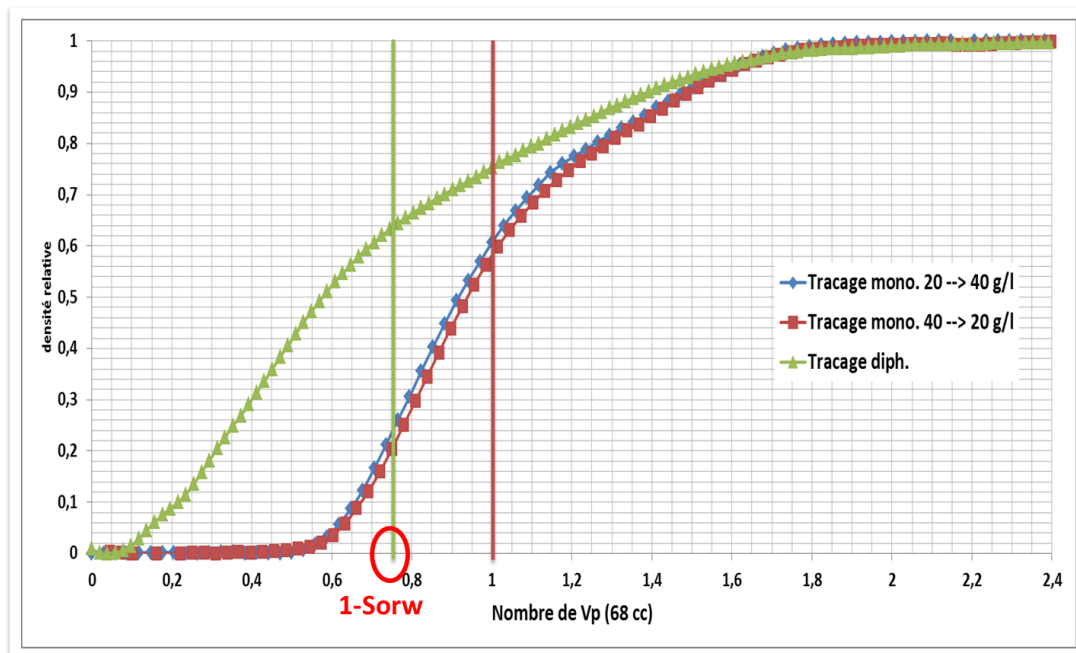
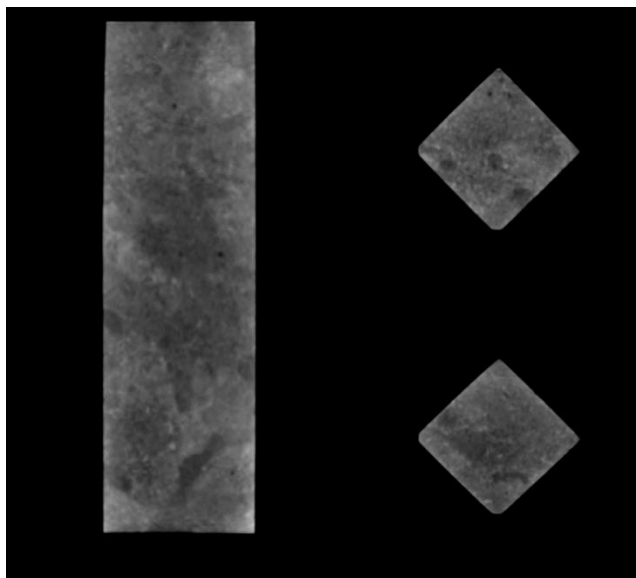


Figure 122: Traçages miscibles Ri2

RIZ	Qw (cc/h)	Qo (cc/h)	ΔP aux extrémités	ΔP aux prises intermédiaires	visco eau (cp)	visco huile (cp)	Section (cm ²)	Longueur aux prises interm. (cm)	Longueur totale de l'échantillon (cm)	Kw monophasique sur L totale (Darcy)	Kw monophasique sur L interm. (Darcy)	Krow sur L interm.	Krw sur L interm.	Krow sur L totale	Krw sur L totale	Sw sur L totale	Sw sur L interm.
Drainage	7	3	1,72	1,06	0,93	36	15,25	10	14,94	0,04	0,04	0,52	0,03	0,46	0,03	0,64	0,64
Imbibition	7	3	1,78	1,12	0,93	38	15,25	10	14,94	0,04	0,04	0,52	0,03	0,47	0,03	0,66	0,65
	8	2	1,56	1,02	0,93	38	15,25	10	14,94	0,04	0,04	0,38	0,04	0,36	0,03	0,66	0,65
	9	1	1,46	0,92	0,93	38	15,25	10	14,94	0,04	0,04	0,21	0,05	0,19	0,04	0,67	0,66
	10	0	0,66	0,42	0,93	38	15,25	10	14,94	0,04	0,04	0,00	0,11	0,00	0,10	0,78	0,76

Échantillon Ri3 (pour $Soi3 = 0,43$)



Kw (mD)	Vp gamma (cc)	Vp dispersion (cc)	S_{orw} gamma	S_{orw} dispersion
31,5	61,5	62,5	0,23	0,24

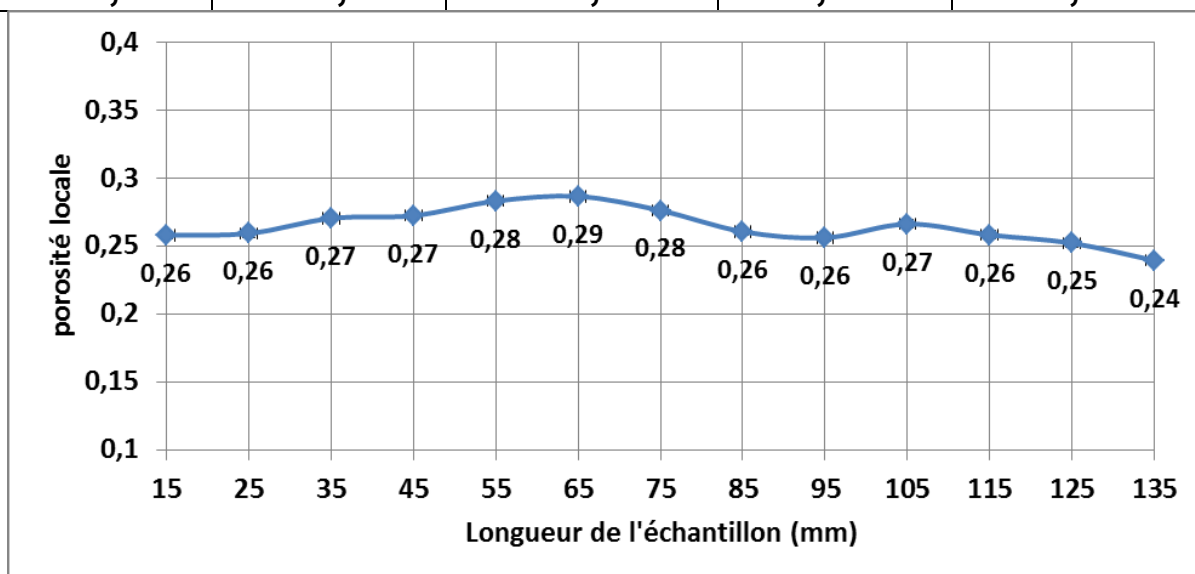


Figure 123: Profil de porosité Ri3

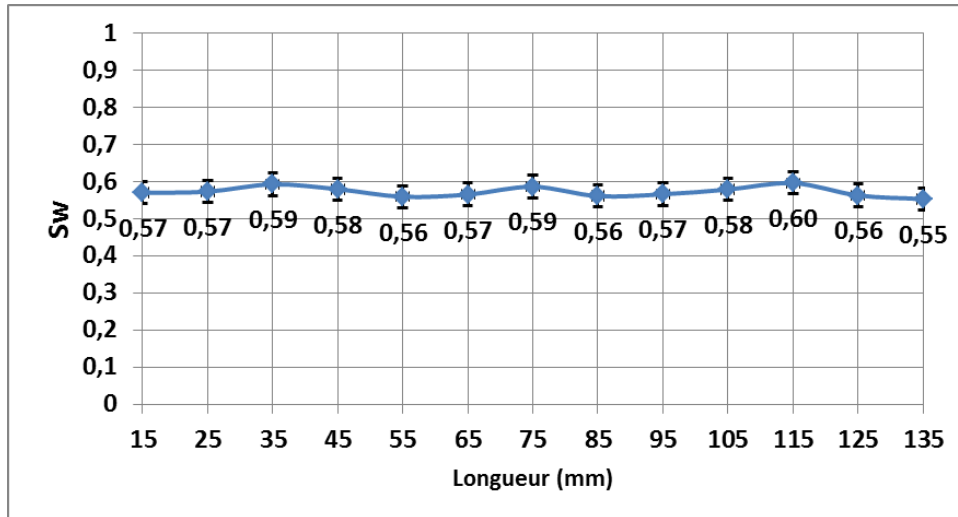


Figure 124: Profil de saturations au Soi3 - Ri3

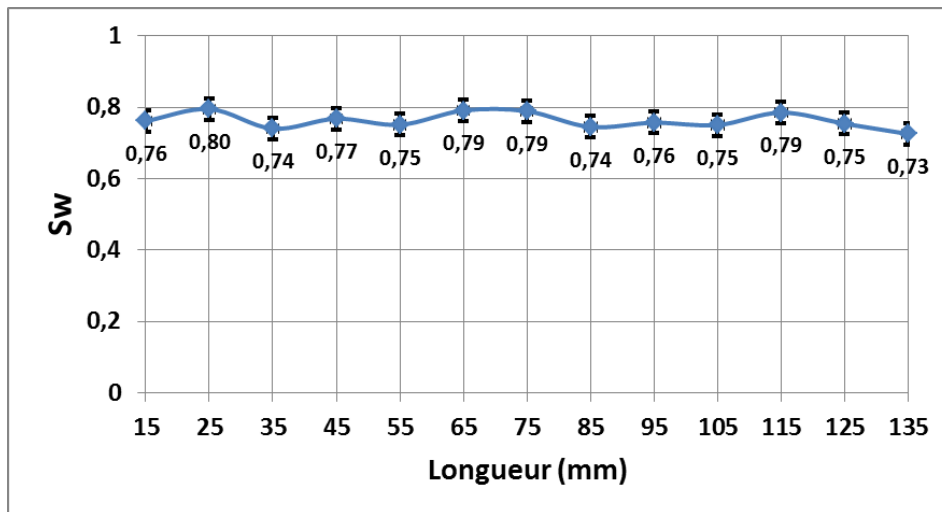


Figure 125: Profil de saturation au Sorw

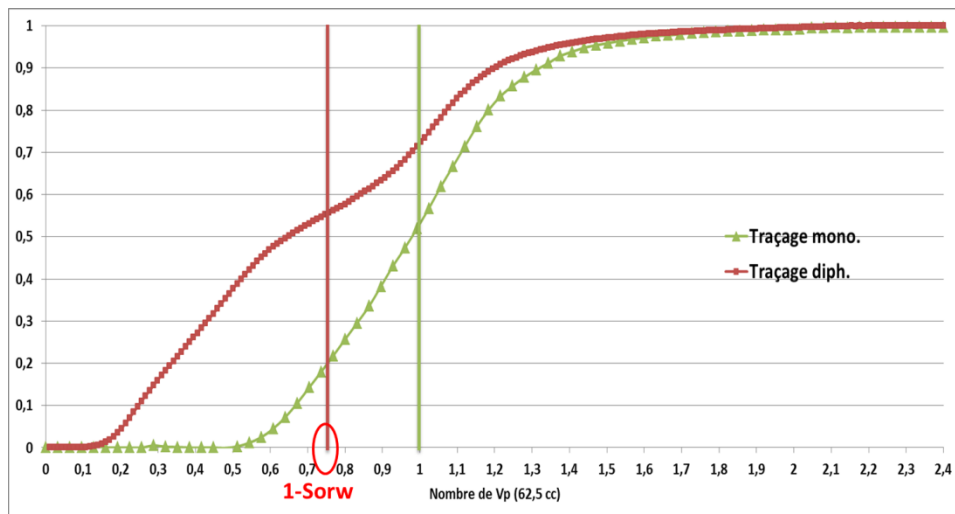
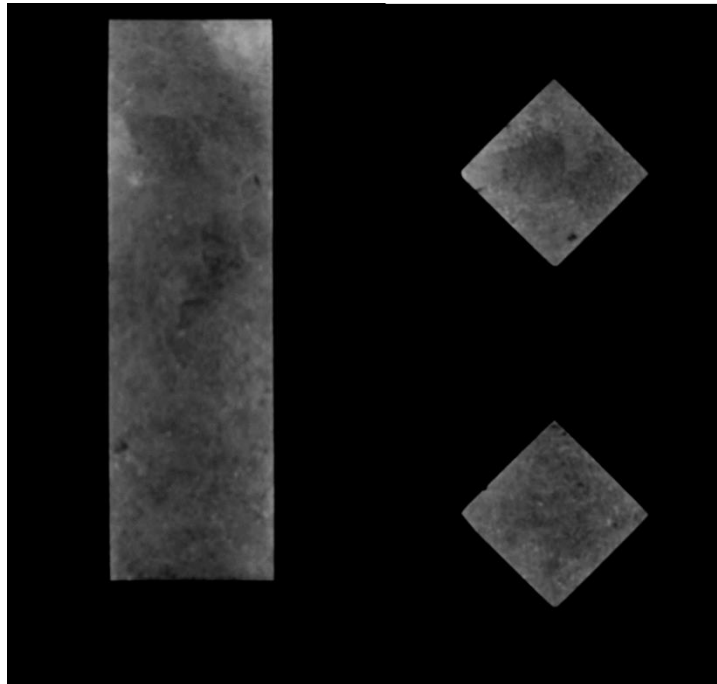


