



HAL
open science

Étude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par tomographie RX

Rezki Oughanem

► **To cite this version:**

Rezki Oughanem. Étude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par tomographie RX. Matériaux. INSA de Lyon, 2013. Français. NNT : 2013ISAL0166 . tel-00980511

HAL Id: tel-00980511

<https://theses.hal.science/tel-00980511>

Submitted on 18 Apr 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.

N° d'ordre : 2013ISAL0166

THÈSE

Pour l'obtention du grade de

DOCTEUR

Faculté des Sciences Fondamentales et Appliquées de Lyon

ÉCOLE DOCTORALE MATÉRIAUX

Présentée par

Rezki OUGHANEM

ÉTUDE MULTI-ÉCHELLES DES COURBES DE DÉSATURATION CAPILLAIRE PAR TOMOGRAPHIE RX

Soutenue le 20 Décembre 2013 devant le jury composé de

M. Daniel BROSETA	LFC Pau	rapporteur
M. Dominique BERNARD	ICMCB Bordeaux	rapporteur
M. Pacelli ZITHA	TU Delft	président du jury
M. Patrick EGERMANN	STORENGY	examineur
M. Éric MAIRE	MATEIS Lyon	directeur de thèse
M. Souhail YOUSSEF	IFP Energies Nouvelles	encadrant
Mme. Brigitte BAZIN	IFP Energies Nouvelles	co-encadrante

IFPEN Direction Ingénierie de réservoir
Département Péetrophysique
1 et 4 avenue de Bois Préau
92500 Rueil-Malmaison

Ecole Doctorale Matériaux
Bat Joseph Jacquard
25 Av. Jean Capelle
69100 Villeurbanne

REMERCIEMENTS

Je remercie Madame Olga Vizika et Monsieur Jean-Marc Lombard de m'avoir accueilli au sein d'IFPEN.

Je tiens à remercier mon encadrant IFPEN : Youssef Souhail. Je suis infiniment reconnaissant pour tout ce qu'il m'a apporté pendant ces trois ans de thèse. Sa disponibilité, ses conseils et ses encouragements m'ont beaucoup aidé à persévérer. Au-delà de tout ça, j'ai appris et acquis des connaissances considérables sur la tomographie RX et le traitement des images 3D. J'ai beaucoup progressé à ses côtés. Merci ainsi à Brigitte Bazin co-encadrante de ma thèse pour tout ce qu'elle m'a apportée au cours de ces trois années et particulièrement sur l'étude expérimentale de la formulation eau/huile/tensioactif.

Un grand merci à mon directeur de thèse, Éric Maire, pour son encadrement et la considération qu'il m'a accordée pendant ces trois ans. Merci pour ta disponibilité, ton intérêt scientifique pour le sujet de thèse et l'ensemble de tes conseils pour bien diriger cette thèse.

Je tiens également à remercier l'ensemble des membres du jury, Daniel Broseta et Dominique Bernard, rapporteurs, Pacelli Zitha et Patrick Egermann, examinateurs, pour avoir évalué mon travail avec beaucoup d'attention. Je les remercie pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail et leurs remarques judicieuses.

Je dois sincèrement remercier Yannick Peysson pour son implication dans le projet de thèse. Ses remarques et ses conseils m'ont beaucoup aidé à enrichir mes connaissances en physique des milieux poreux. Je dois remercier également Samir Bekri pour son aide sur la partie simulation réservoir avec Puma Flow.

Je remercie François Lamy pour m'avoir accompagné dans la réalisation des expériences d'injection des fluides en M/119. Ses conseils sur l'utilisation des pompes, saturation des échantillons et calibrage des capteurs de pression m'ont beaucoup aidé à maîtriser vite les expériences en laboratoire. Merci à Laurent Neau pour m'avoir formé sur l'utilisation de la goutte tournante, merci à Sandrine Debain pour m'avoir montré toutes les procédures de préparation de la solution du tensioactif, merci à Danilo Giovanni pour la préparation des carottes résinées, merci à Jean Guélard et Jean-Marc Nez pour la réalisation des essais de la porosimétrie mercure et les mesures électriques, merci à Sébastien, Aurélie Samouillet et Serge Gautier pour la réalisation des essais

de drainage par centrifugation. L'axe principal de ma thèse c'est les analyses tomographiques, merci à Elizabeth Rosenberg, Marie-Claude Lynch et Corinne Fichen pour les nombreuses analyses d'échantillons au scanner-RX et au microscanner-RX. Merci à la contribution d'Elizabeth Rosenberg, Jérémie Dautariat, Ludwig Monmusson et Hervé Deschamps dans la réalisation des expériences en tomographie rapide en SLS. A ce stade, je voudrai remercier chaleureusement Suisse Life Source et particulièrement Raymond Mokso pour sa disponibilité et ses interventions permanentes pour le bon déroulement de nos expériences sur la ligne TOMCAT. Mes remerciements vont aussi à toutes les personnes de département pétrophysique que j'ai cotoyées pendant trois ans de thèse, je cite Philippe Poulain, Vincent Avena, Joël Behot, Karim Lourgui, Virginie Vassil, Nicolas Rousseau, Pierre Bretonnier. Nicolas Pedel, Aline Delbos ; Marc Fleury, Daneila Bauer, Stéphane Renard et j'en oublie certainement.

Je tiens à remercier Benoit Noetinger d'avoir cru en moi pendant mon stage du master qu'a précédé ma thèse, j'ai appris beaucoup de choses à ses côtés. Je remercie ainsi toutes les personnes que j'ai rencontrées durant mon stage : Mickaele Le Ravalec, Didier Ding, Guillaume Enchery, Christophe Preux, Amandine Marrel, Tiphaine Duval, Jérémy Rosak et j'en oublie certainement.

Mes remerciements vont à tous les thésards d'IFPEN. J'ai pu partager avec vous des bons moments pendant ces trois ans de thèse. Je pense notamment à Valentin Guillon, Clément Varloteaux, Louis Zinsmeister, Baptiste Auffray, Clémentine Meiller, Van Hung Nguyen, Gaëlle Grundman, Noralid Azocar Serra. J'ai appris beaucoup de choses à vos côtés de point de vue professionnel et personnel. Merci aux nouvelles thésardes Laura Créon-Bocquet et Josiane Fouh-Mbindi. Je leur souhaite à toutes les deux un bon courage ainsi aux nouveaux arrivants.

Je voudrai remercier Myriam Le Fur pour sa gentillesse et ses nombreuses discussions sur les problèmes de la vie quotidienne. Je te remercie ainsi pour tes nombreuses relectures incessantes pour corriger les fautes d'orthographe et de nombreux paragraphes mal formulés. Merci à Meriem Jehl pour son aide précieuse pour la préparation de pot de soutenance de thèse.

Je souhaite adresser ma gratitude à Djamel Boukhelf pour son soutien amical et pour son aide de relecture de mon manuscrit de thèse. Que tous ceux et toutes celles qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de mon travail trouvent ici mes sincères remerciements.

Je voudrai remercier en dernier ma famille qui m'a beaucoup soutenu dans les moments difficiles. Je remercie infiniment mes parents de m'avoir soutenu jusqu'à au bout. Je souhaite rendre un vibrant hommage à mon père qui nous a quittés deux semaines avant que je commence cette thèse.

Étude multi-échelles des courbes de désaturation capillaire par tomographie RX

Résumé

L'injection de tensioactifs est une méthode très appliquée dans le domaine de la récupération améliorée des hydrocarbures. Cependant, son efficacité repose sur la capacité de ces agents chimiques à mobiliser l'huile résiduelle en diminuant la tension interfaciale entre l'huile et l'eau. Des modèles à l'échelle du réservoir calculent l'efficacité de la récupération d'huile résiduelle par injection de solutions contenant des tensioactifs. Les mécanismes physiques pris en compte dans les modélisations font intervenir la physico-chimie du système roche-fluide et une courbe globale donnant la saturation résiduelle en huile en fonction du nombre capillaire (courbe de désaturation capillaire). Cette donnée est majeure dans le calcul de l'efficacité de récupération d'huile par injection de solutions de tensioactifs.

En effet la mobilisation de l'huile résiduelle laissée en place après injection d'eau n'est possible qu'en augmentant considérablement le nombre capillaire. La prédiction de l'efficacité d'un procédé chimique de récupération passe par la compréhension, à l'échelle du pore, du processus de mobilisation des ganglions d'huile suivant la structure poreuse et le nombre capillaire.

L'objet de cette thèse est de caractériser la récupération d'huile tertiaire en fonction du nombre capillaire dans diverses roches mouillables à l'eau. Ces courbes permettront de quantifier l'effet de la microstructure, les hétérogénéités du milieu poreux et diverses propriétés pétrophysiques sur la récupération d'huile. Cette thèse permettra aussi de caractériser les différents mécanismes d'action de tensioactifs sur la mobilisation d'huile résiduelle dans le milieu poreux.

L'expérimentation par tomographie RX est utilisée. La tomographie RX permettra de caractériser les courbes de désaturation capillaire à l'échelle de Darcy et visualiser localement le déplacement d'huile résiduelle à travers les milieux poreux. Des essais d'écoulement diphasique sous micro-CT permettront d'observer in-situ et d'étudier les interfaces eau/huile et leurs évolutions en 3D au sein du milieu poreux en fonction du nombre capillaire.

Mots clés : tensioactif, nombre capillaire, courbe de désaturation capillaire, hétérogénéités du milieu poreux, tomographie RX

Multi-scales investigation of capillary desaturation curves using X-ray tomography

Abstract

Oil recovery by surfactant injection is related to oil-water interfacial tension and rock properties through the capillary number. In the modeling of oil recovery by surfactant injection, fluid flow physical mechanisms are represented through the capillary desaturation curve (CDC). This curve is central in the evaluation of oil recovery efficiency.

In order to mobilize residual oil trapped after waterflooding by capillary forces, chemical EOR rely on increasing capillary number to extremely high values. The mechanisms governing oil release can be described at the pore scale where the balance of capillary and viscous forces is achieved. This description will help to predict the efficiency of surfactant based EOR processes by taking into account the porous geometry and topology, the physico-chemical properties of the fluids and the different phase interaction.

The objective of this work is to characterize capillary desaturation curves for various strongly water-wet sandstones. These curves will be used to study the relationship between tertiary oil recovery and the pore structure, porous media heterogeneity and petrophysicals properties. The other aim of this work is to map the different mechanisms of oil recovery by surfactant injection.

Experiments under X-Ray tomography are proposed. X-Ray tomography will be applied to characterize capillary desaturation curve at Darcy scale and to visualise the two phase flow saturation after injection. Pore scale experiments based on X-Ray micro-tomography imaging are performed to describe the different mechanisms of oil mobilization.

Keywords : surfactant injection, capillary number, capillary desaturation curve, porous geometry and topology

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION GÉNÉRALE	27
1 Contexte	27
2 Objectif de la thèse et programme de travail	29
2.1 Les essais d’imbibition sur carottes	30
2.2 Expérimentation à l’échelle du pore	30
3 Organisation du manuscrit	31
I ÉTUDE BIBLIOGRAPHIQUE	33
1 Notions sur les milieux poreux	34
1.1 Interactions roche-fluide : mouillabilité et angles de contacts	35
1.2 Écoulement des fluides en milieux poreux	36
1.2.1 Loi de Darcy : cas monophasique	36
1.2.2 Loi de Darcy : cas diphasique	36
1.3 Nombres adimensionnels	38
2 Pression capillaire	39
2.1 Notions sur la capillarité	39
2.2 Courbes de pression capillaire dans un milieu poreux	39
2.2.1 Premier drainage	40
2.2.2 Imbibition	40
2.2.3 Deuxième drainage	40
2.3 Tensions superficielles et interfaciales	41
3 Courbes de désaturation capillaire	42
3.1 Effet du rapport de viscosités	45
3.2 Effet de l’état de l’huile piégée	46
3.3 Effet des forces gravitaires	47
3.4 Effet de la mouillabilité	48
3.5 Synthèse	49
4 Observations expérimentales à l’échelle du pore	52
4.1 Modèles du doublet de pores	52