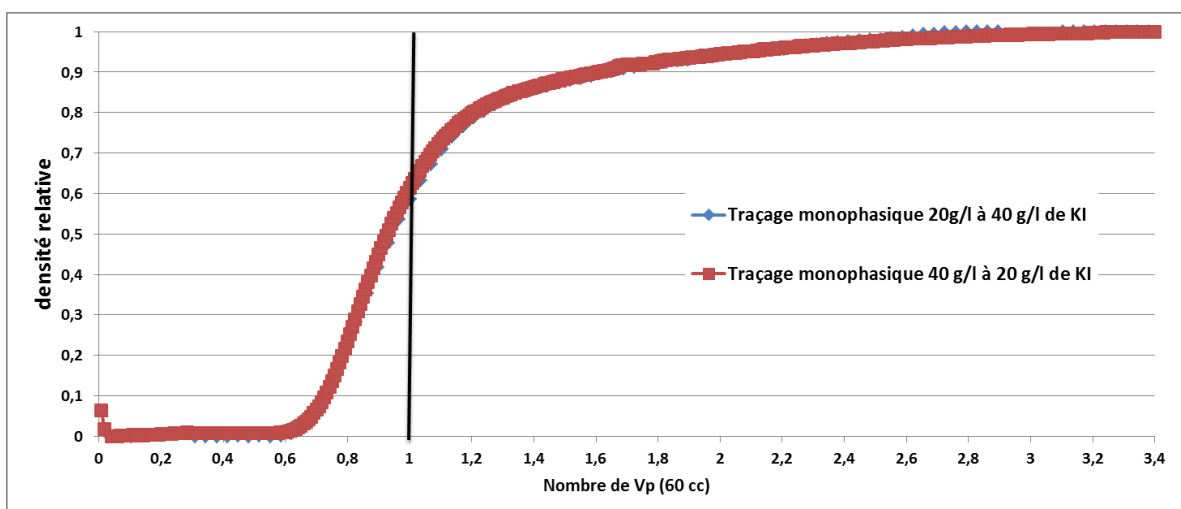
Figure 126: Traçages miscibles Ri3

RI3	Qw (cc/h)	Qo (cc/h)	AP aux extrémités	AP aux prises intermédiaires	visco eau (cp)	visco huile (cp)	Section (cm ²)	Longueur aux prises interm. (cm)	Longueur totale de l'échantillon (cm)	Kw monophasique sur L totale (Darcy)	Kw monophasique sur L interm. (Darcy)	Krow sur L interm.	Krw sur L interm.	Krow sur L totale	Krw sur L totale	Sw sur L totale	Sw sur L interm.
av mac	5	5	3,80	2,06	0,93	38,5	15,72	10	14,9	0,026	0,0315	0,52	0,01	0,51	0,012	0,57	0,57
ap mac	5	5	3,85	1,87	0,93	34	15,72	10	14,9	0,026	0,0315	0,51	0,01	0,45	0,012	0,62	0,61
	7	3	3,34	1,69	0,93	38	15,72	10	14,9	0,026	0,0315	0,38	0,02	0,35	0,020	0,64	0,65
	9	1	2,55	1,35	0,93	38	15,72	10	14,9	0,026	0,0315	0,16	0,03	0,15	0,033	0,71	0,69
	10	0	1,00	0,53	0,93	38	15,72	10	14,9	0,026	0,0315	0,00	0,10	0,00	0,094	0,78	0,77

Échantillon Ri4 (pour $Soi4 = 0,5$)



Kw (mD)	Vp gamma (cc)	Vp dispersion (cc)	S_{orw} gamma	S_{orw} dispersion
35,4	59,7	60	0,25	0,24



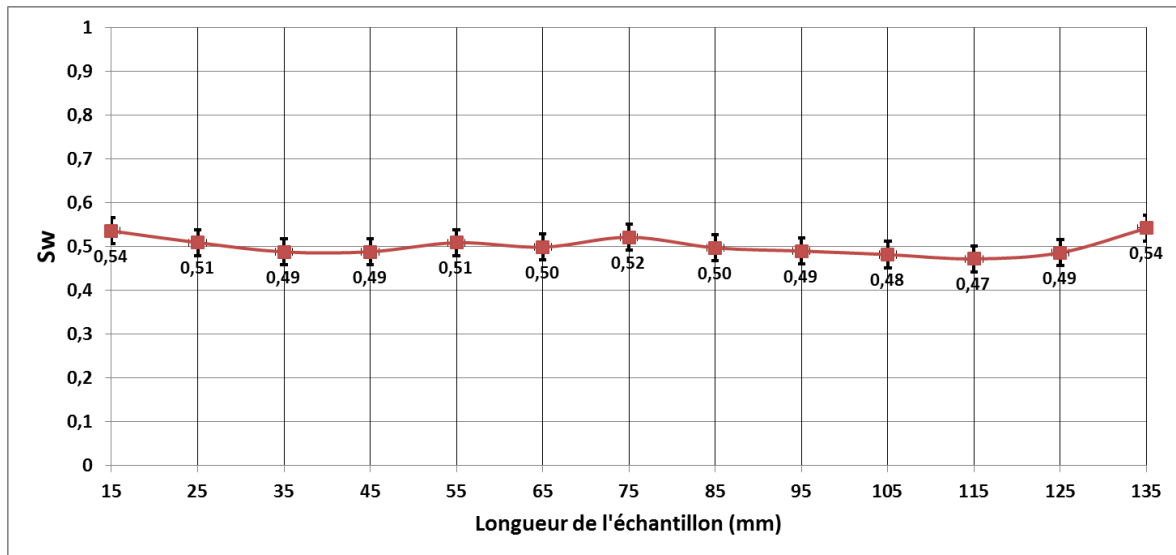
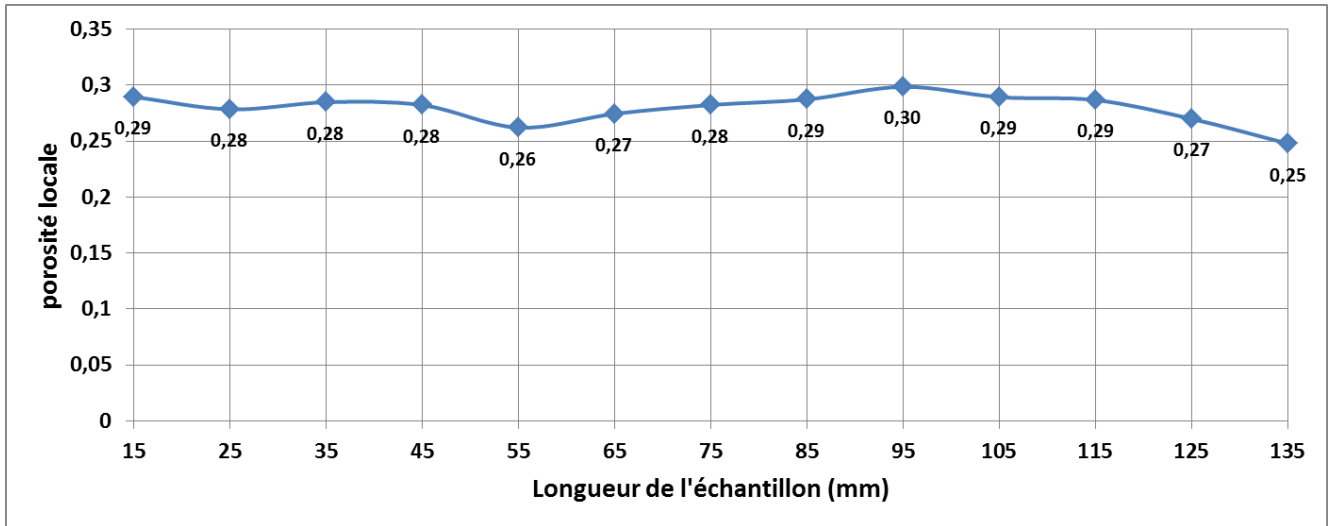


Figure 127: Profil de saturation au Soi4 - Ri4

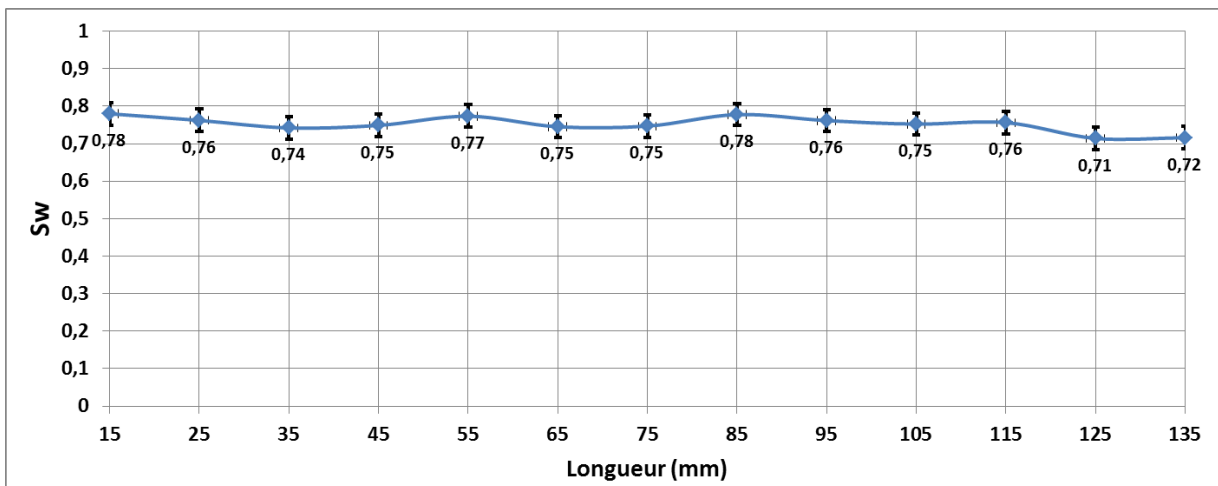
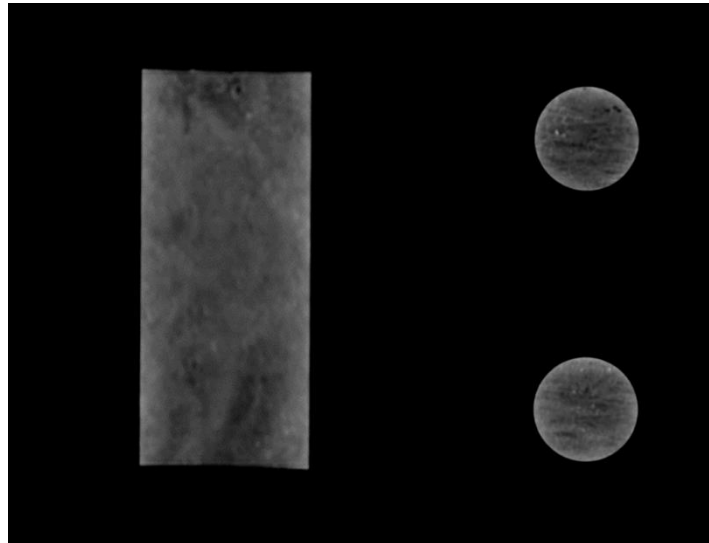