4.2	Les micromodèles	53
4.3	Mécanismes dans les milieux poreux naturels	54
4.4	Synthèse	55
5	Prédiction et effet de la structure sur la CDC	56
5.1	Approche de Dullien (1972)	56
5.2	Approche de Stegemeier (1977)	58
5.3	Approche de Zhou (1991)	61
6	Conclusion du chapitre I	63
II MATÉRIAUX ET TECHNIQUES EXPÉRIMENTALES		65
1	Caractérisation et sélection des fluides	66
1.1	Physico-chimie du système eau/huile/tensioactif	66
1.2	Paramètres de solubilisation et tension interfaciale	68
1.3	Identification des systèmes Winsor	70
1.4	Mesure de la tension interfaciale	72
1.5	Solubilité du tensioactif SDBS	74
2	Mesure des propriétés pétrophysiques	75
2.1	Mesure de la porosité	75
2.2	Mesure de la perméabilité absolue	75
2.3	Mesure du facteur de formation	76
2.4	Porosimétrie par intrusion de mercure	77
3	Tomographie par rayons X (TRX)	78
3.1	Mesure de la saturation par scanner	78
3.1.1	Principe de mesure par scanner	78
3.1.2	Mesure locale de la porosité et de la saturation	79
3.1.3	Visualisation des saturations locales	81
3.2	Calcul d'incertitudes sur les saturations	81
4	Protocoles expérimentaux d'obtention de la CDC	83
4.1	Préparation des échantillons	83
4.2	Mise en place des fluides	83
4.2.1	Drainage	84
4.2.2	Imbibition spontanée	84
4.2.3	Système d'injection des fluides	85
5	Caractérisation et sélection des roches	88
5.1	Les grès de Fontainebleau	88
5.2	Les grès de Clashach	88
5.3	Les grès de Bentheim	89
5.4	Les grès de Berea	90
6	Conclusion du chapitre II	91

III FORCES GRAVITAIRES ET HÉTÉROGÉNÉITÉS		93
1	Échantillons de tests	94
1.1	Analyse des échantillons par tomographie RX	94
1.2	Dimensions et propriétés pétrophysiques	97
1.3	Propriétés locales	98
1.3.1	Porosité locale	98
1.3.2	Saturation irréductible en eau vs. saturation résiduelle en huile	99
2	Tests préliminaires et validation	102
2.1	Choix du débit d'injection	102
2.2	Procédure de nettoyage	103
2.3	Reproductibilité des profils de saturation	104
3	Essais en position horizontale	105
3.1	Expériences réalisées	105
3.1.1	Analyse des profils de saturation	106
3.1.2	Analyse 3D de la saturation	107
3.1.3	Indication de la pression	109
3.1.4	Analyse des effluents après injection du tensioactif	109
3.2	Conclusions	110
4	Essais en position verticale	111
4.1	Résultats des CL1 et CL2	111
4.1.1	Analyse des profils de saturation	112
4.1.2	Analyse 3D de la saturation	113
4.2	Résultats du Fontainebleau FB2	114
4.2.1	Analyse 3D de la saturation	115
4.3	Conclusions	115
5	Résultats des CDC	116
6	Observations complémentaires à l'échelle du réservoir	117
6.1	Présentation du simulateur	117
6.2	Résultats et discussion	119
7	Conclusion du chapitre III	124
IV CARACTERISATION MACROSCOPIQUE DES CDC		127
1	Présentation de nouveaux échantillons	128
1.1	Analyse des échantillons par tomographie RX	128
1.2	Dimensions et propriétés pétrophysiques	130
1.3	Porosité locale	130
2	Changements apportés à la formulation	131
2.1	Description de la nouvelle formulation	131
2.2	Stabilisation de la saturation	132
2.3	Analyse des effluents	133
2.4	Essai de reproductibilité	133
3	Résultats des CDC et discussion	136

3.1	Expériences réalisées	136
3.2	Profils de saturation	138
3.3	Analyse 3D de la saturation	139
3.3.1	Berea BE1	139
3.3.2	Bentheim BH1	140
3.3.3	Fontainebleau FB2	140
3.3.4	Clashach CL2	140
3.4	Évolution de la pression différentielle	142
3.5	Mesure ex situ des CDC	143
3.6	Perméabilités relatives à l'eau	144
3.7	Effet des fluides sur la CDC	146
3.8	Régimes d'écoulement	148
4	Interprétation macroscopique de la CDC	150
4.1	Relation entre la CDC et la structure poreuse	150
4.2	Application	152
5	Conclusion du chapitre IV	153

V ÉTUDE DE LA DÉSATURATION CAPILLAIRE À L'ÉCHELLE DU PORE 155

1	Étude statistique de la microstructure	156
1.1	Mesure par microtomographie RX	156
1.1.1	Principe	156
1.1.2	Reconstruction des images en 3D	157
1.1.3	Méthodologie d'extraction du réseau poreux	157
1.2	Expériences	160
1.3	Résultats et discussion	161
1.3.1	Analyse de la porosité	161
1.3.2	Paramètres géométriques moyens	163
1.3.3	Distributions statistiques des paramètres géométriques	165
1.3.4	Distributions initiales des ganglions d'huile	166
1.4	Conclusion	170
2	Relation entre la CDC et la longueur des ganglions d'huile	171
2.1	Relation taille des ganglions/structure	171
2.2	Normalisation des CDC avec la taille des ganglions	172
2.3	Simulation des distributions initiales des ganglions d'huile	173
2.3.1	Méthodologie	173
2.3.2	Résultats et discussion	174
2.4	Conclusion	175
3	Étude de la dynamique des ganglions	176
3.1	La Ligne TOMCAT au SLS	176
3.2	Protocole expérimental	178
3.3	Expériences réalisées	179
3.4	Description quantitative	184

3.4.1	Traitement d'images	184
3.4.2	Résultats de saturation vs. N_c	187
3.4.3	Résultats en régime transitoire	193
3.5	Conclusion	196
4	Conclusion du chapitre V	197
CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES		199
BIBLIOGRAPHIE		205
PUBLICATIONS ET COMMUNICATIONS		215

TABLE DES FIGURES

1	Accroissement des taux de récupération en fonction des techniques EOR employées et de la viscosité de l'huile (source Total, Gauer (2008)).	27
2	Etats de l'huile piégée dans un milieu poreux : (a) roche mouillable à l'eau, (b) roche mouillable à l'huile.	29
3	Différents cycles d'injection des fluides sur carottes	30
I.1	Représentation schématique du milieu poreux.	34
I.2	Caractérisation de la mouillabilité.	35
I.3	Écoulement de deux fluides immiscibles, (a) loi de Darcy en diphasique, (b) exemple des courbes des perméabilités relatives à l'eau et à l'huile.	37
I.4	Représentation schématique de l'effet du rapport de viscosités.	38
I.5	Rayons de courbure de l'interface dans un capillaire.	39
I.6	Courbes de pression capillaire en drainage et en imbibition (Zinszner et Pellerin, 2007).	41
I.7	Variabilité des courbes de désaturation capillaire, (Stegemeier, 1977)	42
I.8	Saturation résiduelle en huile en fonction du nombre capillaire, (a) Moore et Slobod (1956) (b) Foster (1973) , Lefebvre du Prey (1973)	45
I.9	Courbes de désaturation capillaire obtenues par Chatzis et Morrow (1984) sur des grès de Berea	47
I.10	État de la mobilisation des particules PCE (a) injection de 0,30 VP du tensioactif 4 % Aérosol AY/OT en position horizontale (b) injection de 0,59 VP du tensioactif 4 % Aérosol AY/OT en position verticale (Pennell et al., 1996).	48
I.11	Relation entre la mouillabilité et la saturation résiduelle mesurée après un balayage par un volume équivalent à 20 fois le volume poreux. Résultats obtenus sur un grès de Berea (Jadhunandan et Morrow, 1995).	49
I.12	illustration du mécanisme imbibition d'eau par le n-décane dans un doublet de pores conçu par Chatzis et Dullien (1983)	53
I.13	Différents mécanismes de déplacement du ménisque le long des capillaires et dans les intersections (Lenormand et Zacone, 1983, 1988).	53

I.14	Différentes tailles et formes des ganglions d'huile observés par Chatzis et Morrow (1984)	55
I.15	Répartition en 3D de ganglions d'huile après un cycle de drainage/imbibition Youssef et al. (2009)	55
I.16	(a) corrélation entre la saturation résiduelle après injection de tensioactifs et l'indice de la complexité de la structure (<i>DI</i>) Dullien et al. (1972) , (b) corrélation entre la récupération tertiaire d'huile et les paramètres <i>DI</i> et (ϕ/K) MacDonald et Dullien (1976)	57
I.17	(a) la courbe IR, (b) comparaison entre une CDC expérimentale et théorique Stegemeier (1977)	59
I.18	(a) pression capillaire en fonction de la saturation de la phase non mouillante (Zhou et Stenby, 1993), (b) comparaison de la CDC théorique obtenue par Zhou et Stenby (1991) et des résultats expérimentaux obtenus par Chatzis et Morrow (1984)	62
II.1	Les interactions lipophiles et hydrophiles dans un système eau/huile/tensioactif	67
II.2	Type d'émulsion suivant la valeur de rapport de Winsor. (a) une émulsion d'huile dans l'eau, (b) une émulsion d'eau dans l'huile, (c) film interfacial de forme lamellaire (à gauche), fluctuante (à droite).	68
II.3	Variation des paramètres de solubilisation et de la tension interfaciale en fonction de la salinité, Reed et Healy (1977)	69
II.4	Structure chimique de dodecyl benzène sulfonate de sodium (SDBS)	70
II.5	Caractérisation des phases Winsor et mesure des volumes de phases, (a) système solution KI + décane + 1 % SDBS + 5 % isobutanol. (b) solution NaCl + décane + 1 % SDBS + 5 % isobutanol, (c) exemple de visualisation des trois systèmes de Winsor dans le cas (a).	72
II.6	Mesure de la tension interfaciale. (a) dispositif de la goutte tournante, (b) principe de la mesure.	73
II.7	Valeurs des tensions interfaciales mesurées entre la phase supérieure (huile) et la phase inférieure (solution KI ou solution NaCl).	73
II.8	Solubilité du SDBS dans la solution aqueuse (solution KI 50 g/l).	74
II.9	Principe de mesure de la perméabilité absolue : (a) mesure de la pression différentielle à débits imposés et (b) estimation de la constante de proportionnalité <i>a</i>	76
II.10	Principe de la mesure du facteur de formation : (a) mesure de la résistivité de la solution KI et (b) mesure de la résistivité de la roche.	77
II.11	Mesure de saturation par scanner, (a) scanner médical utilisé dans cette étude, (b) cellule d'injection des fluides sous le scanner.	79
II.12	Méthodologie utilisée pour la visualisation des saturations locales.	81
II.13	Effet de la température sur la densité mesurée par TRX (profil CT).	82
II.14	Schéma principe du dispositif d'imbibition spontanée.	84
II.15	Montage en cellule de la mise en S_{or}	85

II.16	Variation de la pression différentielle en écoulement diphasique.	87
II.17	(a) distribution de la taille des seuils de pores (rayon capillaire équivalent) du grès de Fontainebleau obtenue par porosimétrie mercure, (b) profil TRX des échantillons des grès de Fontainebleau.	88
II.18	(a) Rayon capillaire équivalent des seuils de pore du grès de Clashach obtenue par porosimétrie mercure, (b) profil TRX d'un échantillon du grès de Clashach.	89
II.19	(a) distribution de la taille des seuils de pores (rayon capillaire équivalent) du grès de Bentheim obtenue par porosimétrie mercure, (b) profil TRX d'un échantillon du grès de Bentheim.	89
II.20	(a) distribution de la taille des seuils de pores (rayon capillaire équivalent) du grès de Berea obtenue par porosimétrie mercure, (b) profil TRX d'un échantillon du grès de Berea.	90
III.1	Profils TRX des échantillons sélectionnés à différents états de saturation.	95
III.2	Coupes longitudinales et transversales des échantillons sélectionnés à l'état sec.	96
III.3	(a) variation de K en fonction de ϕ , (b) variation du F en fonction de ϕ^{-2}	97
III.4	Profils de porosité locale normalisée des échantillons sélectionnés.	98
III.5	Profils des saturations S_{wi} , S_{ori} et S_{or}^*	100
III.6	(a) profils des saturations résiduelles locales obtenues pour différentes injections, (b) courbe de désaturation capillaire de l'échantillon de Fontainebleau "FB1".	103
III.7	Reproductibilité des profils des saturations S_{wi} , S_{ori} et S_{or}^* dans l'échantillon de CL1	104
III.8	Profils de saturation résiduelle en huile obtenus après chaque injection en position horizontale, (a) Fontainebleau FB1 et (b) Clashach CL1.	106
III.9	Analyse par Avizo de la distribution 3D de la saturation résiduelle d'huile.	107
III.10	Schéma de principe montrant la direction de déplacement d'huile résiduelle dans le cas d'injection en position horizontale. Les deux images correspondent aux profils de saturation (a3) et (b9).	108
III.11	Analyse des effluents après injection de la solution du tensioactif.	110
III.12	Profils de saturation résiduelle en huile obtenus après chaque injection en position verticale, (a) Clashach CL1 et (b) Clashach CL2.	112
III.13	Analyse 3D de la distribution d'huile dans les échantillons de Clashach CL1 et CL2.	113
III.14	Profils des saturations résiduelles locales obtenues sur l'échantillon de FB2.	114
III.15	Analyse 3D de la saturation résiduelle en huile dans l'échantillon de FB2.	115
III.16	Courbes de désaturation capillaire obtenues en écoulement vertical et horizontal.	116
III.17	Les bases d'OpenFlow.	117
III.18	(a) modèles de pression capillaire et (b) perméabilités relatives choisies pour les simulations numériques.	119
III.19	Champ de porosité déterminée par moyenne arithmétique.	119
III.20	Profils de saturation résiduelle d'huile obtenus dans le cas d'injection d'eau en position horizontale.	120