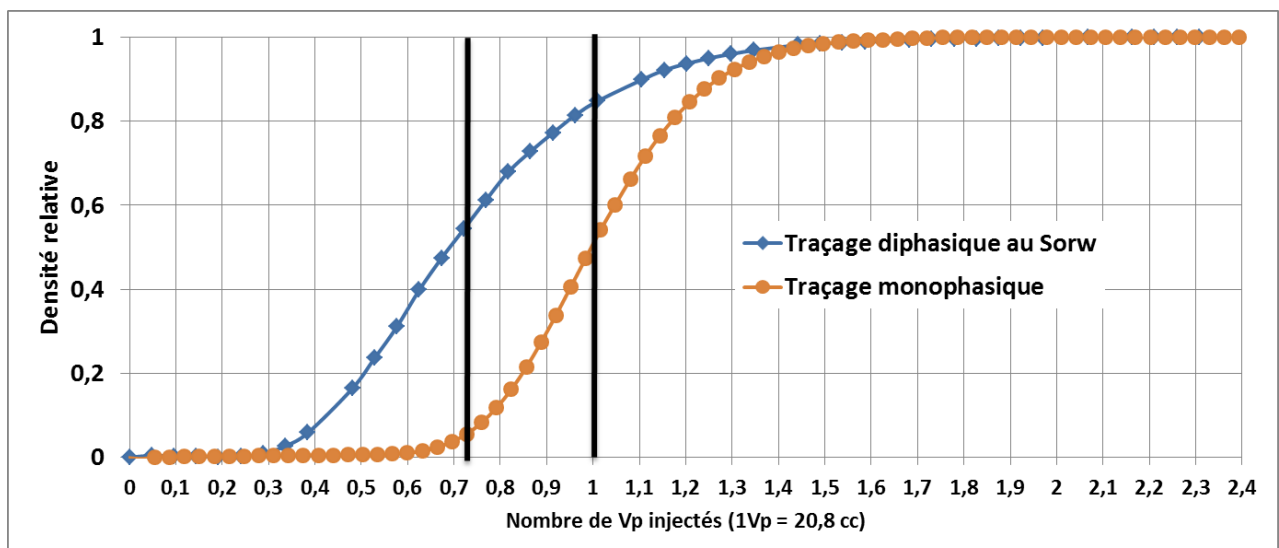
Figure 128: Profil de saturations au Sorw - Ri4

RIA	Qw (cc/h)	Qo (cc/h)	ΔP aux extrémités (bars)	ΔP aux prises intermédiaires (bars)	visco eau (cP)	visco huile (cP)	Section (cm ²)	Longueur aux prises interm. (cm)	Longueur totale de l'échantillon (cm)	Kw monophasique sur L totale (Darcy)	Kw monophasique sur L interm. (Darcy)	K _{row} sur L interm.	K _{rw} sur L interm.	K _{row} sur L totale	K _{rw} sur L totale	Sw sur L interm.
av mac	3	7	4,3	2,39	0,93	39,5	15,327	10	14,93	0,028	0,0354	0,59	0,006	0,61	0,006	0,495
ap mac	3	7	4,2	2,669	0,93	39,9	15,327	10	14,93	0,028	0,0354	0,54	0,005	0,64	0,006	0,506
	5	5	3,8	2,499	0,93	39,9	15,327	10	14,93	0,028	0,0354	0,41	0,010	0,49	0,012	0,532
	7	3	2,9	1,857	0,93	39,9	15,327	10	14,93	0,028	0,0354	0,33	0,018	0,39	0,021	0,57
	9	1	2,3	1,377	0,93	39,9	15,327	10	14,93	0,028	0,0354	0,15	0,031	0,16	0,034	0,63
	60	0		2,797	0,93	39,9	15,327	10	14,93	0,028	0,0354	0,00	0,102			0,753

Échantillon Ri5 (pour $S_{oi5} = 0,7$)

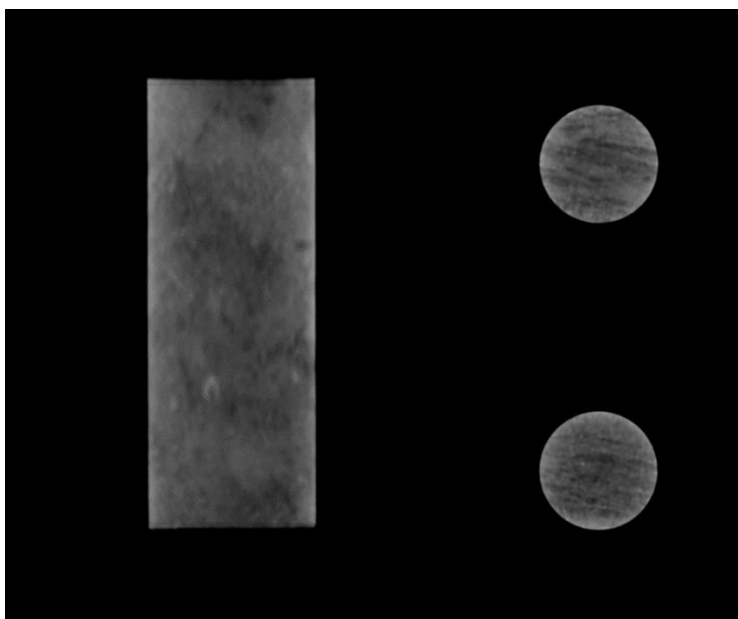


Kw (mD)	Vp pesée (cc)	Vp dispersion (cc)	S_{orw} lecture	S_{orw} dispersion
19,1	21,3	20,8	0,28	0,27

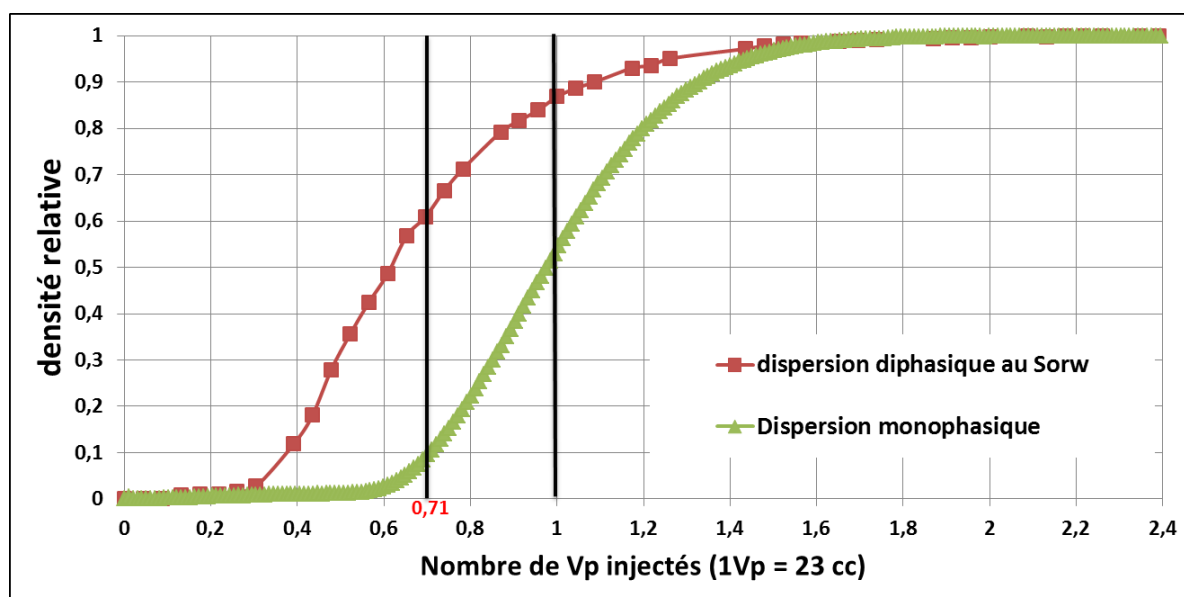


R15	Qw (cc/h)	Qo (cc/h)	ΔP aux extrémités (bars)	visco eau (cp)	visco huile (cp)	Section (cm ²)	Longueur totale de l'échantillon (cm)	Kw monophasique sur L totale (Darcy)	Krow sur L totale	Krw sur L interm.	Sw mesures volumes
av mac	1	9	3,8	0,93	38,5	11,34	5,95	0,019	0,69	0,0019	0,30
ap mac	3	7	5,4	0,93	39,5	11,34	5,95	0,019	0,39	0,0039	0,40
	5	5	4,7	0,93	39,5	11,34	5,95	0,019	0,32	0,0075	0,46
	7	3	3,9	0,93	39,5	11,34	5,95	0,019	0,23	0,01	0,54
	9	1	2,2	0,93	39,5	11,34	5,95	0,019	0,14	0,03	0,58
	100	0	4,1	0,93	39,5	11,34	5,95	0,019	0	0,17	0,72

Échantillon Ri6 (pour $S_{oi6} = 0,78$)



Kw (mD)	Vp pesée (cc)	Vp dispersion (cc)	S_{orw} lecture	S_{orw} dispersion
29,7	24,8	23	0,3	0,29



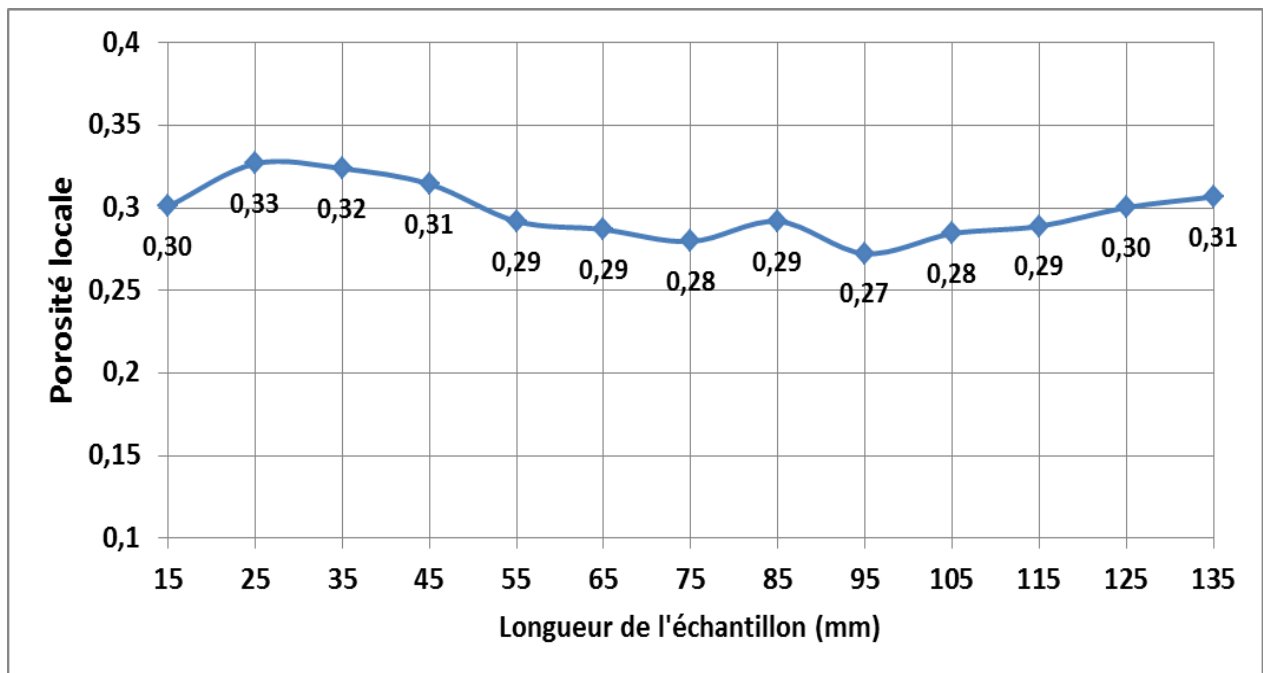
R16	Qw (cc/h)	Qo (cc/h)	ΔP aux extrémités (bars)	visco eau (cP)	visco huile (cP)	Section (cm ²)	Longueur totale de l'échantillon (cm)	Kw monophysique sur L totale (Darcy)	Krow sur L totale	Krw sur L interm.	Sw mesures volumes
av mac	0	10	2,54	0,93	36	11,34	5,95	0,03	0,70	0	0,22
ap mac	0	10	2,62	0,93	38	11,34	5,95	0,03	0,71	0	0,22
	1	9	3,45	0,93	38	11,34	5,95	0,03	0,49	0,001	0,25
	3	7	4,12	0,93	38	11,34	5,95	0,03	0,32	0,003	0,35
	5	5	4,00	0,93	38	11,34	5,95	0,03	0,23	0,006	0,43
	7	3	3,15	0,93	38	11,34	5,95	0,03	0,18	0,010	0,54
	9	1	1,65	0,93	38	11,34	5,95	0,03	0,11	0,025	0,58
	100	0	1,25	0,93	38	11,34	5,95	0,03	0	0,36	0,7