III.21	Avancement du front d'eau en écoulement horizontal : cas d'injection d'eau (S1 et S2) et cas d'injection de tensioactif (S3 et S4).	121
III.22	Profils de saturation résiduelle d'huile obtenus dans le cas d'injection d'eau en position verticale.	122
III.23	Avancement du front d'eau en écoulement vertical : cas d'injection d'eau (S1 et S2) et cas d'injection de tensioactif (S3 et S4).	123
IV.1	Profils mesurés par TRX des échantillons de Berea BE1 et de Bentheim BH1.	129
IV.2	Coupes longitudinales et transversales des échantillons de BE1 et de BH1 à l'état sec.	129
IV.3	Profils de porosité locale normalisée : (a) Berea BE1 et (b) Bentheimer BH1. Profils de S_{wi} et S_{or}^* : (c) Berea BE1 et (d) Bentheimer BH1.	130
IV.4	Profils de pression différentielle (a) et S_{or} (b) obtenues après injection de 6 VP, 11 VP et 37 VP de la solution du tensioactif à 20 cc/hr.	132
IV.5	Visualisation du mélange huile-solution du tensioactif après leur sortie du milieu poreux (échantillon du grès de Berea BE1).	133
IV.6	(a) variation de la saturation résiduelle en huile (S_{or}) et S_{or} normalisée (S_{orn}) en fonction de N_t , (b) variation des perméabilités relatives en fonction de N_t	134
IV.7	(a et b) comparaison des profils de saturation entre les essais 1 et 2, (c) comparaison des coupes transversales XZ entre les essais 1 et 2.	135
IV.8	Profils de saturation résiduelle en huile obtenus après chaque injection (en fonction du nombre capillaire).	138
IV.9	Distribution 3D de la saturation résiduelle d'huile (S_{or}) dans l'échantillon de Berea BE1 pour différents nombres capillaires.	139
IV.10	Distribution 3D de S_{or} dans l'échantillon de Bentheim BH1 pour différents nombres capillaires.	140
IV.11	Distribution 3D de S_{or} dans l'échantillon de FB2 pour différents nombres capillaires.	141
IV.12	Distribution 3D de S_{or} dans l'échantillon de CL2 pour différents nombres capillaires.	141
IV.13	Évolution de la pression différentielle normalisée pendant l'injection de tensioactif.	142
IV.14	Courbes de désaturation capillaire obtenues avec la nouvelle formulation, (a) saturation résiduelle en huile vs. $N_t = N_c + N_b$, (b) saturation résiduelle normalisée en huile vs. $N_t = N_c + N_b$	143
IV.15	Perméabilités relatives à l'eau (a) K_{rw} vs. N_t , (b) K_{rw} vs. S_{orn} (c) variation de la perméabilité relative K_{rw} (<i>end-point</i> à la fin d'injection d'eau) en fonction de la saturation en eau.	145
IV.16	Effet de la répartition de l'huile sur les perméabilités relatives : comparaison des profils de saturation (a) et les coupes transversales XZ correspondantes (b) obtenus à N_{cmax} entre les échantillons de Berea BE1 et de Clashach CL2.	146
IV.17	Effet des fluides (concentration du tensioactif) sur les courbes de désaturation capillaires.	147

IV.18	Illustration d'une comparaison en images 3D de l'effet de la formulation sur la saturation résiduelle en huile dans l'échantillon de Clashach CL2 ($N_c = 10^{-5}$).	147
IV.19	Observation de différents régimes d'écoulement en reportant $\Delta\tilde{P}$ en fonction de N_c .	149
IV.20	(a) modèle du piégeage de l'huile dans un milieu poreux Stegemeier (1977) , (b) modèle du piégeage capillaire simplifié représentatif du cas (a).	150
IV.21	Saturation résiduelle normalisée en fonction de N_t/KK_{rw} .	152
V.1	(a) image tomographique 2D et (b) histogramme de la densité de niveau de gris d'un échantillon de Clashach.	158
V.2	Les étapes de partitionnement de l'espace poreux, (a) Squelette initial, (b) détection des seuils de pores, (c) indexation des pores, (d) reconstruction du volume de chaque pore (Youssef et al., 2007).	159
V.3	Représentation schématique d'un canal réel connecté à deux pores (Youssef et al., 2008).	160
V.4	Dispositif expérimental adapté au microscanner, (a) fixation de l'échantillon sur l'ensemble tube-tige, (b) imagerie d'un échantillon au microscanner.	161
V.5	(a) histogrammes et (b) densités 2D de niveau de gris de différents échantillons de grès à l'état sec.	162
V.6	Comparaison du rayon hydraulique du seuil de pore avec le rayon d'accès aux pores déterminé par porosimétrie mercure.	165
V.7	Distributions statistiques des paramètres géométriques.	166
V.8	(a) histogrammes des échantillons à l'état S_{ori} , (b) transformation des histogrammes avec séparation de la phase solide.	167
V.9	Densité 2D de niveau de gris des quatre échantillons à l'état sec et à l'état S_{ori} .	168
V.10	Différentes configurations des ganglions d'huile.	169
V.11	Distributions du rayon équivalent des ganglions d'huile dans différents échantillons de grès, (a) représentation sur des histogrammes et (b) fonctions de répartition de R_b .	170
V.12	Variation du rapport d'aspect en fonction de la taille des seuils de pores.	171
V.13	Variation du rapport d'aspect en fonction de la taille du seuil de pore, (a) analyse de la moyenne et (b) analyse de l'écart type.	172
V.14	Saturation résiduelle normalisée en fonction du nombre adimensionnel $\frac{N_t \bar{r}_b^2}{KK_{rw}(N_t)}$.	173
V.15	Distributions de rayon équivalent des ganglions d'huile obtenues par les transformations des CDC.	175
V.16	(a) exemple d'une projection sur le détecteur, (b) exemple de projection sur un échantillon et (c) comparaison entre la reconstruction par contraste absorption et le mode de contraste de phase.	177
V.17	(a) Cellule Hassler et (b) schéma expérimental adapté pour la réalisation des expériences d'écoulement des fluides en conditions dynamiques sous la microtomographie synchrotron.	178

TABLE DES FIGURES

V.18	(a) images 2D de l'échantillon de Bentheim correspondant aux différents temps d'injection, (b) évolution du niveau de gris normalisé dans une coupe 2D.	180
V.19	(a) images 2D de l'échantillon de Fontainebleau ($\phi = 12\%$) correspondant aux différents temps d'injection, (b) évolution du niveau de gris normalisé dans une coupe 2D.	181
V.20	(a) images 2D de l'échantillon de Clashach correspondant aux différents temps d'injection, (b) évolution du niveau de gris normalisé dans une coupe 2D.	182
V.21	(a) images 2D de l'échantillon de Fontainebleau ($\phi = 17\%$) correspondant aux différents temps d'injection, (b) évolution du niveau de gris normalisé dans une coupe 2D.	183
V.22	Correction effectuée sur le niveau de gris des images initiales.	185
V.23	Méthodologie de segmentation suivie : un exemple de densité 2D du niveau de gris de l'échantillon de Bentheim à l'état saturé à 100 % solution KI, état S_{ori} et état S_{ori} labellisé.	186
V.24	Distributions statistiques des paramètres géométriques de l'échantillon de Bentheim imagé par microtomographie synchrotron (a) rayon hydraulique du seuil de pore et rayon équivalent de pore et (b) rapport d'aspect.	186
V.25	Histogrammes de la densité du niveau de gris de l'échantillon de Bentheim à différentes valeurs du nombre capillaire : (a) système solide + eau + huile et (b) variation des pics des phases eau et huile après chaque injection, (c) profils de saturation résiduelle en huile calculés à la fin de chaque séquence d'injection et (d) profil de porosité locale.	188
V.26	Images 3D reconstruites sur volume d'échantillon de 800^3 voxel après chaque séquence d'injection (données tableau V.4).	189
V.27	Courbe de désaturation capillaire de miniplug de Bentheim obtenue in situ (a) comparaison avec la CDC de l'échantillon de Bentheim BH1, (b) normalisation des CDC en fonction de $4L_e/\bar{R}\phi$ et (c) représentation de la CDC de miniplug sur une partie de longueur.	191
V.28	Évolution de la distribution de taille des ganglions en fonction du nombre capillaire (a) distributions statistiques, (b) fonctions de répartition et (c) variation de la moyenne.	192
V.29	Évolution de S_{or} en fonction de volume de pores injecté (temps).	193
V.30	Évolution de la taille des ganglions au cours de l'injection au cours du temps.	194
V.31	Images 3D reconstruites sur un petit volume d'échantillon. Elles correspondent à différents temps d'injection du tensioactif à 30 cc/hr (séquence j4) et 84 cc/hr (séquence j5).	195
V.32	Formation et mobilisation d'un cluster d'huile pendant l'injection du tensioactif.	196

LISTE DES TABLEAUX

I.1	Type de mouillabilité en fonction de l'indice de mouillabilité.	35
I.2	Différentes corrélations du nombre capillaire.	51
II.1	Composition des différentes phases dans les tubes : système solution KI/décane/1 wt.% SDBS/5 % isobutanol	71
II.2	Composition des différentes phases dans les tubes : système solution NaCl/décane/1 wt.% SDBS/5 % isobutanol	71
II.3	Estimation de l'erreur absolue et relative de la saturation en huile (S_o)	82
II.4	Incertitudes associées au calcul du nombre capillaire.	86
II.5	Incertitudes associées au calcul du nombre de Bond.	87
II.6	Propriétés des grès sélectionnés	90
III.1	Analyse par tomographie RX des échantillons sélectionnés.	95
III.2	Dimensions et propriétés pétrophysiques des échantillons sélectionnés	97
III.3	Saturations irréductibles en eau et saturations résiduelles initiales en huile obtenues sur les échantillons sélectionnés après les cycles de drainage et d'imbibition spontanée.	99
III.4	Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés à travers l'échantillon de grès de Fontainebleau FB1 (balayages horizontaux).	102
III.5	Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position horizontale à travers l'échantillon de FB1 nettoyé.	105
III.6	Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position horizontale à travers l'échantillon de CL1 nettoyé.	105
III.7	Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Clashach CL1 nettoyé.	111

TABLE DES TABLEAUX

III.8	Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Clashach CL2.	111
III.9	Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Fontainebleau FB2.	114
III.10	Nombres adimensionnels calculés dans différents cas de simulation.	120
IV.1	Dimensions et propriétés pétrophysiques des échantillons de Berea BE1 et de Bentheim BH1.	130
IV.2	Comparaison des propriétés chimiques entre l'ancienne formulation et la nouvelle formulation.	131
IV.3	Comparaison des résultats de S_{or} et de K_{rw} obtenus dans les deux essais d'injection réalisés sur l'échantillon de Bentheim BH1.	134
IV.4	Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Berea BE1.	136
IV.5	Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Bentheim BH1.	137
IV.6	Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Fontainebleau FB2.	137
IV.7	Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Clashach CL2.	137
V.1	Valeurs moyennes des porosités et des paramètres géométriques des échantillons de la première série.	163
V.2	Valeurs moyennes des porosités et des paramètres géométriques des échantillons de la deuxième série.	164
V.3	Valeurs calculées de la constante β pour différents échantillons.	174
V.4	Séquences d'injection réalisées sur l'échantillon de Bentheim et les valeurs du nombre capillaire associées.	184

NOMENCLATURE

$\Delta\rho$	Différence de masse volumique entre deux fluides
ΔP	Différence de pression, souvent c'est la ΔP engendrée par l'écoulement de la phase eau $\equiv \Delta P_w$
γ_{roche}	Résistivité de la roche ou du milieu poreux
γ_w	Résistivité de la saumure
μ'	Coefficient d'atténuation linéique d'un matériau
μ'_{eau}	Coefficient d'atténuation linéique de l'eau
$\mu_{o,w}$	Viscosité dynamique de la phase huile (resp. de la phase eau)
$\nabla\Phi$	Gradient de potentiel
∇P	Gradient de pression
Ω	Angle formé entre l'axe horizontal et la direction de déplacement de l'huile résiduelle
ω	Vitesse de rotation ou angulaire
ϕ	Porosité d'un milieu poreux
ϕ_{img}	Porosité d'un échantillon (miniplug) estimée par histogramme
ϕ_i	Porosité d'une section transversale indexée par i , ce paramètre est introduit dans le chapitre II pour évaluer le degré d'hétérogénéités des échantillons sélectionnés. Ce paramètre est calculé en supposant que les différents milieux sont en série et que le rapport des longueurs de chaque milieu traversé est égal à la porosité
ϕ_s	Porosité d'un échantillon (miniplug) estimée par segmentation
ψ	Facteur géométrique, qui dépend de la courbure d'un ganglion d'huile
$\rho_{o,w}$	Masse volumique de l'huile (resp. de l'eau)
σ	Tension interfaciale entre un fluide mouillant et un fluide non mouillant
σ_{mg}	Tension de surface du mercure

LISTE DES SYMBOLES

σ_{mo}	Tension interfaciale du système microémulsion/huile
σ_{mw}	Tension interfaciale du système microémulsion/eau
σ_{ow}	Tension interfaciale du système eau/huile
τ	Tortuosité d'un milieu poreux
θ	Angle de contact fluide-roche
$\theta_{R,A}$	Angle de contact de retrait (resp. d'avancée)
A_{CO}	Paramètre d'interaction entre les molécules d'huile et celles du tensioactif
A_{CW}	Paramètre d'interaction entre les molécules d'eau et celles du tensioactif
A_{HH}	Paramètre d'interaction entre les groupes hydrophiles du tensioactif
A_{HH}	Paramètre d'interaction entre les molécules d'eau
A_{LL}	Paramètre d'interaction entre les chaînes lipophiles du tensioactif
A_{OO}	Paramètre d'interaction entre les molécules d'huile
C_{imb}	Nombre capillaire défini par Dullien (1992)
CT	Coefficient d'atténuation exprimé en unité Hounsfield : $CT = \frac{\mu' - \mu'_{eau}}{\mu'_{eau}} \times 1000$
CT^i	CT mesuré dans une tranche d'un échantillon indexée par i
CT_{air}	Valeur CT de la phase air
CT_o	Valeur CT de la phase huile
CT_{refo}	CT mesuré dans l'échantillon 100 % saturé d'huile
CT_{refw}	CT mesuré dans l'échantillon 100 % saturé de saumure
CT_{sat}	CT mesuré dans l'échantillon saturé d'huile et de saumure
CT_{sec}	CT mesuré dans un échantillon sec
CT_w	Valeur CT de la phase eau
D_a	Diamètre d'un canal
D_e	Diamètre d'un échantillon de roche de forme cylindrique
DI	Indice de la complexité de la structure du milieu poreux
E_m	Efficacité microscopique de déplacement
F	Facteur de formation
f	Longueur d'un multi-pore normalisée au rayon moyen d'un cluster d'huile (filament)
G	Terme d'accélération autre que la gravité
g	Accélération de pesanteur
g_{eq}	Conductivité hydraulique équivalente le long d'un canal

$G_{max,min}$	Niveau de gris du pic de la phase solide (resp. de vide)
G_{moy}	Niveau de gris moyen dans un échantillon sec
G_s	Niveau de gris choisi pour la segmentation
I	Intensité du courant électrique
I_w	Indice de mouillabilité
J	Nombre adimensionnel de la pression capillaire
K	Perméabilité absolue
K_{ro}	Perméabilité relative à l'huile
K_{ro}^*	End-point de la courbe de perméabilité relative à l'huile
K_{rw}	Perméabilité relative à l'eau
K_{rw}^*	End-point de la courbe de perméabilité relative à l'eau
L_b	Longueur d'un ganglion d'huile
l_{eq}	Longueur hydraulique équivalente d'un canal
L_e	Longueur d'un échantillon de roche
L_g	Longueur de la goutte formée après rotation (cf. Dispositif de la goutte tournante)
M	Rapport de mobilité
M_{sat}	Niveau de gris moyen dans un échantillon saturé de deux fluides (huile et eau)
m_{sat}	Masse d'un échantillon de roche à l'état saturé
m_{sec}	Masse d'un échantillon de roche à l'état sec
M_w	Niveau de gris moyen d'un échantillon saturé 100 % eau
N	Nombre de coordination
N_b	Nombre de Bond
N_{cc}	Nombre capillaire critique
N_c	Nombre capillaire
N_{Le}	Nombre capillaire défini par Leverett (1939)
N_{NB}	Nombre capillaire défini par Brownell et Katz (1947)
N_{SAA}	Nombre capillaire défini par MacDonald et Dullien (1976)
N_t	Nombre total de piégeage
P_{cow}	Pression capillaire entre l'huile et l'eau
P_c	Pression capillaire
$P_{o,w}$	Pression de la phase huile (resp. de la phase eau)

LISTE DES SYMBOLES

$PS_{o,w}$	Paramètre de solubilisation de la phase huile (resp. de la phase eau)
$Q_{o,w}$	Débit d'injection de l'huile (resp. de l'eau)
R	Rayon du pore ou rayon équivalent du pore $\equiv D/2$
r	Rayon du seuil de pore $\equiv d/2$
R_b	Rayon d'un cluster ou d'un ganglion d'huile $\equiv D_b/2$
R_c	Rayon de courbure
$R_{ext,int}$	Rayon de centrifugation de la face externe de l'échantillon (resp. de la face interne de l'échantillon)
r_g	Rayon de la goutte formée après rotation (cf. Dispositif de la goutte tournante)
r_h	Rayon hydraulique du seuil de pore $\equiv d_h/2$
r_{min}	Rayon du seuil correspondant au rayon de la petite constriction qui existe entre deux pores
r_p	Rayon du seuil de piégeage $\equiv d_p/2$
R_{roche}	Résistance de la roche ou du milieu poreux
R_{wr}	Rapport de Winsor
S	Section d'un milieu poreux
S_{nw}	Saturation d'un fluide non mouillant dans un milieu poreux
$S_{o,w}$	Saturation de l'huile (resp. de l'eau) dans un milieu poreux
S_{ori}	Saturation d'huile résiduelle établie après imbibition spontanée
S_{orj}^i	Saturation d'huile résiduelle d'une coupe i à la séquence d'injection j
S_{orn}	Saturation d'huile résiduelle normalisée
S_{or}	Saturation résiduelle en huile dans un milieu poreux
S_{or}^*	Saturation résiduelle en huile obtenue après injection d'eau
S_{wi}	Saturation en eau irréductible dans un milieu poreux
S_{wr}	Saturation résiduelle en eau dans un milieu poreux
T	Température
t	Temps
U	Tension électrique
u	Vitesse interstitielle dans un milieu poreux
V	Vitesse superficielle de Darcy $\equiv V_w$
VP	Volume de pores dans un échantillon
VT	Volume total d'un échantillon
X_t^a, X_e^a	Paramètres d'accessibilité aux pores (totale et effective)

LISTE DES ACRONYMES

EOR Enhanced Oil Recovery

CDC Courbe de Désaturation Capillaire

TRX Tomographie par Rayons X

CT Computed Tomography

SDBS Sodium Dodecyl Benzene Sulfonate

TOMCAT TOMographic Microscopy and Coherent rAdiology experimenTs

SLS Swiss Life Source

NaCl Chlorure de Sodium

KI Iodure de Potassium

CMC Concentration Micellaire Critique

WOR Water Oil Ratio

CL Clashach

FB Fontainebleau

BH Bentheim

BE Berea

INTRODUCTION GÉNÉRALE

1 Contexte

Le monde consomme actuellement 85 millions de barils de pétrole par jour, soit l'équivalent annuel de 30 milliards de barils. Pour 5 barils consommés chaque jour, un seul nouveau baril est découvert. De ce fait, l'amélioration du taux de récupération des hydrocarbures conventionnels est devenue l'un des enjeux majeurs des compagnies pétrolières afin de soutenir la production mondiale. Les méthodes de récupération assistée (EOR en abréviation anglaise "Enhanced Oil Recovery") sont les principaux moyens d'améliorer la production des réservoirs matures. La figure 1 montre les taux de récupération d'huile avant et après l'application des méthodes EOR en fonction de la viscosité d'huile en place (Gauer, 2008). Elle montre un accroissement très remarquable des taux de récupération de l'huile après application des méthodes EOR, cet accroissement dépend en plus de la viscosité d'huile en place de la méthode EOR elle-même. On comprend donc le rôle joué par les méthodes EOR dans l'industrie pétrolière.

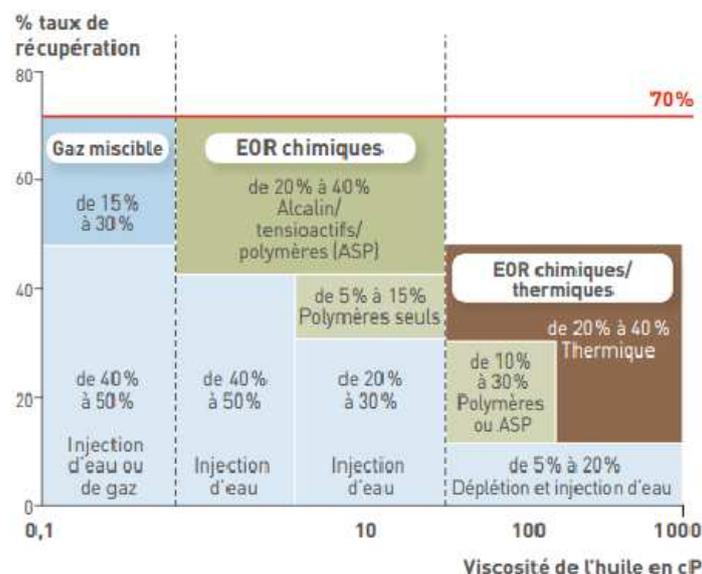


Figure 1 – Accroissement des taux de récupération en fonction des techniques EOR employées et de la viscosité de l'huile (source Total, Gauer (2008)).

Comme représenté sur la figure 1, les méthodes de récupération assistée sont appliquées après la phase de récupération secondaire (injection d'eau et injection de gaz) et peuvent être classées sous trois catégories :

- l'injection de gaz miscible, cette méthode présente un double avantage : améliorer la mobilité de l'huile et piéger le gaz à effet de serre (stockage géologique de dioxyde de carbone (CO₂), [Holm \(1959\)](#), [Broseta *et al.* \(2013\)](#)),
- les méthodes chimiques qui permettent d'améliorer l'efficacité macroscopique par injection des polymères et l'amélioration de l'efficacité microscopique par injection de tensioactifs. Dans cette catégorie on trouve aussi l'injection d'alcalins dont le but est d'améliorer le contact entre le fluide injecté et le fluide en place ([Gogarty, 1983b,a](#)). Dans un réservoir pétrolier, l'injection combinée des trois solutions (polymères, tensioactifs et alcalins) est souvent appliquée, cette procédure est nommée l'injection ASP ([Bavière *et al.*, 1995](#)),
- les méthodes thermiques dont le principe est d'injecter de la vapeur d'eau pour chauffer l'huile en place, ce qui la fluidifie et facilite son déplacement à travers le réservoir ([Farouq Ali et Meldau, 1979](#)).

Le taux de récupération supplémentaire d'un procédé EOR est variable d'une méthode à l'autre ([Thomas, 2008](#)) suivant plusieurs facteurs : propriétés pétrophysiques du réservoir (perméabilité, porosité), interactions roche-fluides (mouillabilité), nature des hydrocarbures en place (viscosité, tension interfaciale) et le mécanisme de récupération engendré par chacune des méthodes EOR.

Nous nous intéresserons dans cette thèse au procédé de récupération d'huile par injection de tensioactifs dans des roches mouillables à l'eau. Les tensioactifs sont des substances chimiques qui agissent sur la surface de contact eau-huile en réduisant la tension interfaciale du système. En effet, l'huile est piégée sous forme de ganglions isolés dans le cas d'une roche mouillable à l'eau (cf. figure 2). Elle est ensuite remobilisée au cours de l'injection tertiaire (injection de tensioactif) par le jeu de différentes forces à l'échelle du pore. Ces ganglions d'huile piégés subissent deux types de force : les forces de piégeage et les forces de dépiégeage (mobilisation). Les forces de piégeage sont les forces capillaires qui sont gouvernées par la géométrie locale du milieu poreux et les interactions entre les phases présentes. Les forces de mobilisation ou de dépiégeage sont principalement les forces visqueuses gouvernées par la vitesse locale du fluide déplaçant dans le milieu poreux.