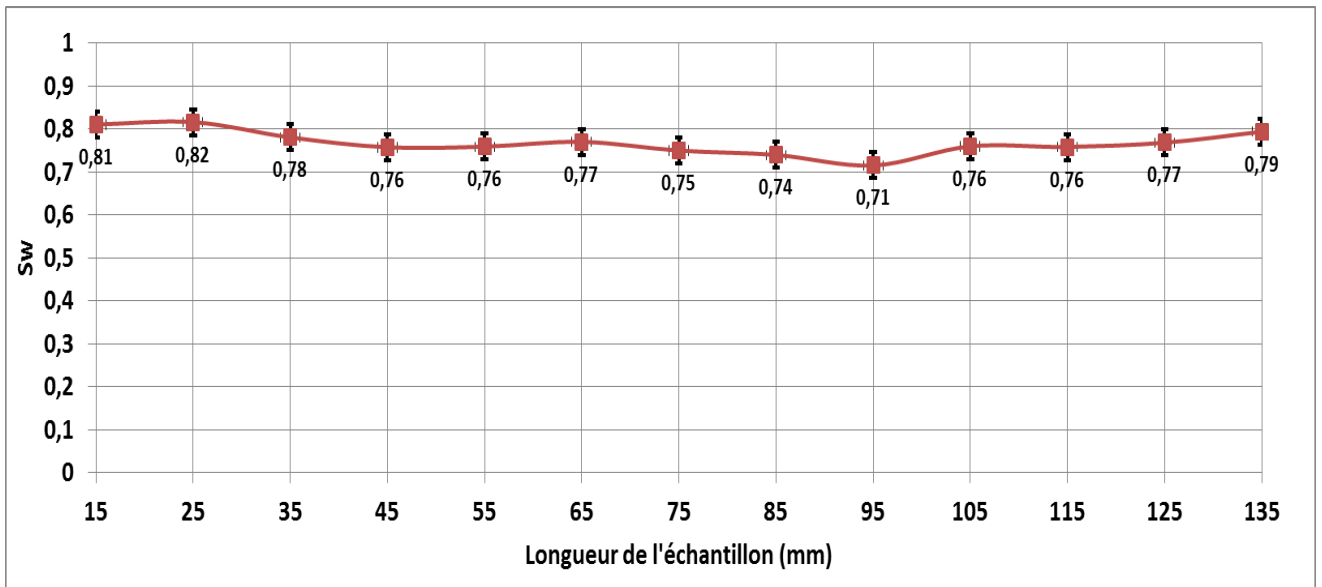
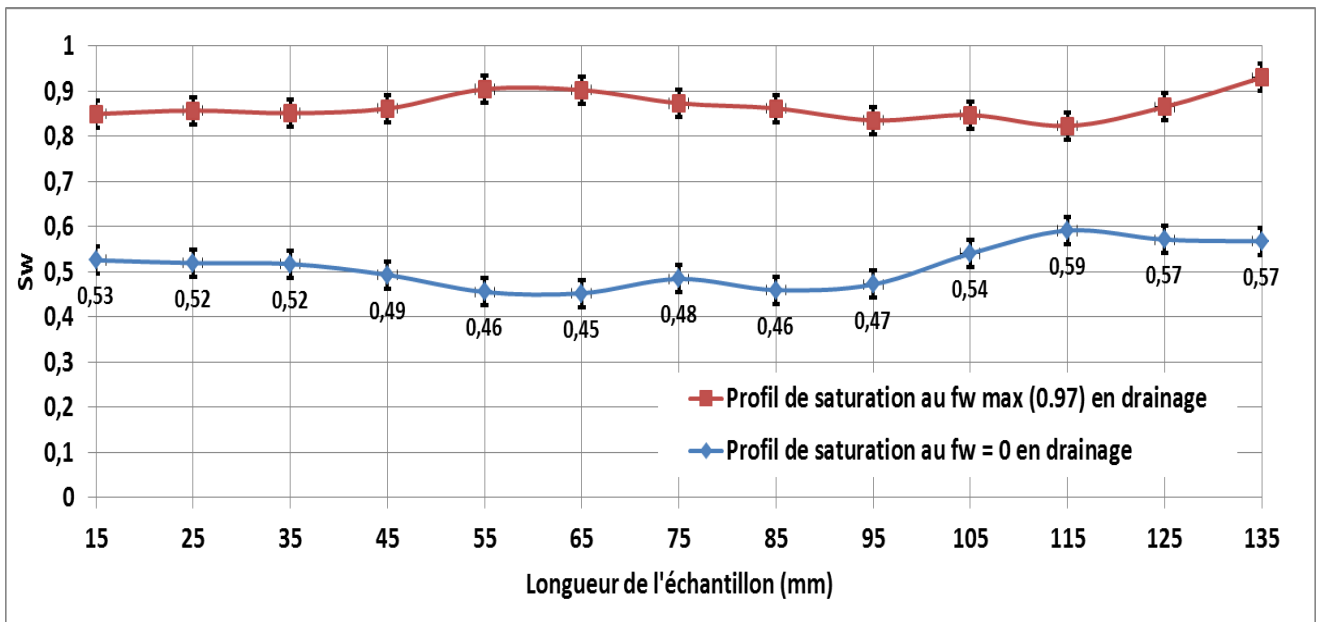
ANNEXE C

Récapitulatif des résultats sur les échantillons d'Estailade

Échantillon Esta0 (marcol)

Kw (mD)	Vp gamma (cc)	Vp dispersion (cc)	S_{orw} gamma	S_{orw} dispersion
157				

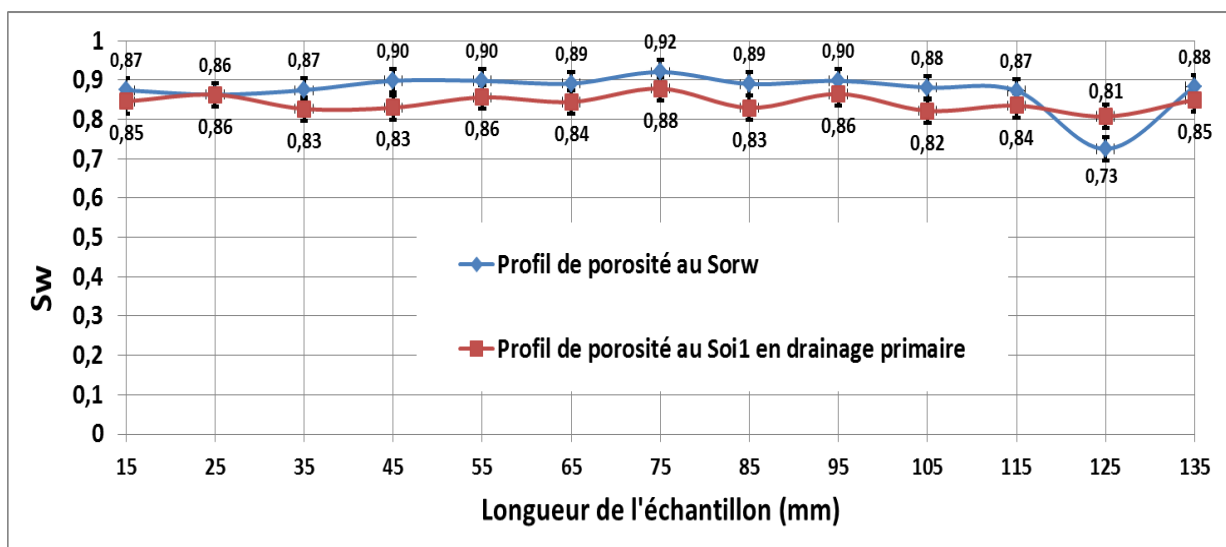
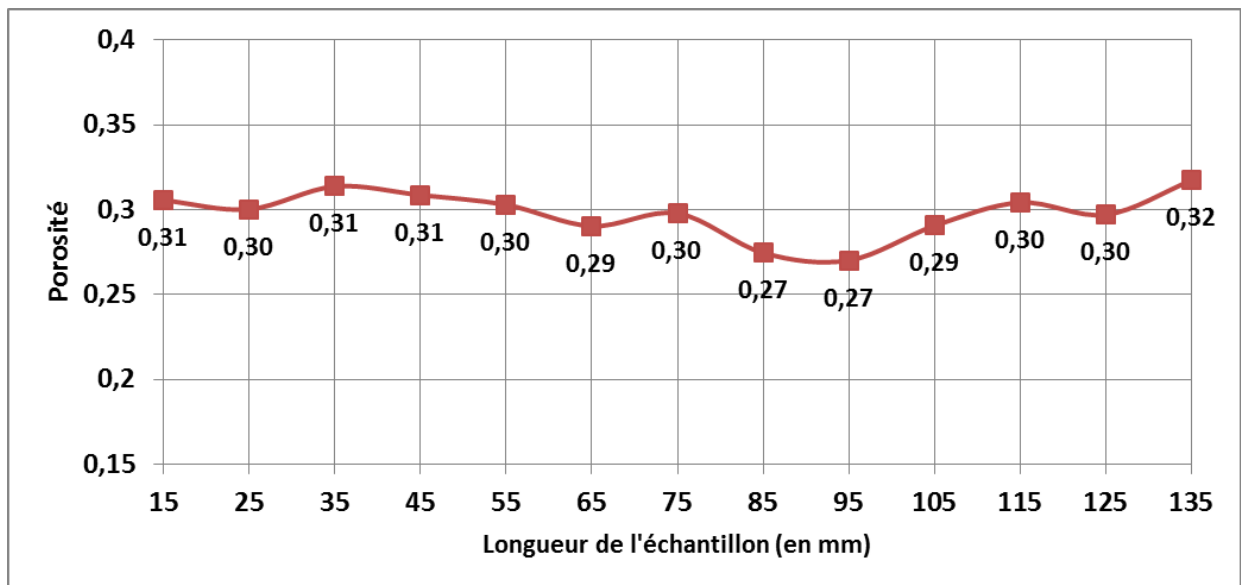


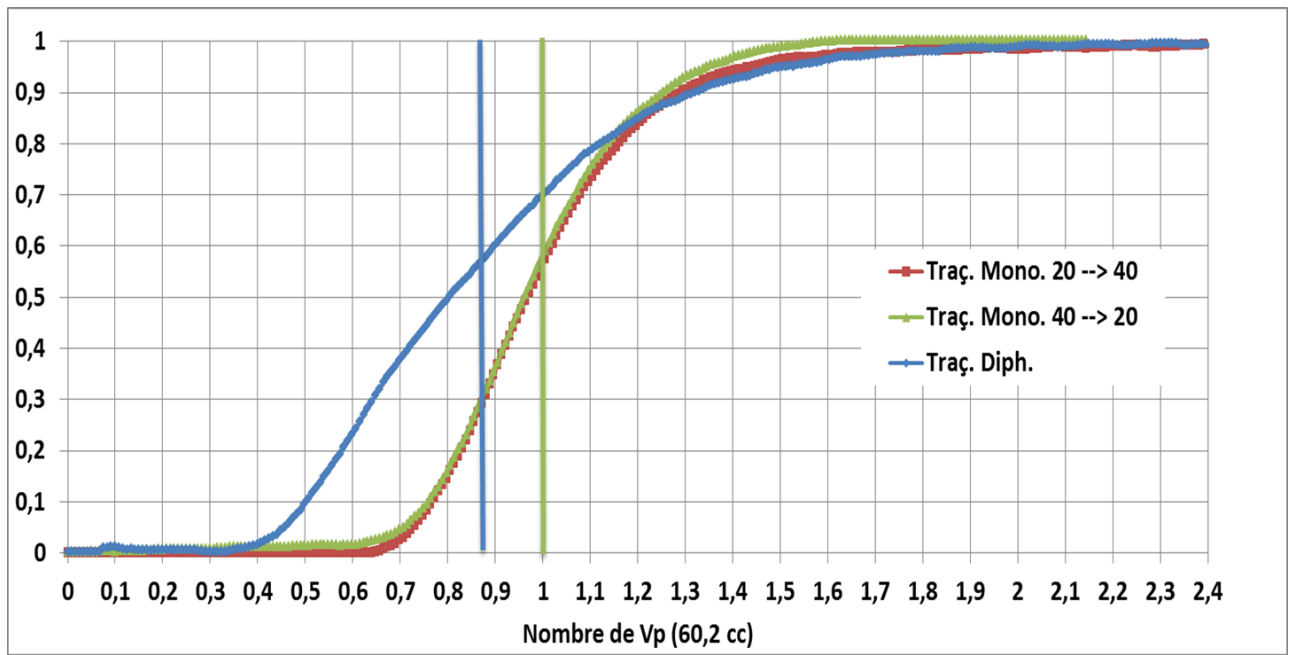


ESTAO (marco)	Qw	Qo (cc/h)	ΔP aux extrémités	ΔP aux prises intermédiaires	visco eau (cp)	visco huile (cp)	Section (cm ²)	Longueur aux prises interm.	Longueur totale de l'échantillon	Kw monphasique sur L totale (Darcy)	Kw monphasique sur L interm. (Darcy)	K _{row} sur L interm.	K _{rw} sur L interm.	K _{row} sur L totale	K _{rw} sur L totale	S _w sur L totale	S _w sur L interm.
	(cc/h)							(cm)	(cm)								
drainage	60	0	0,09	0,06	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0	1	0	1	1	1
	58	2	0,44	0,26	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,07	0,22	0,06	0,20	0,84	0,83
	54	6	0,67	0,43	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,12	0,12	0,12	0,12	0,80	0,80
	42	18	1,06	0,69	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,23	0,06	0,23	0,06	0,75	0,75
	30	30	1,31	0,84	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,32	0,04	0,31	0,03	0,71	0,71
	18	42	1,37	0,88	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,43	0,02	0,42	0,02	0,66	0,66
	6	54	1,39	0,86	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,56	0,01	0,53	0,01	0,60	0,60
	2	58	1,15	0,69	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,75	0,003	0,69	0,003	0,56	0,55
	0	60	1,09	0,66	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,81	0	0,76	0	0,51	0,50
Imbibition	2	58	1,15	0,69	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,75	0,003	0,69	0	0,56	0,55
	6	54	1,25	0,80	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,60	0,007	0,59	0,01	0,60	0,59
	18	42	1,43	0,95	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,39	0,02	0,40	0,02	0,66	0,66
	30	30	1,57	1,07	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,25	0,03	0,26	0,03	0,70	0,69
	42	18	1,38	0,94	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,17	0,04	0,18	0,05	0,72	0,72
	54	6	1,23	0,90	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,06	0,06	0,07	0,07	0,74	0,74
	58	2	1,14	0,84	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0,02	0,07	0,02	0,08	0,75	0,74
	60	0	0,90	0,59	0,9	8,2	16,3	10	15	0,153	0,157	0	0,10	0	0,10	0,77	0,76