Ce processus de récupération d'huile par injection de tensioactifs est décrit à l'échelle de Darcy par la courbe de désaturation capillaire (CDC) qui traduit la variation de la saturation résiduelle d'huile en fonction d'un nombre adimensionnel appelé nombre capillaire. Le nombre capillaire est le ratio entre les forces visqueuses et les forces capillaires. De nombreuses études ([Brownell et Katz \(1947\)](#), [Dombrowski et Brownell \(1954\)](#), [Ojeda *et al.* \(1953\)](#), [Moore et Slobod \(1955, 1956\)](#), [Wagner et Leach \(1966\)](#), [Taber \(1969\)](#), [Dullien *et al.* \(1972\)](#), [Foster \(1973\)](#), [Taber *et al.* \(1973\)](#), [Melrose et Brandner \(1974\)](#), [Abrams \(1975\)](#), [Stosur et Taber \(1976\)](#), [Gupta et Trushenski \(1979\)](#), [Oh et Satery \(1979\)](#), [Morrow \(1979\)](#), [Moulu \(1984\)](#), [Morrow *et al.* \(1988\)](#), [Chatzis *et al.* \(1988\)](#), [Morrow \(1990\)](#), [Alfossail et Handy \(1990\)](#)) ont démontré que pour mo-

biliser plus d'huile résiduelle à travers le milieu poreux, il est nécessaire d'augmenter les forces visqueuses ou de diminuer les forces capillaires qui retiennent l'huile résiduelle.

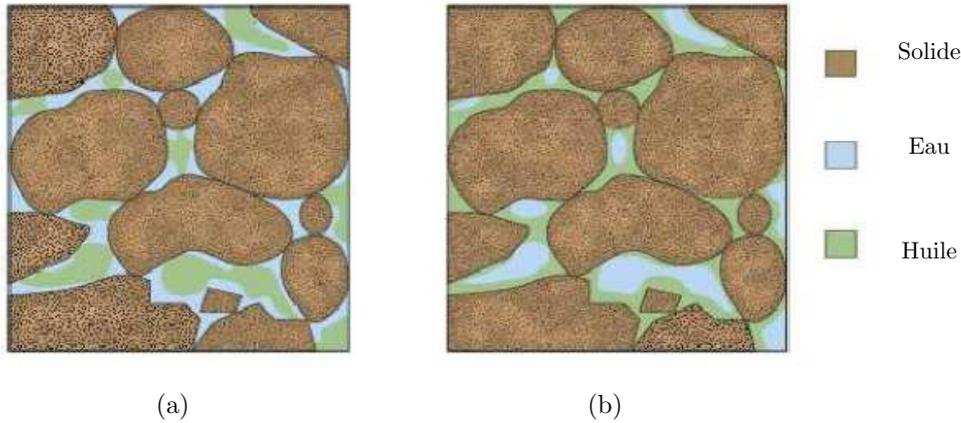


Figure 2 – États de l'huile piégée dans un milieu poreux : (a) roche mouillable à l'eau, (b) roche mouillable à l'huile.

L'expression du nombre capillaire (N_c) la plus utilisée est la suivante :

$$N_c = \frac{V \times \mu_w}{\sigma_{ow} \cos \theta} \quad (1)$$

où μ_w est la viscosité du fluide injecté, V sa vitesse macroscopique et σ_{ow} la tension interfaciale entre l'eau et l'huile et θ l'angle du contact roche-fluide. Ce nombre décrit, à l'échelle macroscopique, la compétition entre les forces capillaires et visqueuses. La CDC est souvent caractérisée expérimentalement à l'échelle de la carotte. C'est une donnée majeure des simulateurs de réservoir traitant l'injection d'additifs chimiques.

2 Objectif de la thèse et programme de travail

L'objectif de cette thèse est (1) de comprendre les différents mécanismes de mobilisation de l'huile résiduelle dans des roches fortement mouillables à l'eau et (2) étudier l'influence de la géométrie du milieu poreux sur ces mécanismes.

Les essais d'imbibition à l'échelle de la carotte (échelle de Darcy) permettront de caractériser les CDC en fonction des propriétés pétrophysiques du milieu poreux et des types des roches. Elles permettront aussi d'étudier les mécanismes d'action des tensioactifs sur la mobilisation d'huile résiduelle (tester l'effet de la concentration du tensioactif). Ces essais sont combinés avec la tomographie RX pour visualiser et suivre l'évolution de la saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire et du temps.

Les essais d'imbibition à l'échelle du pore (échelle de micron) permettront premièrement d'étudier la microstructure et la distribution des ganglions d'huile sur des miniplugs issus de différentes roches testées à l'échelle de la carotte. Ces essais seront ensuite réalisés en conditions dynamiques afin de visualiser les différents mécanismes de déplacement et de mobilisation d'huile à l'échelle du pore (piégeage, mobilisation, rupture, coalescence).

2.1 Les essais d'imbibition sur carottes

Comme déjà expliqué au paragraphe précédent, ces essais permettront de caractériser les CDC à l'échelle de Darcy. Dans un premier temps, les carottes sont soumises au cycle de drainage par centrifugation (estimation de la saturation irréductible en eau), puis à l'imbibition spontanée (estimation de la saturation résiduelle initiale en huile). Par la suite, les carottes sont montées en cellule et soumises à :

- l'injection d'eau (waterflooding) à différentes valeurs du nombre capillaire en variant le débit d'injection,
- l'injection d'eau avec tensioactifs à différentes valeurs du nombre capillaire. Le passage entre les deux types d'injection (injection d'eau et injection de tensioactifs) est marqué par le changement de la tension interfaciale eau/huile.

La figure 3 illustre la chronologie des principaux tests effectués sur carottes. La caractérisation de la CDC commence à la fin de l'imbibition spontanée, la saturation en huile au cours des quatre cycles est mesurée par tomographie RX.

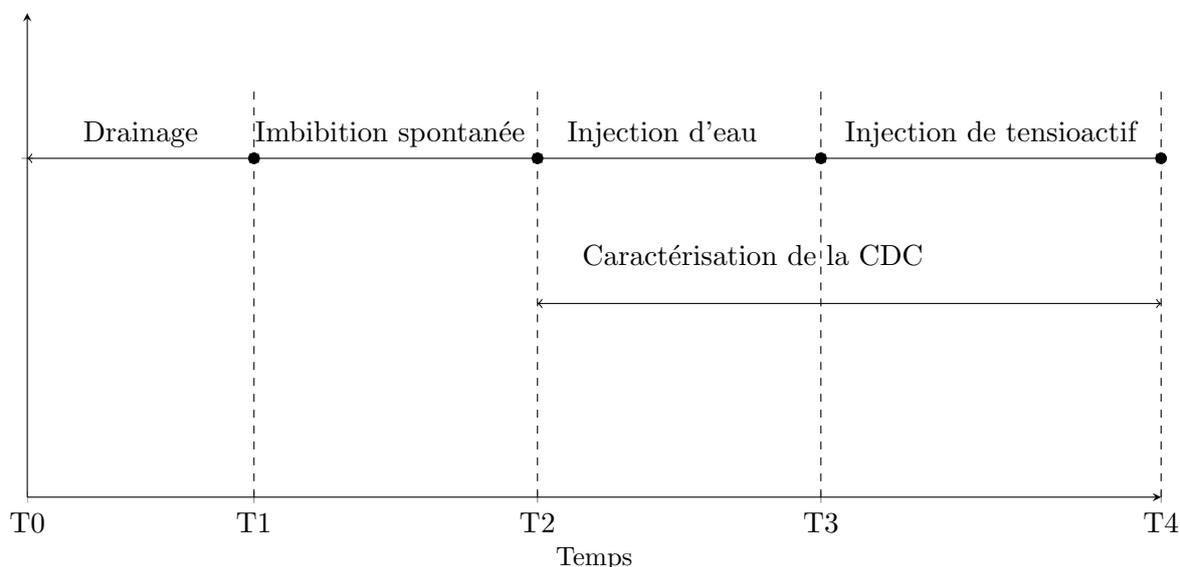


Figure 3 – Différents cycles d'injection des fluides sur carottes

2.2 Expérimentation à l'échelle du pore

Les essais en microtomographie 3D haute résolution (MCT) permettront de déterminer les propriétés géométriques du réseau poreux et les distributions initiales des ganglions d'huile et leurs propriétés (forme, longueur) en fonction du milieu poreux. Ces paramètres sont directement comparés avec les résultats des CDC obtenues à l'échelle de la carotte.

D'autres expériences en conditions dynamiques seront réalisées grâce à une cellule d'écoulement développée pour reproduire les cycles de drainage et d'imbibition à l'échelle du pore. Ces expériences permettront de visualiser les différents mécanismes de mobilisation des ganglions d'huile et d'établir leurs tailles en fonction du nombre capillaire.

3 Organisation du manuscrit

Ce travail est réalisé à IFP Energies Nouvelles en collaboration avec l'INSA Lyon. Les tests de formulation eau/huile/tensioactif et les essais d'imbibitions sur carottes ont été réalisés aux laboratoires du département pétrophysiques d'IFP Energies Nouvelles. Les expériences MCT ont été réalisées au sein d'IFP Energies Nouvelles, INSA Lyon et l'Institut Paul Scherrer.

Cette thèse comporte cinq chapitres avec annexes (publications et article de communication). Dans le **premier chapitre**, nous présentons l'étude bibliographique. Nous y établissons dans un premier temps une synthèse des différentes corrélations de nombre capillaire développées dans la littérature. Cette synthèse est basée sur une comparaison des différentes méthodes utilisées pour varier le nombre capillaire, les différents types de roches testées et la nature des fluides utilisés. Dans un second temps, nous établissons une étude bibliographique sur les différents mécanismes de piégeage capillaire observés et les différents modèles représentatifs du milieu poreux élaborés pour l'étude de ces mécanismes. Ensuite, nous présentons les théories développées pour la prédiction des courbes de désaturation capillaire.

Dans le **deuxième chapitre** la démarche technique et expérimentale suivie pour caractériser la courbe de désaturation capillaire à l'échelle de la carotte dans différents grès est présentée. La première partie est consacrée à l'étude physico-chimique du système eau/huile/tensioactif et choix d'une formulation adaptée aux tests d'imbibitions sur carottes. La deuxième partie consiste à décrire les méthodes de mesure des propriétés pétrophysiques (perméabilité, porosité, facteur de formation) et la saturation résiduelle en huile. Une partie de ce chapitre est dédiée à la méthode expérimentale développée pour caractériser la courbe de désaturation capillaire à l'échelle de la carotte. Les carottes sont soumises à des cycles d'injection de fluides (drainage, imbibition, injection du tensioactif), le but étant d'évaluer la saturation résiduelle d'huile en fonction du nombre capillaire. La dernière partie décrit les propriétés des roches sélectionnées pour cette étude.

Le **troisième chapitre** est dédié à la validation du protocole expérimental. Nous présentons les résultats d'imbibitions obtenus sur différents types de grès avec variation de la position d'injection. Des expériences en écoulement horizontal ont été réalisées sur des grès de Fontainebleau et de Clashach. Nous avons montré l'influence des forces de gravité sur la mobilisation d'huile résiduelle, ces effets sont représentés par le nombre de Bond. Les expériences réalisées en position verticale montrent des hétérogénéités très importantes des profils de saturation d'huile résiduelle après injection du tensioactif. L'ensemble des expériences montrent que la mobilisation de l'huile résiduelle est obtenue à faible nombre capillaire. Les simulations numériques d'injection d'eau sur PumaFlow ont été réalisées. Les résultats montrent des effets considérables des effets gravitaires des hétérogénéités de saturation d'huile quand les forces capillaires sont très faibles.

Le **quatrième chapitre** est consacré à la caractérisation des courbes de désaturation capillaire dans divers grès (Clashach, Bentheim, Berea, Fontainebleau) en utilisant une nouvelle formulation de la solution de tensioactif (diminution de la concentration). Les résultats de CDC montrent une mobilisation de l'huile résiduelle à des nombres capillaires très élevés ($N_c \in [10^{-5} \quad 10^{-3}]$). En comparant ces résultats avec ceux du chapitre III, nous avons confirmé l'existence de deux régimes de mobilisation d'huile résiduelle après injection du tensioactif :

régime émulsion (concentration élevée du tensioactif 1 wt. %) et régime banc d'huile (faible concentration du tensioactif 0,025 wt. %). Les CDC obtenues avec le régime banc d'huile (nouvelle formulation) présentent une dispersion en fonction de la perméabilité absolue et les données de la porosimétrie mercure. Dans ce chapitre, nous avons montré l'existence de deux régimes d'écoulement lors de la mobilisation de l'huile résiduelle à travers les différents échantillons testés : un régime linéaire et un régime non linéaire.

Le **cinquième chapitre** consiste en l'étude approfondie de la microstructure et la distribution des ganglions d'huile dans les différents grès déjà étudiés à l'échelle de Darcy (Clashach, Bentheim, Berea, Fontainebleau). La première partie se concentre sur l'étude de la méthodologie d'extraction du réseau poreux et le protocole expérimental suivi pour déterminer les distributions des ganglions d'huile après imbibition spontanée en milieux poreux. Les résultats montrent la faisabilité de l'expérimentation à l'échelle du pore. Dans cette première partie, nous avons montré une bonne corrélation de la dispersion de CDC en combinant les données de la perméabilité effective, les paramètres géométriques et la taille des ganglions d'huile. La deuxième partie consiste en l'étude de la dynamique des ganglions d'huile. Cette partie se concentre sur (1) l'étude de l'évolution de la taille des ganglions en fonction du nombre capillaire et (2) l'observation des mécanismes à l'échelle locale en fonction du temps.

CHAPITRE I

ÉTUDE BIBLIOGRAPHIQUE

Sommaire

1	Notions sur les milieux poreux	34
1.1	Interactions roche-fluide : mouillabilité et angles de contacts	35
1.2	Écoulement des fluides en milieux poreux	36
1.2.1	Loi de Darcy : cas monophasique	36
1.2.2	Loi de Darcy : cas diphasique	36
1.3	Nombres adimensionnels	38
2	Pression capillaire	39
2.1	Notions sur la capillarité	39
2.2	Courbes de pression capillaire dans un milieu poreux	39
2.2.1	Premier drainage	40
2.2.2	Imbibition	40
2.2.3	Deuxième drainage	40
2.3	Tensions superficielles et interfaciales	41
3	Courbes de désaturation capillaire	42
3.1	Effet du rapport de viscosités	45
3.2	Effet de l'état de l'huile piégée	46
3.3	Effet des forces gravitaires	47
3.4	Effet de la mouillabilité	48
3.5	Synthèse	49
4	Observations expérimentales à l'échelle du pore	52
4.1	Modèles du doublet de pores	52
4.2	Les micromodèles	53
4.3	Mécanismes dans les milieux poreux naturels	54
4.4	Synthèse	55
5	Prédiction et effet de la structure sur la CDC	56
5.1	Approche de Dullien (1972)	56
5.2	Approche de Stegemeier (1977)	58
5.3	Approche de Zhou (1991)	61
6	Conclusion du chapitre I	63

L'effet des forces capillaires et visqueuses sur le déplacement de fluides immiscibles en milieux poreux, a été traduit par différentes expressions du nombre capillaire à l'échelle de la carotte. Dans la littérature, une diversité des courbes de désaturation capillaire (CDC) a été présentée, cette variabilité est due aux caractéristiques des roches testées, aux différents fluides utilisés et aux différents protocoles expérimentaux suivis.

D'autres chercheurs ont étudié ces mécanismes à l'échelle du pore, en réalisant soit des expériences sur des micromodèles 2D de pores qui représentent une géométrie simplifiée du milieu poreux, soit par des expériences sur des milieux poreux naturels en utilisant des techniques d'observation comme la microtomographie par rayons X. Ces expériences ont pour but de comprendre et de développer des approches prédictives des mécanismes de mobilisation et de piégeage des fluides dans les milieux poreux.

Nous proposons dans ce chapitre une étude bibliographique sur les mécanismes de déplacement de fluides immiscibles en milieux poreux. Ce chapitre est centré sur trois parties : (1) synthèse de différentes études expérimentales sur les courbes de désaturation capillaire, (2) observations expérimentales des mécanismes de déplacement de l'huile à l'échelle du pore et (3) effet de la structure du milieu poreux sur les CDC et les différentes approches prédictives développées.

1 Notions sur les milieux poreux

Un milieu poreux est composé d'un solide de forme complexe (matrice), contenant des vides appelés "pores". Le rapport du volume de ces vides au volume total du milieu poreux constitue la porosité. Celle-ci peut être ouverte (connectée) ou fermée suivant l'arrangement spatial des minéraux (cf. figure I.1). Les pores peuvent être saturés d'un ou plusieurs fluides (saumure, gaz, hydrocarbures) dont la facilité à s'écouler à travers le milieu poreux est caractérisée par la perméabilité. La porosité et la perméabilité monophasique (appelée perméabilité absolue) sont des propriétés intrinsèques du milieu poreux.

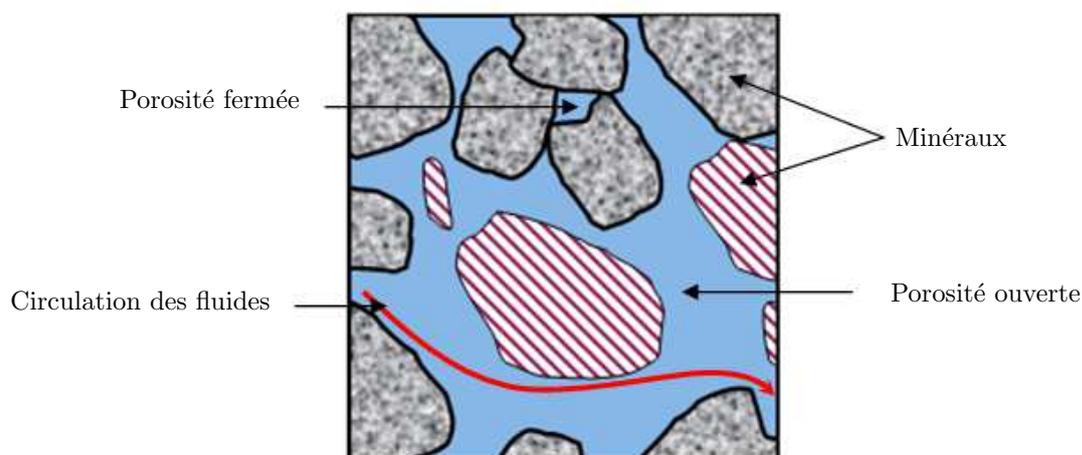


Figure I.1 – Représentation schématique du milieu poreux.

1.1 Interactions roche-fluide : mouillabilité et angles de contacts

La mouillabilité est définie comme la capacité du fluide à s'étaler sur la surface d'un solide. Lorsqu'un fluide est mis en contact avec la surface d'un solide, il se forme un angle de raccordement du premier sur le second (cf. figure I.2). Suivant la valeur de l'angle de contact fluide-solide, on peut distinguer le type de mouillabilité de la surface solide.

- pour $\theta = 0^\circ$: surface mouillable,
- pour $\theta = 180^\circ$: surface non mouillable.

En milieu poreux, on parle souvent de l'existence de trois types de mouillabilité homogène : mouillabilité franche à l'eau ("*water-wet*"), mouillabilité franche à l'huile ("*oil-wet*") et mouillabilité intermédiaire. Dans le cas d'une mouillabilité franche à l'eau, les surfaces régulières de la roche (surfaces des pores) sont recouvertes par l'eau en formant des films et l'huile occupe le centre des pores (cf. figure 2). Les angles de contacts tendront vers 0° . En revanche, pour les roches mouillables à l'huile, elles tendront vers 180° , dans ce cas les pores ont plus d'affinité avec l'huile qu'avec l'eau. Les angles de contacts pour une mouillabilité intermédiaire sont compris entre 45° et 135° (Craig, 1971).



Figure I.2 – Caractérisation de la mouillabilité.

La mesure de mouillabilité est généralement réalisée par les méthodes d'Amott (Amott, 1959, Cuiec, 1975) et USBM (*US Bureau of Mines*) (Donaldson *et al.*, 1969). Le principe des deux méthodes est de mesurer l'indice de mouillabilité (I_w) qui est utilisé pour classer la mouillabilité des roches par rapport à l'eau et l'huile. Le tableau I.1 résume le type de mouillabilité en fonction de l'indice de mouillabilité.

Mouillabilité	I_w
Mouillable à l'eau	+ 0,3 à + 1,0
Légèrement mouillable à l'eau	+ 0,1 à + 0,3
Neutre	- 0,1 à + 0,1
Légèrement mouillable à l'huile	- 0,3 à - 0,1
Mouillable à l'huile	-1,0 à - 0,3

Tableau I.1 – Type de mouillabilité en fonction de l'indice de mouillabilité.

L'identification de ce type de mouillabilité est très importante pour la détermination des propriétés de transport des fluides immiscibles en milieux poreux. Les propriétés des réservoirs de base telles que les perméabilités relatives et les pressions capillaires dépendent fortement de la mouillabilité (Anderson, 1986a,b,c, 1987c,a,b).

1.2 Écoulement des fluides en milieux poreux

En mécanique des fluides, l'écoulement d'un fluide est décrit par l'équation de Navier-Stokes. Cette équation décrit les phénomènes de dispersion, convection et de diffusion des fluides considérés comme un milieu continu.

Pour les écoulements des fluides newtoniens incompressibles en régime stationnaire et laminaire, l'équation de Navier-Stokes est représentée par la loi de Darcy. Dans cette étude, on s'intéresse à la représentation macroscopique du problème d'écoulement diphasique dans les milieux poreux.

1.2.1 Loi de Darcy : cas monophasique

L'étude fondatrice des écoulements des fluides dans les milieux poreux a été réalisée par Darcy en 1856 (Darcy, 1856, Muska, 1937, Marle, 2006) ; il a établi une relation linéaire entre le débit et le gradient de pression appliqué de part et d'autre d'un massif de sable. L'équation de Darcy dans un cas d'écoulement monophasique à travers un milieu poreux caractérisé par une perméabilité absolue (K) et soumis à une gravité homogène (g) s'écrit comme suit :

$$Q = -\frac{K}{\mu}(\nabla P - \rho g) \quad (\text{I.1})$$

où Q est le débit d'écoulement du fluide, ∇P est le gradient de pression, μ et ρ sont respectivement la viscosité dynamique et la masse volumique du fluide. La vitesse de Darcy (V) est le ratio entre le débit d'écoulement (Q) et la section de passage de fluide. La vitesse moyenne du fluide (vitesse dans les pores) ou la vitesse interstitielle (u) est le ratio de la vitesse de Darcy et la porosité du milieu poreux (ϕ). Dans la suite de ce manuscrit, nous gardons les notations V et u pour distinguer entre la vitesse de Darcy (vitesse superficielle) et la vitesse moyenne du fluide. La perméabilité absolue (K) est définie par la capacité de la roche à laisser passer un fluide. La valeur de la perméabilité absolue est déterminée par la structure de la roche poreuse. L'unité de mesure de la perméabilité la plus utilisée est le Darcy (D) ; $1 D = 0,9869 \mu m^2$.

1.2.2 Loi de Darcy : cas diphasique

Dans un cas de déplacement de deux fluides immiscibles (cf. figure I.3 (a)), la notion de perméabilité relative est introduite. Pour un cas d'un milieu poreux saturé d'eau et d'huile, la loi de Darcy pour l'écoulement de la phase eau (resp. huile) d'une viscosité μ_w (resp. μ_o) et d'une masse volumique ρ_w (resp. ρ_o) est exprimée par l'équation I.2 (resp. équation I.3) :

$$Q_w = -\frac{K K_{rw}}{\mu_w}(\nabla P_w - \rho_w g) \quad (\text{I.2})$$

$$Q_o = -\frac{K K_{ro}}{\mu_o}(\nabla P_o - \rho_o g) \quad (\text{I.3})$$

$$S_w + S_o = 1 \quad (\text{I.4})$$

où K_{rw} et K_{ro} sont respectivement les perméabilités relatives à l'eau et à l'huile, Q_w et Q_o sont respectivement le débit fractionnaire de l'eau et de l'huile, S_w et S_o sont respectivement la satu-

ration en eau et en huile. L'équation I.4 représente l'équation de la saturation. Les perméabilités relatives K_{rw} et K_{ro} sont des variables en fonction de la saturation en eau (cf. figure I.3 (b)).

Les paramètres KK_{rw}/μ_w et KK_{ro}/μ_o des équations précédentes sont respectivement la mobilité de l'eau et la mobilité de l'huile à travers le milieu poreux, elles traduisent la proportionnalité entre le flux et le gradient de pression. La mobilité dépend des propriétés du milieu poreux (perméabilité absolue K), des propriétés des fluides (viscosité μ) et des propriétés roche-fluide (les perméabilités relatives K_r). En effet, les perméabilités relatives dépendent fortement de la saturation. La relation perméabilité relative-saturation dépend des propriétés de la roche (distribution de la taille des seuils de pores, type de porosité) ainsi que des propriétés roche-fluides (la mouillabilité). Les propriétés des fluides ont très peu d'influence sur les perméabilités relatives. En revanche, la tension interfaciale joue un rôle important dans l'altération des perméabilités relatives (Lake, 1989).