Échantillon Esta1 (Soi1 = 0,16)

Kw (mD)	Vp gamma (cc)	Vp dispersion (cc)	S _{orw} gamma	S _{orw} dispersion
95,5	58,2	60,2	0,13	0,12

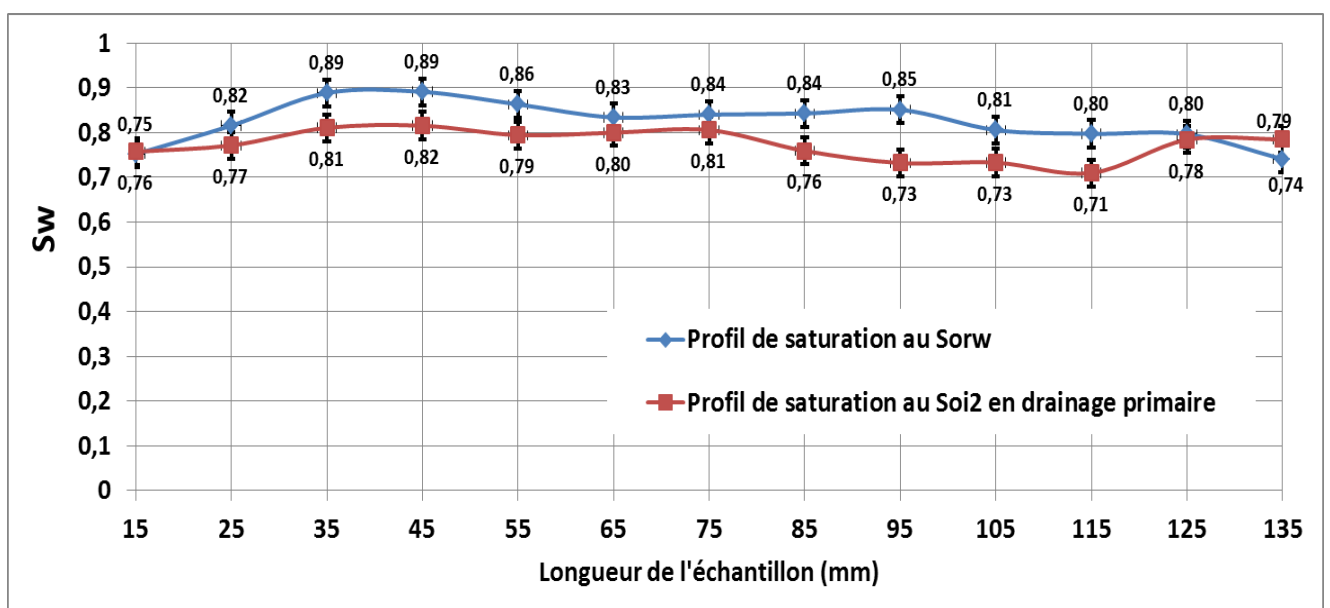
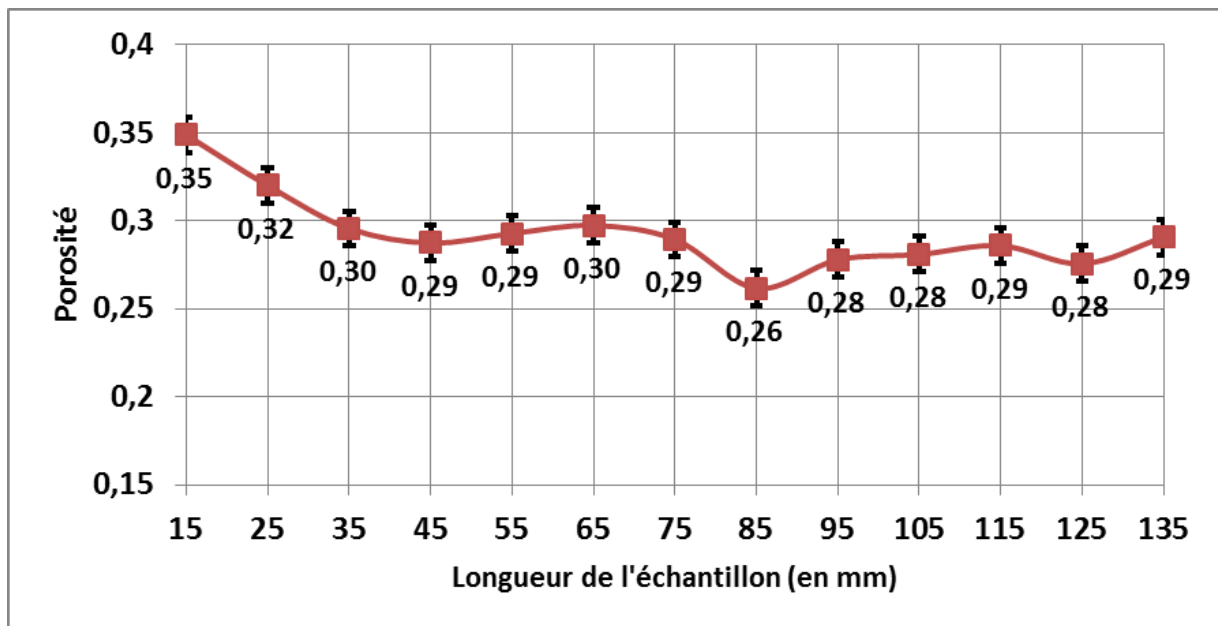


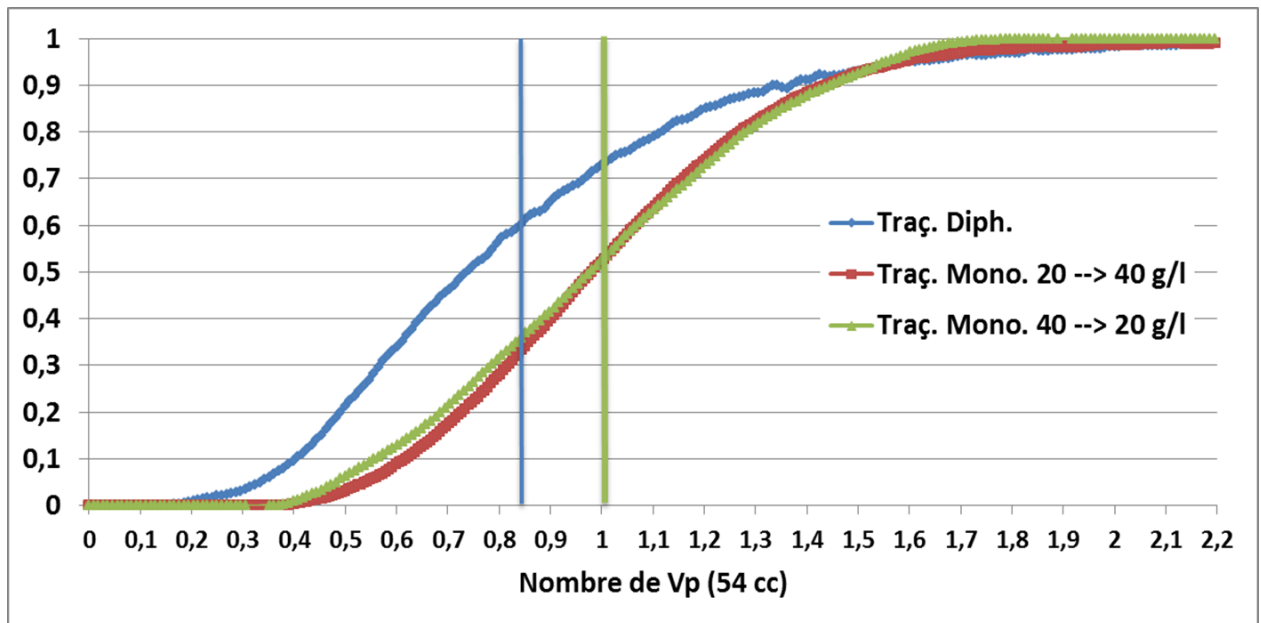


ESTAT		Qw (cc/h)	Q0 (cc/h)	AP aux extrémités	AP aux prises intermédiaires	visco eau (cp)	visco huile (cp)	Section (cm ²)	Longueur aux prises interm. (cm)	Longueur totale de l'échantillon (cm)	Kw monophasique sur L totale (Darcy)	Kw monophasique sur L interm. (Darcy)	Krow sur L interm.	Krw sur L interm.	Krow sur L totale	Krw sur L totale	Sw sur L totale	Sw sur L interm.
av mac		39,6	0,4	0,39	0,25	0,78	35,6	13	10	15	0,1072	0,0955	0,13	0,28	0,123	0,267	0,84	0,84
ap mac		39,6	0,4	0,38	0,26	0,78	35,6	13	10	15	0,1072	0,0955	0,12	0,27	0,126	0,274	0,84	0,83
		40	0	0,36	0,25	0,78	35,6	13	10	15	0,1072	0,0955	0	0,28	0	0,292	0,88	0,87

Échantillon Esta2 (Soi2 = 0,21)

Kw (mD)	Vp gamma (cc)	Vp dispersion (cc)	S _{orw} gamma	S _{orw} dispersion
146,4	51,6	54	0,15	0,16