Le rapport de mobilité (M) a été introduit pour exprimer la mobilité d'un fluide par rapport à un autre. Pour un système eau-huile, ce rapport est exprimé par l'équation suivante :

$$M = \frac{K_{ro}^* \mu_w}{K_{rw}^* \mu_o} = \frac{K_{ro}(S_{wi}) \mu_w}{K_{rw}(S_{or}) \mu_o} \quad (\text{I.5})$$

où K_{ro}^* et K_{rw}^* sont respectivement les "end-points" des courbes des perméabilités relatives à l'huile et à l'eau (cf. figure I.3 (b)). Les paramètres K_{ro}^* et K_{rw}^* sont déterminés respectivement à la valeur de saturation irréductible en eau S_{wi} (drainage) et à la valeur de saturation résiduelle en huile S_{or} (imbibition). Ce rapport de mobilité est souvent introduit dans le domaine de la récupération assistée par injection de polymères (Depuis, 2010). Ce rapport est très important pour évaluer l'efficacité macroscopique du déplacement de l'huile par l'eau et limiter les digitations visqueuses ($M > 1$) (Lenormand *et al.*, 1988).

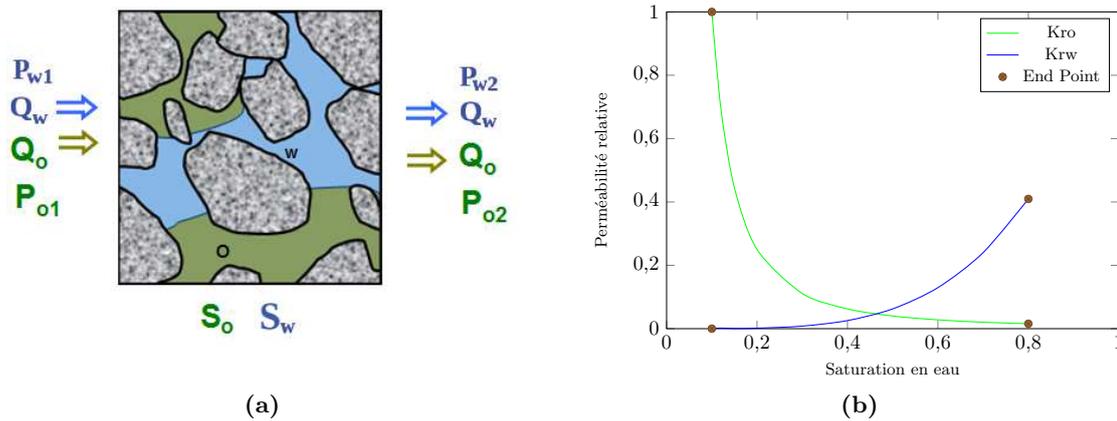


Figure I.3 – Écoulement de deux fluides immiscibles, (a) loi de Darcy en diphasique, (b) exemple des courbes des perméabilités relatives à l'eau et à l'huile.

1.3 Nombres adimensionnels

Il existe plusieurs nombres adimensionnels dans le domaine des écoulements des fluides en milieux poreux. Pour les régimes à faible nombre de Reynolds (les forces d'inertie des fluides sont négligeables), les déplacements des fluides immiscibles dans les milieux poreux peuvent être décrits principalement par trois nombres adimensionnels :

- le rapport de viscosités,
- le nombre capillaire,
- le nombre de Bond.

Dans notre cas, nous nous intéressons uniquement aux déplacements de deux fluides (l'eau et l'huile) à travers des milieux poreux naturels.

a. Rapport de viscosités (μ_o/μ_w)

L'interface de deux fluides (l'huile et l'eau) en déplacement dépend du rapport de leurs viscosités. La phase huile peut être plus ou moins visqueuse que la phase eau. En effet, le déplacement d'un fluide plus visqueux par un fluide moins visqueux induit des instabilités au niveau du front de déplacement (écoulement non uniforme). Dans le cas contraire, le front de déplacement est stable. Les deux configurations de μ_o/μ_w sont représentées sur la figure I.4 (Lenormand *et al.*, 1988).

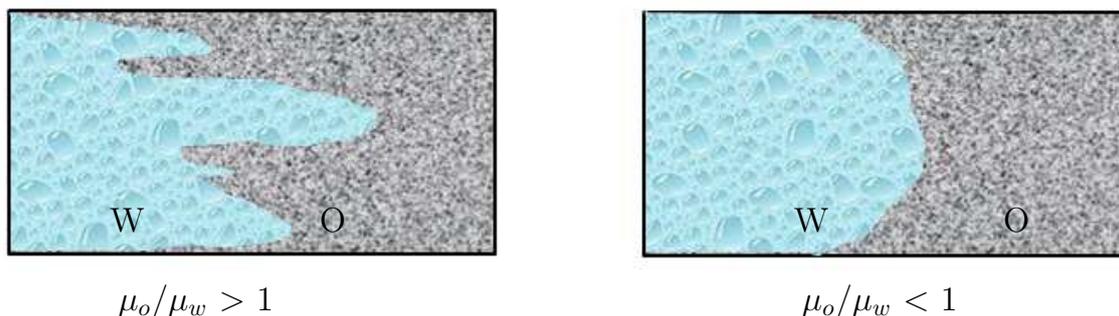


Figure I.4 – Représentation schématique de l'effet du rapport de viscosités.

b. Nombre capillaire

Pour un déplacement de l'huile par l'eau dans un milieu poreux, le nombre capillaire représente la compétition entre les forces capillaires qui retiennent l'huile et les forces visqueuses de la phase eau qui tentent de mobiliser l'huile. Les différentes expressions de ce nombre seront présentées dans la section 3 de ce chapitre.

c. Nombre de Bond

Le nombre de Bond est le ratio entre les forces capillaires et les forces gravitaires. Ce nombre est moins utilisé que le nombre capillaire dans la majorité des travaux de recherches. Nous discuterons plus loin de l'importance de ce nombre sur la mobilisation d'huile résiduelle.

2 Pression capillaire

Un milieu poreux est composé d'une matrice et d'une porosité saturée d'un ou plusieurs fluides. Un équilibre des interfaces est alors établi entre la surface solide et les fluides en place à l'échelle microscopique. Cet équilibre engendre une pression appelée pression capillaire qui dépend de la géométrie locale du milieu poreux et des caractéristiques des interfaces.

2.1 Notions sur la capillarité

La capillarité vient du mot latin "capillus", poil et de la racine "caput", tête. La pression capillaire P_c est la différence de pression entre deux fluides non miscibles confinés ($P_1 - P_2$). Elle est reliée à la tension interfaciale des deux fluides, à la mouillabilité de la phase solide et à la courbure des interfaces. Elle s'exprime par la loi de Young-Laplace :

$$P_c = P_1 - P_2 = \sigma \left(\frac{1}{R_{c1}} + \frac{1}{R_{c2}} \right) \quad (\text{I.6})$$

où R_{c1} et R_{c2} sont les deux rayons principaux de courbure de l'interface et σ est la tension interfaciale entre le fluide 1 et le fluide 2 (cf. figure I.5). Dans un tube capillaire, la pression capillaire est inversement proportionnelle à la taille de tube (ascension capillaire, loi de Jurin).

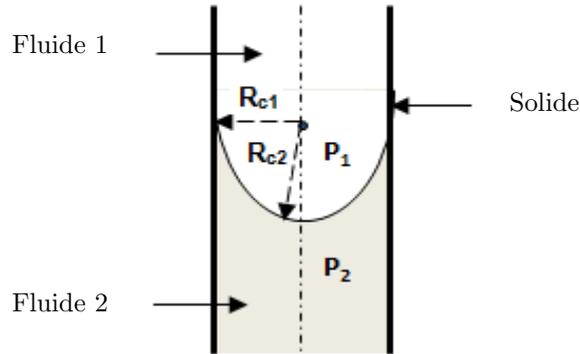


Figure I.5 – Rayons de courbure de l'interface dans un capillaire.

Le phénomène de capillarité intervient dans diverses cas connus de tous :

- le papier filtre qui se charge en eau,
- la sève qui monte dans les canaux des plantes et des arbres,
- le mouvement des fluides dans les milieux poreux (phénomène d'imbibition).

2.2 Courbes de pression capillaire dans un milieu poreux

Dans un milieu poreux, la pression capillaire (P_c) est définie comme étant la différence de pression entre la phase non mouillante (P_o) et la phase mouillante (P_w). Par convention la P_c est exprimée en fonction de la saturation du fluide mouillant S_w qui est souvent l'eau.

$$P_c(S_w) = P_o(S_w) - P_w(S_w) \quad (\text{I.7})$$

La courbe de pression capillaire eau-huile est une donnée d'entrée importante en simulation réservoir, elle exprime la variation des interfaces des fluides et les propriétés des milieux poreux (taille d'accès aux pores, mouillabilité, tortuosité). [Leverett \(1941\)](#) a proposé un nombre adimensionnel qui exprime la pression capillaire en drainage en fonction de la saturation de la phase non mouillante (S_{nw}) présente dans le milieu poreux, indépendamment de la taille des pores et de la tension interfaciale (σ), ce nombre est exprimé par l'équation suivante :

$$J(S_{nw}) = \frac{P_c(S_{nw})}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{K}{\phi}} \quad (\text{I.8})$$

où K et ϕ sont respectivement la perméabilité absolue et la porosité de la roche. L'intérêt de ce nombre adimensionnel est d'établir une corrélation de la pression capillaire dans des roches de même structure poreuse. La figure I.6 montre les courbes types de pression capillaire en drainage (premier et deuxième drainage) et en imbibition dans un milieu poreux mouillable à l'eau ([Zinszner et Pellerin, 2007](#)).

2.2.1 Premier drainage

C'est le déplacement du fluide mouillant (la phase eau) par le fluide non mouillant (phase huile) dans un milieu poreux initialement saturé à 100 % d'eau ($S_w = 1$). La courbe du premier drainage représentée sur la figure I.6 montre une diminution de la saturation en eau à partir d'une certaine pression capillaire appelé "pression d'accès" ([Zinszner et Pellerin, 2007](#)). La pression capillaire atteint sa valeur maximum à une valeur caractéristique de saturation en eau appelée saturation irréductible en eau (S_{wi}). En effet, la courbe de pression capillaire en drainage est souvent utilisée pour déterminer la distribution de la taille des pores (rayons d'accès aux pores) ([Purcell, 1949](#)). C'est un point sur lequel nous reviendrons plus tard.

2.2.2 Imbibition

C'est le déplacement du fluide non mouillant par le fluide mouillant. Lorsqu'un échantillon initialement à la saturation S_{wi} est mis dans l'eau (P_c max), la pression capillaire diminue avec l'augmentation de la saturation en eau. En général la pression capillaire est plus faible que la pression capillaire de drainage pour la même saturation en eau, cette différence s'appelle *l'hystérésis capillaire*. Lorsque la pression d'huile est égale à la pression d'eau ($P_c = 0$), la saturation d'huile s'appelle saturation résiduelle initiale (S_{ori}). L'augmentation de la saturation d'eau à la valeur (S_{ori}) ne peut être accomplie qu'en forçant l'eau à travers le milieu poreux, c'est-à-dire en augmentant la pression de l'eau au-dessus de la pression d'huile ($P_c < 0$). Une pression capillaire négative signifie que la pression d'injection de l'eau est plus grande que la pression de l'huile piégée.

2.2.3 Deuxième drainage

C'est le même principe que le premier drainage, mais le milieu poreux est à l'état $S_w = 1 - S_{or}$. La pression capillaire augmente avec la diminution de la saturation en eau. Cette augmentation est en général plus grande que la pression capillaire en imbibition à la même saturation en raison

de l'hystérésis capillaire (cf. figure I.6). La pression capillaire tend vers l'infini à la valeur de S_{wi} .

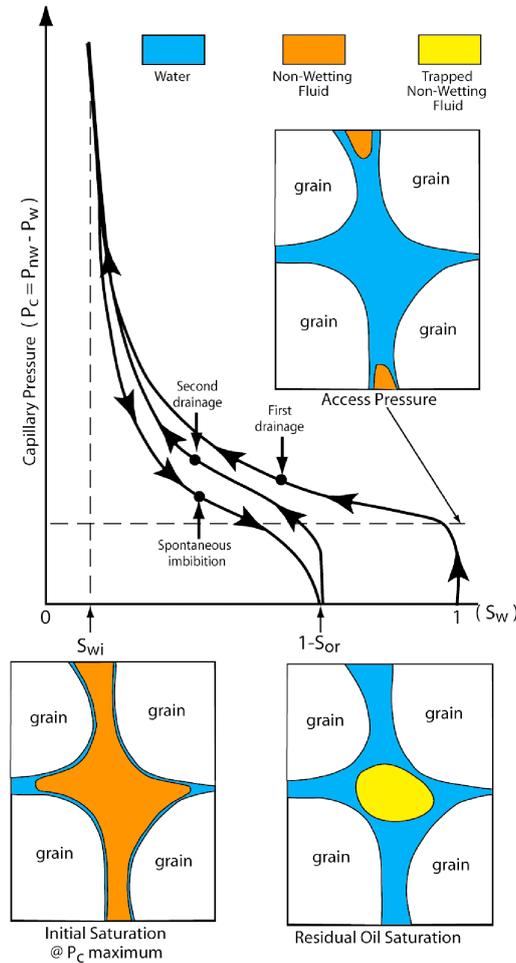


Figure I.6 – Courbes de pression capillaire en drainage et en imbibition (Zinszner et Pellerin, 2007).