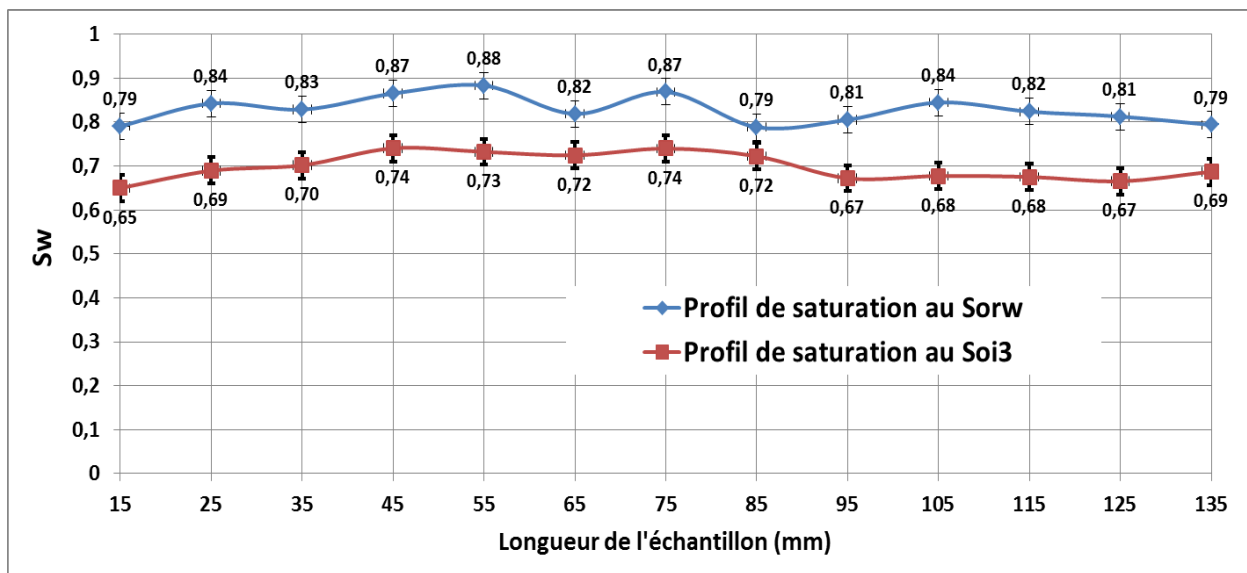
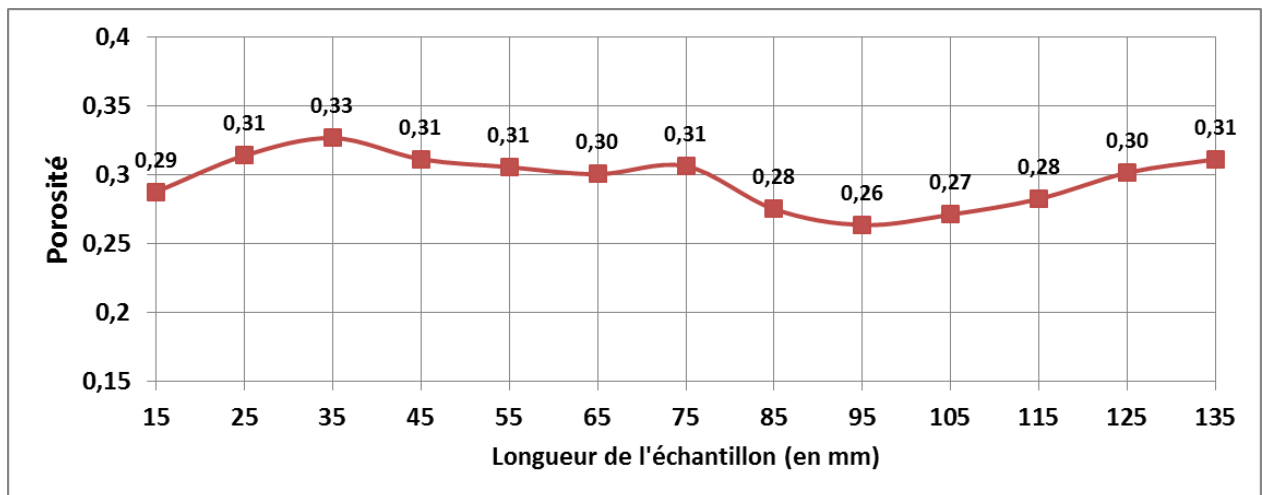


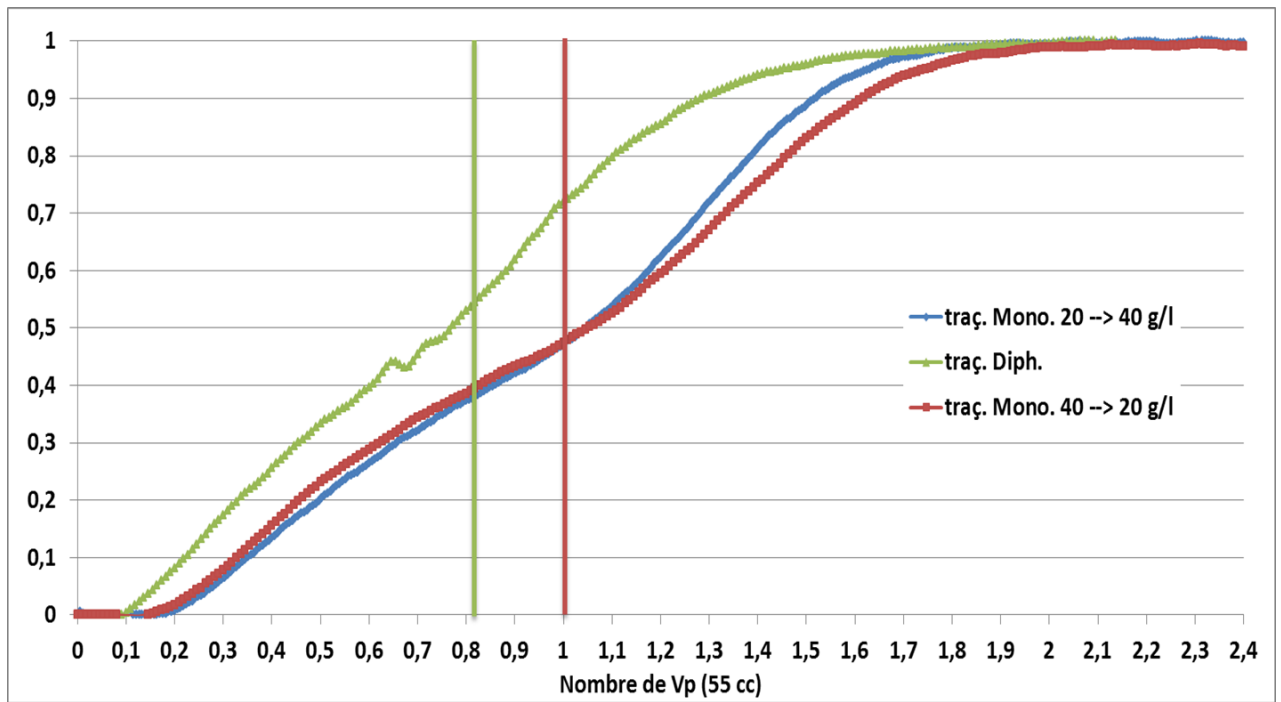


ESTA2	Qw (cc/h)	Qo (cc/h)	DP aux extrémités	DP aux prises intermédiaires	visco eau (cp)	visco huile (cp)	Section (cm ²)	Longueur aux prises interm. (cm)	Longueur totale de l'échantillon (cm)	Kw monophasique sur L totale (Darcy)	Kw monophasique sur L interm. (Darcy)	Krow sur L interm.	Krw sur L interm.	Krow sur L totale	Krw sur L totale	Sw sur L totale	Sw sur L interm.
av mac	38	2	0,55	0,31	0,77	31	11,8	10	15	0,148	0,146	0,32	0,15	0,27	0,13	0,79	0,79
ap mac	38	2	0,64	0,40	0,78	31	11,8	10	15	0,148	0,146	0,25	0,12	0,23	0,11	0,77	0,79
	39,6	0,4	0,38	0,19	0,78	31	11,8	10	15	0,148	0,146	0,10	0,26	0,08	0,19	0,79	0,82
	40	0	0,28	0,14	0,78	31	11,8	10	15	0,148	0,146	0	0,36	0	0,27	0,82	0,85

Échantillon Esta3 (Soi3 = 0,3)

Kw (mD)	Vp gamma (cc)	Vp dispersion (cc)	S _{orw} gamma	S _{orw} dispersion
283,6	52	55	0,17	0,18

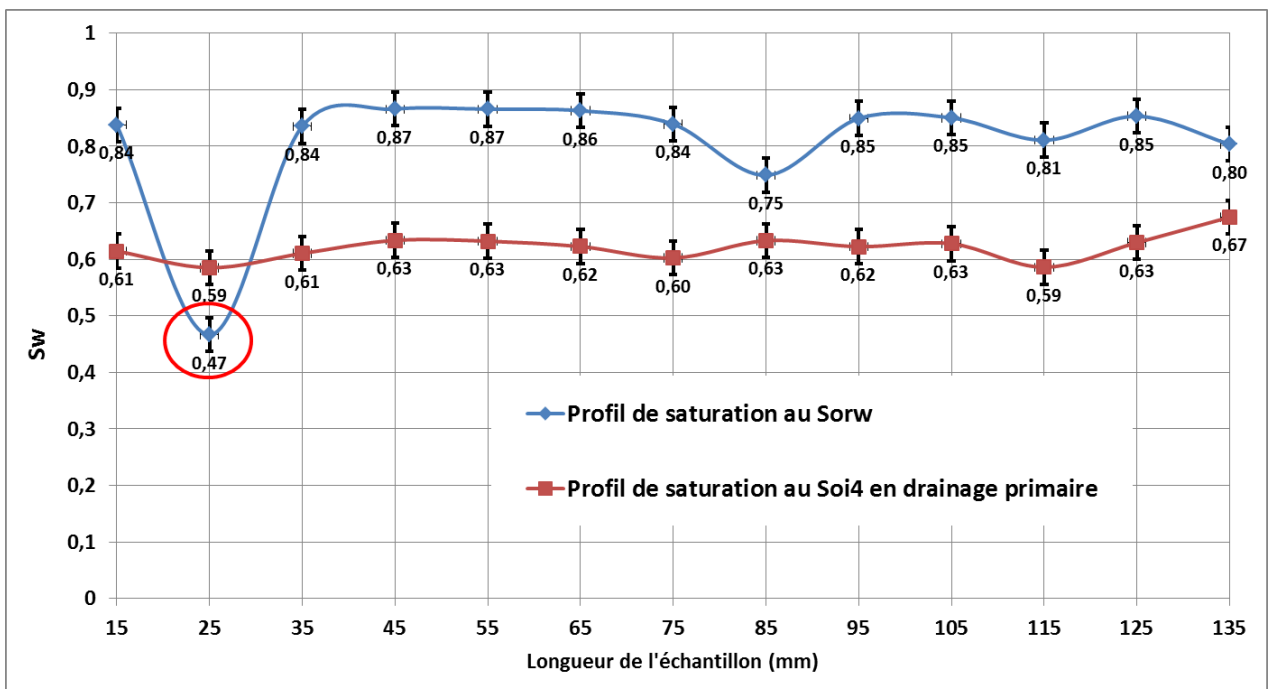
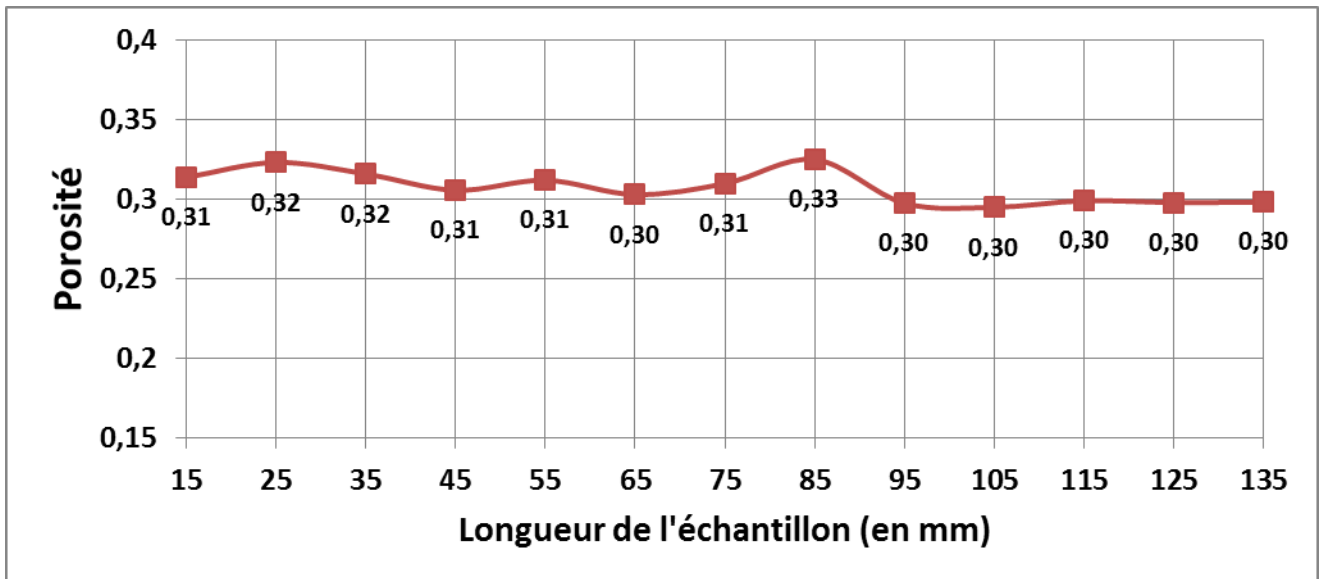


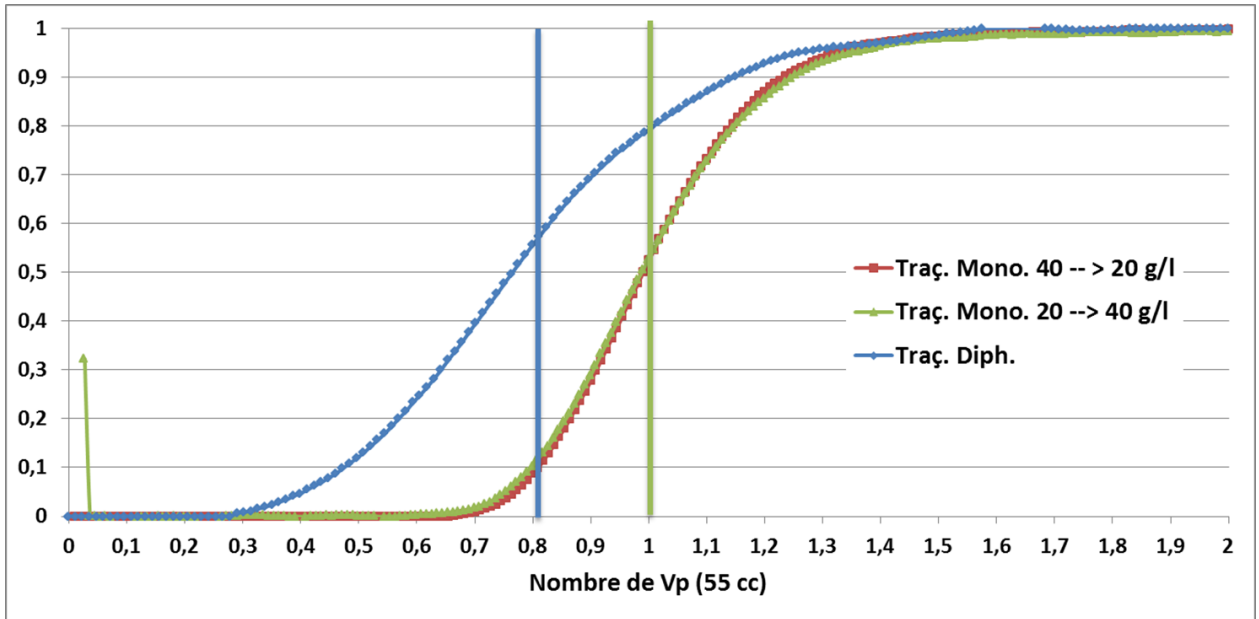


ESTA3	Qw	Qo	ΔP aux	ΔP aux prises	visco eau	visco huile	Section	Longueur aux	Longueur	Kw	Kw	Krow sur L	Krw sur L	Krow sur L	Krw sur L	Sw sur L	Sw sur L
	(cc/h)	(cc/h)	extrémités	intermédiaires	(cp)	(cp)	(cm ²)	prises interm.	totale de l'échantillon	sur L totale (Darcy)	sur L interm. (Darcy)	interm.	interm.	totale	totale	totale	interm.
av mac	30	10	2,05	0,8	0,77	32,3	11,7	10	14,97	0,21	0,28	0,34	0,024	0,27	0,019	0,70	0,70
ap mac	30	10	2,5	1	0,78	35,6	11,7	10	14,97	0,21	0,28	0,30	0,020	0,24	0,016	0,67	0,67
	36	4	2,05	0,66	0,78	35,6	11,7	10	14,97	0,21	0,28	0,18	0,036	0,12	0,023	0,70	0,71
	38	2	1,56	0,45	0,78	35,6	11,7	10	14,97	0,21	0,28	0,13	0,055	0,08	0,032	0,74	0,75
	39,6	0,4	0,9	0,26	0,78	35,6	11,7	10	14,97	0,21	0,28	0,05	0,099	0,03	0,058	0,79	0,79
	40	0	0,37	0,13	0,78	35,6	11,7	10	14,97	0,21	0,28	0	0,201	0	0,144	0,83	0,83

Échantillon Esta4 (Soi4 = 0,38)

Kw (mD)	Vp gamma (cc)	Vp dispersion (cc)	S _{orw} gamma	S _{orw} dispersion
125,8	54,3	55	0,2	0,19

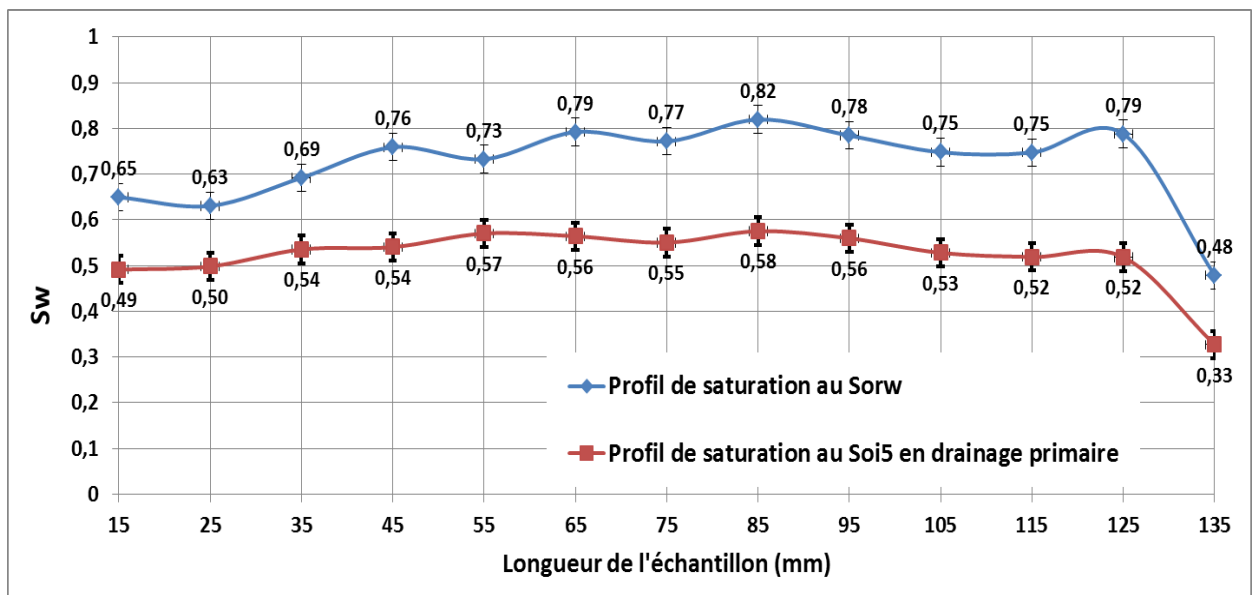
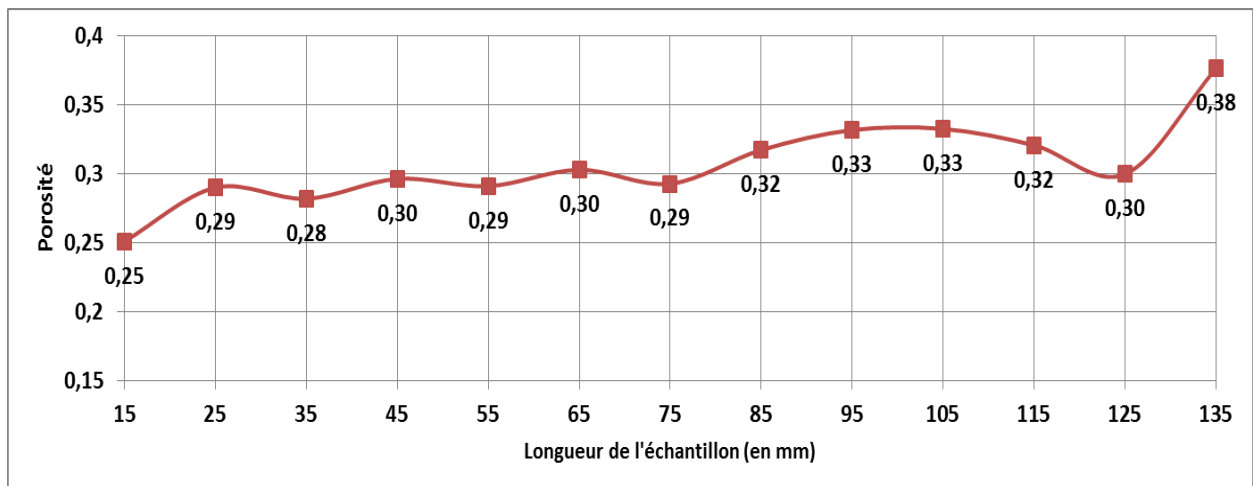




ESTIA4	Qw	Qo (cc/h)	AP aux extrémités	AP aux prises intermédiaires	visco eau (cp)	visco huile (cp)	Section (cm ²)	Longueur aux prises interm. (cm)	Longueur totale de l'échantillon (cm)	Kw monphasique sur L totale (Darcy)	Kw monphasique sur L interm. (Darcy)	Krow sur L interm.	Krw sur L interm.	Krow sur L totale	Krw sur L totale	Sw sur L totale	Sw sur L interm.
	(cc/h)																
av mac	20	20	3,72	2,37	0,78	35,6	11,70	10	15,1	0,105	0,13	0,57	0,012	0,65	0,01	0,62	0,62
ap mac	20	20	4	2,4	0,78	35,6	11,70	10	15,1	0,105	0,13	0,56	0,012	0,61	0,01	0,59	0,59
	30	10	3,34	1,91	0,78	35,6	11,70	10	15,1	0,105	0,13	0,35	0,023	0,36	0,02	0,63	0,63
	36	4	2,207	1,277	0,78	35,6	11,70	10	15,1	0,105	0,13	0,21	0,042	0,22	0,04	0,67	0,67
	38	2	1,637	0,919	0,78	35,6	11,70	10	15,1	0,105	0,13	0,15	0,061	0,15	0,06	0,71	0,71
	39,6	0,4	1,15	0,65	0,78	35,6	11,70	10	15,1	0,105	0,13	0,04	0,090	0,04	0,09	0,75	0,75
	40	0	0,605	0,367	0,78	35,6	11,70	10	15,1	0,105	0,13	0	0,16	0	0,18	0,81	0,80

Échantillon Esta5 ($Soi5 = 0,46$)

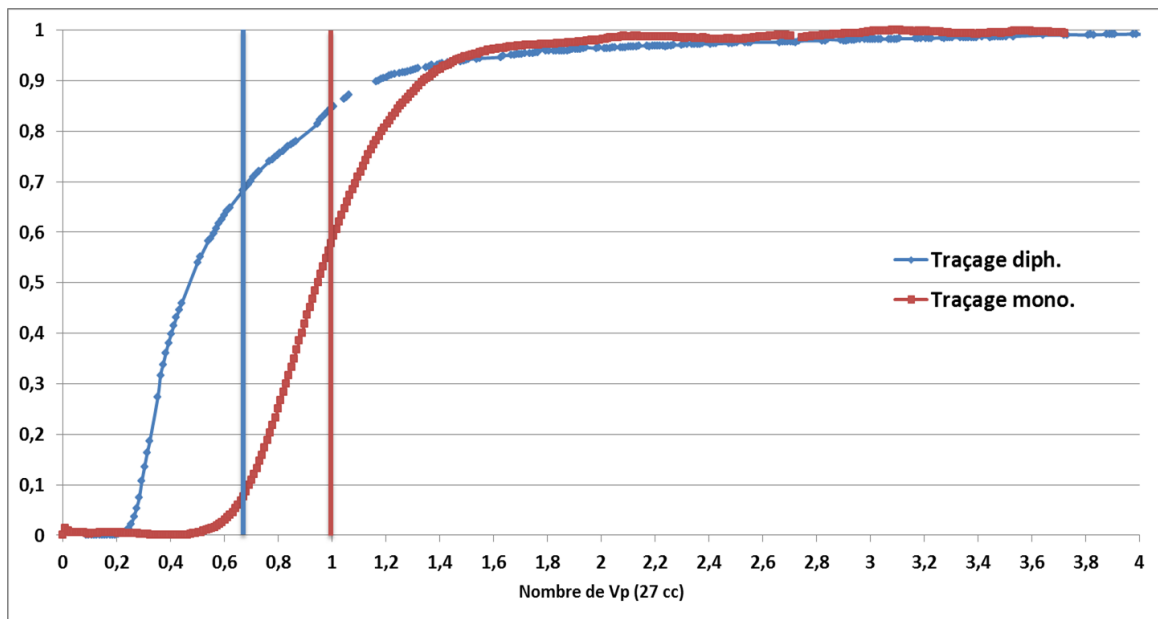
Kw (mD)	Vp gamma (cc)	Vp dispersion (cc)	S_{orw} gamma	S_{orw} dispersion
104	53,2	54	0,25	



ESTAS	Qw	Qo (cc/h)	DP aux extrémités	DP aux prises intermédiaires	visco eau (cp)	visco huile (cp)	Section (cm ²)	Longueur aux prises interm. (cm)	Longueur totale de l'échantillon (cm)	Kw monphasique sur L totale (Darcy)	Kw monphasique sur L interm. (Darcy)	Krow sur L interm.	Krw sur L interm.	Krow sur L totale	Krw sur L totale	Sw sur L totale	Sw sur L interm.
	(cc/h)																
av mac	4	36	6,877	3,81	0,85	38,6	12,7	10	14,06	0,096	0,104	0,77	0,002	0,65	0,002	0,52	0,54
ap mac	4	36	6,51	3,82	0,8	36,5	12,7	10	14,06	0,096	0,104	0,72	0,002	0,65	0,002	0,52	0,54
	10	30	6,93	3,86	0,8	36,5	12,7	10	14,06	0,096	0,104	0,60	0,004	0,51	0,004	0,53	0,55
	20	20	6,15	3,5	0,8	36,5	12,7	10	14,06	0,096	0,104	0,44	0,010	0,38	0,010	0,54	0,57
	30	10	4,3	2,5	0,8	36,5	12,7	10	14,06	0,096	0,104	0,31	0,020	0,27	0,020	0,56	0,59
	36	4	2,661	1,495	0,8	36,5	12,7	10	14,06	0,096	0,104	0,21	0,040	0,18	0,03	0,58	0,62
	38	2	1,92	1,03	0,8	36,5	12,7	10	14,06	0,096	0,104	0,15	0,062	0,12	0,05	0,60	0,63
	40	0	0,5	0,29	0,8	36,5	12,7	10	14,06	0,096	0,104	0	0,23	0	0,20	0,72	0,75

Échantillon Esta6 (Soi6 = 0,5)

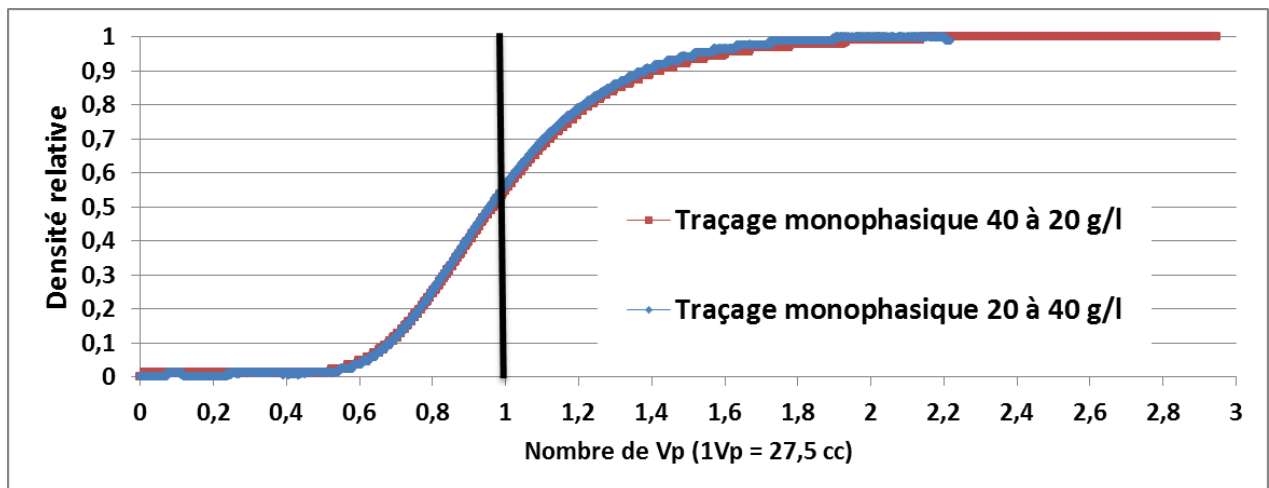
Kw (mD)	Vp pesée (cc)	Vp dispersion (cc)	S _{orw} lecture	S _{orw} dispersion
155	27	26,5	0,34	0,32



ESTA6	Qw (cc/h)	Qo (cc/h)	ΔP aux extrémités (bars)	visco eau (cp)	visco huile (cp)	Section (cm ²)	Longueur totale de l'échantillon (cm)	Kw monophasique sur L totale (Darcy)	Krow sur L totale	Krw sur L interm.	Sw mesures volumes
drainage	0	50	2,647	0,91	38	11,9	6,99	0,155	0,76	0	0,5
Imbibition	0	50	2,667	0,91	38	11,9	6,99	0,155	0,75	0	0,5
	10	40	5,329	0,91	38	11,9	6,99	0,155	0,30	0,002	0,51
	20	30	6,202	0,91	38	11,9	6,99	0,155	0,19	0,003	0,52
	25	25	6,104	0,91	38	11,9	6,99	0,155	0,16	0,004	0,54
	30	20	5,202	0,91	38	11,9	6,99	0,155	0,15	0,006	0,56
	40	10	3,462	0,91	38	11,9	6,99	0,155	0,12	0,011	0,58
	45	5	2,462	0,91	38	11,9	6,99	0,155	0,08	0,018	0,59
	50	0	0,302	0,91	38	11,9	6,99	0,155	0	0,159	0,67

Échantillon Esta7 ($S_{oi7} = 0,33$)

Kw (mD)	Vp pesée (cc)	Vp dispersion (cc)	S_{orw} lecture	S_{orw} dispersion
110,2	28,3	27,5	0,23	



Estat7	Qw (cc/h)	Qo (cc/h)	ΔP aux extrémités (bars)	visco eau (cp)	visco huile (cp)	Section (cm ²)	Longueur totale de l'échantillon (cm)	Kw monophasique sur L totale (Darcy)	Krow sur L totale	Krw sur L interm.	Sw mesures volumes
drainage	0	40	2,07	0,95	30	12,4	6,99	0,11	0,82	0	0,33
Imbibition	0	40	2,07	0,98	31,4	12,4	6,99	0,11	0,86	0	0,33
	4	36	2,69	0,98	31,4	12,4	6,99	0,11	0,60	0,002	0,42
	12	28	3,32	0,98	31,4	12,4	6,99	0,11	0,38	0,005	0,55
	20	20	3,12	0,98	31,4	12,4	6,99	0,11	0,29	0,009	0,64
	28	12	2,47	0,98	31,4	12,4	6,99	0,11	0,22	0,016	0,70
	36	4	1,34	0,98	31,4	12,4	6,99	0,11	0,13	0,037	0,75
	38	2	0,94	0,98	31,4	12,4	6,99	0,11	0,09	0,056	0,75
	40	0	0,14	0,98	31,4	12,4	6,99	0,11	0,00	0,405	0,77

ANNEXE D

HYPOTHESES ETABLIS SUR LE MODELE DE SKJAEVELAND et al. (1999) DE K_r

Nous allons détailler dans cette partie les équations du modèle de Skjaeveland et al.(1999) des perméabilités relatives en **imbibition**, comme elles ont été utilisées pour modéliser nos mesures expérimentales.

Les équations de bases sont ceux de Brooks et Corey, des perméabilités relatives. En franche mouillabilité à l'eau (écoulement diphasique eau-huile), on a :

$$k_{rW,wwi} = (S_w^*)^{1+m_{wi}+2.a_{wi}} \quad (159)$$

$$k_{rO,wwi} = (1 - S_w^*)^{m_{oi}} \cdot (1 - (S_w^*)^{2a_{wi}+1}) \quad (160)$$

Les coefficients m_{wd} , m_{od} représentent la tortuosité et a_{wd} est caractéristique de la distribution des pores. Corey (1994) a obtenu sur ses expériences d'écoulement sur des grès, des coefficients de tortuosité de l'ordre de 2 et a généralisé cette valeur pour tous les grès. Skjaeveland et al. (1999) ont choisi de rendre ce paramètre variable pour avoir plus de flexibilité dans le modèle.

En mouillabilité franche à l'huile on a :

$$k_{rO,owi} = (S_o^*)^{1+m_{oi}+2.a_{oi}} \quad (161)$$

$$k_{rW,owi} = (1 - S_o^*)^{m_{wi}} \cdot (1 - (S_o^*)^{2a_{oi}+1}) \quad (162)$$

Les variations de perméabilités relatives à l'eau en milieu mouillable à l'huile ont été très peu étudiées dans la littérature et aucune donnée expérimentale ne permet de prévoir leur comportement aux saturations résiduelles et aux saturations initiales. Nous n'avons donc pas traité les K_{rw} .

Ayant à disposition les courbes expérimentales en imbibition de perméabilités relatives en conditions mouillable à l'eau, la courbe K_{row} en mouillabilité franche à l'huile ne peut être déterminée que si nous connaissons le coefficient a_{oi} (équation 160), le coefficient m_{wi} étant déterminé expérimentalement (équation 157).

Pour déterminer la courbe de perméabilité relative à l'huile en milieu mouillable à l'huile, on effectue une hypothèse :

- **K_{rw} en milieu mouillable à l'eau et K_{row} en milieu mouillable à l'huile présentent la même évolution (même courbure).**

Sachant que ces courbures sont en grande partie dépendante des coefficients puissances de Brooks et Corey (équations 157 et 159), nous les avons égalées pour déterminer le dernier paramètre manquant :

$$a_{oi} = \frac{2 \cdot a_{wi} + m_{wi} - 2 \cdot m_{oi}}{2} \quad (163)$$

Avec l'équation 161, on peut tracer la courbe de Krow en milieu mouillable à l'huile.

Le calage des données expérimentales a donné les coefficients suivants :

Richemont				Estailade			
Soi	cwi	coi	moy	Soi	cwi	coi	moy
0			1	0,67	0,47	-0,45	0,016
0,43	0,79	-4,62E-06	1,000	0,5	0,11	-0,59	-0,698
0,51	0,66	-0,29	0,393	0,46	0,21	-0,57	-0,463
0,70	0,66	-0,32	0,350	0,38	0,29	-0,55	-0,301
0,78	0,46	-0,46	0,008	0,30	0,23	-0,17	0,151

Tableau 11: Valeurs des coefficients de pondérations Skjaeveland obtenus après calage des données expérimentales (moy = moyenne)

CARACTÉRISATION POLYPHASIQUE DE LA ZONE DE TRANSITION DANS UN RÉSERVOIR PÉTROLIER CARBONATÉ

RESUMÉ : Dans cette thèse, nous nous sommes intéressés à la mesure et à la modélisation des propriétés d'écoulements diphasiques (perméabilités relatives) dans des milieux poreux carbonatés représentatifs de la zone de transition de réservoirs pétroliers carbonatés. Notre étude expérimentale a porté sur deux roches carbonatées de même minéralogie mais de propriétés pétrophysiques différentes (unimodale et bimodale). Les fluides utilisés sont une saumure, une huile minérale pour les expériences en mouillabilité franche à l'eau et une huile brute pour les expériences en mouillabilité altérée (obtenue par macération). Durant les expériences en « écoulements permanents », la perte de charge est mesurée continûment et le champ de saturation locale est mesuré en fin d'expérience par atténuation gamma. Les principaux résultats expérimentaux de cette étude sont les suivantes :

- La mouillabilité dépend de la saturation initiale en huile et donc de la hauteur de la zone de transition. Elle a une influence sur les perméabilités relatives à l'huile ET à l'eau.
- L'hystérésis des perméabilités relatives à l'eau est d'autant plus prononcée que la saturation initiale en huile augmente. Une observation similaire est faite sur la courbure des perméabilités relatives à l'huile.
- Les évolutions des S_{orw} en fonction des S_{oi} ne vérifient pas toutes, une loi monotone de type Land. Leur évolution dépend aussi de la structure poreuse.
- Les deux types de roches carbonatés présentent une altération de mouillabilité différente, la structure vacuolaire favorisant l'altération de mouillabilité. Nos données expérimentales ont été interprétées en utilisant différents modèles d'hystérésis de la littérature. Il apparaît clairement des différences entre les prédictions numériques et nos données expérimentales car ces modèles ne prennent pas en compte l'évolution de la mouillabilité. Nous avons proposé un modèle de calcul des perméabilités relatives qui décrit nos données expérimentales de manière satisfaisante.

Mots clés: Perméabilités relatives, pression capillaire, mouillabilité, zone de transition, écoulement polyphasique.

ABSTRACT: In this work, we take an interest in measuring and modeling the multiphase flow properties (relative permeabilities) in different carbonate rock types that are representative of the transition zone of carbonate reservoirs. Our experimental study focused on two different carbonate rock types, with almost the same mineralogy, but different petrophysical properties (bimodal and unimodal). The system of fluids used is composed of brine, a mineral oil (for experiments at water-wet conditions), and a crude oil (for experiments including wettability alteration after an ageing process at high temperature). During the experiments performed by the steady-state core flooding method, the pressure drop is continuously measured along the core, and the saturation profiles are obtained at the end of the flooding, by gamma ray measurements. The main results of this study are as follows:

- Wettability depends on the initial oil saturation and hence the heights above the oil-water contact. It affects the oil relative permeabilities AND water relative permeabilities
- The hysteresis observed on water relative permeability is even more pronounced that the initial oil saturation increases. A similar observation is made on the curvatures of the oil relative permeability.
- The evolution of S_{orw} as function of S_{oi} does not always follow a classical Land correlation. Their evolution also depends on the pore structure.
- The two rock types exhibit different responses to wettability alteration. The vuggy structure might promote oil-wetness.

Our experimental data were interpreted using different hysteretic models of the literature. We observed significant differences between the results predicted by the models and our experimental observations which are attributed mainly to the failures to take into account the change in wettability. We proposed an improved hysteresis model, which described our experimental data satisfactorily.

Key words: Relative permeabilities, capillary pressure, wettability, transition zone, multiphase flow.