2.3 Tensions superficielles et interfaciales

La tension superficielle est définie comme la force s'exerçant à la surface d'un fluide due à l'attraction entre les molécules qui l'opposent à la rupture de la surface. Les forces de liaisons ont une résultante dirigée vers l'intérieur. La tension interfaciale est définie lorsque le système est composé de deux fluides immiscibles, elle est la force nécessaire pour rompre la surface entre deux fluides immiscibles. Il existe plusieurs méthodes pour mesurer la tension interfaciale, au moyen de la mesure d'une force, pression ou déformation. Parmi ces méthodes, on trouve :

- la plaque de Wilhelmy,
- l'anneau de De Nouy,
- l'ascension capillaire,
- le tensiomètre ITConcept,
- la goutte tournante.

3 Courbes de désaturation capillaire

La courbe de désaturation capillaire (CDC) est une représentation macroscopique de la saturation résiduelle de la phase mouillante ou non mouillante en fonction d'un nombre adimensionnel du piégeage. Ce dernier est défini à l'échelle du pore comme le ratio entre les forces de piégeage et les forces de déplacement (le nombre capillaire, le nombre de Bond ou la sommation des deux).

Dans cette partie nous décrivons d'une façon générale les différentes études effectuées sur les CDC. Le but n'est pas de décrire en détail chaque étude mais de faire une synthèse entre les différents paramètres qui jouent un rôle sur la dispersion des CDC.

Stegemeier (1977) a comparé une variété de courbes de désaturation capillaire obtenues sur différentes roches en regroupant les travaux d'anciennes études. Les courbes sont représentées sur la figure I.7. Deux types de courbes sont présentés sur cette la figure : désaturation de la phase mouillante et désaturation de la phase non mouillante en fonction du nombre capillaire. On constate une grande dispersion des CDC, les conditions expérimentales et les roches testées dans ces travaux ne sont pas les mêmes ce qui rend la comparaison difficile. Nous discutons ci-dessus de chaque corrélation du nombre capillaire utilisée par chaque auteur et notamment des propriétés des roches et des fluides, en faisant référence à la figure I.7.

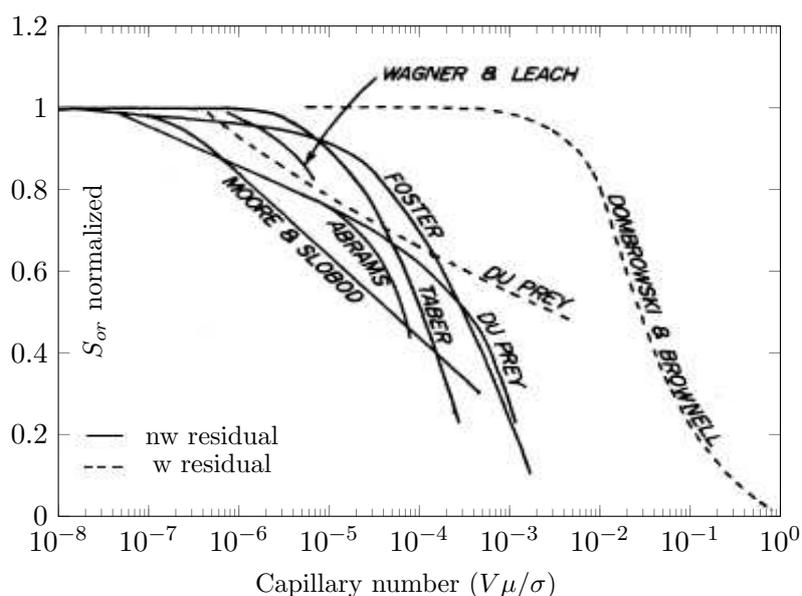


Figure I.7 – Variabilité des courbes de désaturation capillaire, (Stegemeier, 1977)

Les premières études ont été rapportées par Uren et Fahmy (1927). Ces auteurs ont étudié les effets capillaires et visqueux sur des échantillons de sable non consolidés (sable de mer), riche en quartz. Les massifs de sable sont mis dans des récipients en verre, dont la longueur et le diamètre sont respectivement 40,64 cm et 6,35 cm. Les porosités des massifs utilisés varient suivant le degré de compaction.

Uren et Fahmy (1927) ont constaté une évolution de la récupération d'huile (brut de bassin de Los Angeles) en diminuant la tension interfaciale. La saturation initiale des massifs en huile est de 100 % (déplacement de la phase huile connectée).

Leverett (1939) a également utilisé pour ses expériences des sables non consolidés. Les colonnes de sable sont soumises à l'injection d'un mélange eau/huile de haut en bas (mesure de la perméabilité relative à l'eau K_{rw}). L'auteur a défini un nombre capillaire adimensionnel, exprimé par la formule suivante :

$$N_c = P_c \frac{L_e}{\Delta P \bar{D}} \quad (\text{I.9})$$

où $\Delta P/L_e$ est le gradient de pression à travers l'échantillon de longueur L_e , \bar{D} le diamètre moyen des pores et P_c la pression du déplacement (la pression capillaire). Leverett (1939) a testé divers roches de mouillabilité différente.

Dans les deux travaux cités ci-dessus, l'étude des courbes de désaturation capillaire constituait en un travail de compréhension de l'effet des forces capillaires et des forces visqueuses. En revanche, pour prédire la saturation effective en eau définie par le rapport des pores envahis pendant l'écoulement et des pores saturés en gaz, Brownell et Katz (1947) ont rapporté des données de littérature définissant la saturation résiduelle d'eau (S_{wr}) en fonction du nombre capillaire (N_c), exprimé par l'équation I.10 :

$$N_c = \frac{K \Delta P}{L_e g \sigma_{ow} \cos \theta} \quad (\text{I.10})$$

où K est la perméabilité de l'échantillon de longueur L_e , σ_{ow} la tension interfaciale entre l'huile et l'eau, θ l'angle de contact, ΔP le gradient de pression et g l'accélération de la pesanteur. Le terme des forces visqueuses est représenté par $(K \Delta P/L_e)$, celui des forces capillaires est désigné par $(\sigma_{ow} \cos \theta)$. La même formule a été proposée par Dombrowski et Brownell (1954) qui ont introduit en plus les forces de gravité représentées par la masse volumique (ρ) et les forces centrifuges représentées par le produit entre ρ et la force centrifuge (b), l'expression du nombre capillaire s'écrit comme suit :

$$N_c = \frac{K (\rho + \rho b + \Delta P/L_e)}{g \sigma_{ow} \cos \theta} \quad (\text{I.11})$$

Les milieux poreux testés sont des sables non consolidés, avec des tailles et des formes de grains différentes. Ces résultats montrent la non variation de la saturation résiduelle pour des valeurs du nombre capillaire entre 10^{-6} et 5×10^{-3} (cf. figure I.7). Quand la valeur du nombre capillaire est supérieure à 5×10^{-3} , la variation de la saturation résiduelle en eau est exponentielle (linéaire sur une échelle logarithmique de N_c). La valeur de 5×10^{-3} s'appelle le nombre capillaire critique (N_{cc})¹. Ces résultats ne confirment pas ceux de Leverett (1939). Le nombre capillaire requis pour la désaturation de la phase mouillante est de l'ordre de 1000 fois plus grand que celui requis pour désaturer la phase non mouillante.

Une autre expression du nombre capillaire a été proposée par Moore et Slobod (1956) (cf. équation I.12). Le terme de vitesse (V) du fluide injecté (eau) multiplié par la viscosité de l'eau (μ_w) représente le terme des forces visqueuses. Les forces capillaires sont représentées par la tension interfaciale entre l'eau et l'huile (σ_{ow}) et l'angle de contact θ qui représente l'effet de mouillabilité de la roche.

$$N_c = \frac{V \mu_w}{\sigma_{ow} \cos \theta} \quad (\text{I.12})$$

1. Le N_{cc} représente la valeur minimale du nombre capillaire requise pour mobiliser la phase résiduelle.

Moore et Slobod (1956) ont étudié sur des échantillons de grès (Torpédo, Berea, Elgin et le Bandera) l'influence du débit d'injection, de la tension interfaciale, de la viscosité et de la mouillabilité sur la récupération d'huile. La figure I.8 (a) illustre les valeurs mesurées de la saturation en huile à la percée d'eau en fonction du nombre capillaire pour chaque famille de grès testée. La technique de "Viscap concept" a été utilisée par Moore et Slobod (1956). Elle permet de décrire les mécanismes de déplacement de l'huile par l'eau et de prédire les changements du débit, de la viscosité et de la tension interfaciale. La particularité du travail de Moore et Slobod (1956) est que les différentes valeurs du N_c sont calculées par variation du terme visqueux et du terme capillaire.

Wagner et Leach (1966) ont étudié la variation de la saturation résiduelle en méthane-n-pentane, en fonction de la tension interfaciale avec l'eau. Des expériences ont été effectuées sur des carottes de Torpédo, mouillables à l'eau et d'autres mouillables à l'huile. Les auteurs ont aussi testé l'influence de la position des carottes sur le déplacement de méthane-n-pentane par l'eau sur les échantillons mouillables à l'huile. Les résultats de désaturation capillaire du gaz (cf. figure I.7) sont obtenus à des valeurs très basses de nombre capillaire.

A partir des années soixante-dix, plusieurs chercheurs se sont intéressés à l'étude des courbes de désaturation capillaire et particulièrement à l'étude des effets des tensioactifs sur la mobilisation de l'huile résiduelle en milieux poreux. Par exemple, Taber (1969) a défini le rapport entre le gradient de pression et la tension interfaciale ($\Delta P/L_e\sigma_{ow}$) comme critère de mobilisation de l'huile par l'eau. L'auteur a estimé une valeur de 5 à 6 (psi/ft)/(dynes/cm) comme valeur critique de mobilisation de l'huile à travers des échantillons de grès (nombre capillaire critique N_{cc}). Néanmoins, l'auteur a spécifié une différence entre la récupération d'huile suivant qu'il y aurait injection du tensioactif ou pas, pour une même valeur du rapport ($\Delta P/L_e\sigma_{ow}$). Taber (1969) a attribué cette différence à l'adsorption et l'accumulation du tensioactif au sein de l'échantillon. Des travaux similaires ont été conduits par Lefebvre du Prey (1973) sur des milieux poreux synthétiques : le téflon ($K = 0,8$ à $1,5$ Darcy, $\phi = 35$ %), l'inox ($K = 2$ à 6 Darcy, $\phi = 40,5$ %) et l'aluminium ($K = 0,06$ à $0,1$ Darcy, $\phi = 44,1$ %). Le nombre capillaire défini par Lefebvre du Prey (1973) est le rapport entre les forces capillaires et les forces visqueuses ($\sigma_{ow}/\mu V$). L'auteur a utilisé différentes combinaisons du système phase aqueuse-phase huileuse, permettant de faire varier la tension interfaciale et par conséquent le nombre capillaire (N_c). Le débit est constant dans certains tests et variable dans d'autres afin de séparer son effet. La CDC présentée sur la figure I.7 est celle du Téflon.

Foster (1973) a comparé ses résultats de tests d'imbibition obtenus sur des échantillons de Berea avec les résultats de Lefebvre du Prey (1973) sur les échantillons de Téflon comme cela est montré sur la figure I.8 (b). On remarque une similarité de forme des courbes, mais avec une différence significative de la saturation résiduelle pour une même valeur du nombre capillaire. Cette différence est due à la non normalisation de la saturation résiduelle en huile², c'est-à-dire que les deux courbes ne commencent pas à partir de la même saturation résiduelle d'huile à l'état initial. Les deux CDC normalisées par rapport la saturation résiduelle initiale sont présentées sur la figure I.7. On constate une différence significative sur la pente des deux courbes.

2. La saturation résiduelle normalisée en huile (S_{orn}) représente le rapport entre la saturation résiduelle en huile (S_{or}) obtenue pour un (N_c) donné et la saturation résiduelle initiale en huile (S_{or}^*).

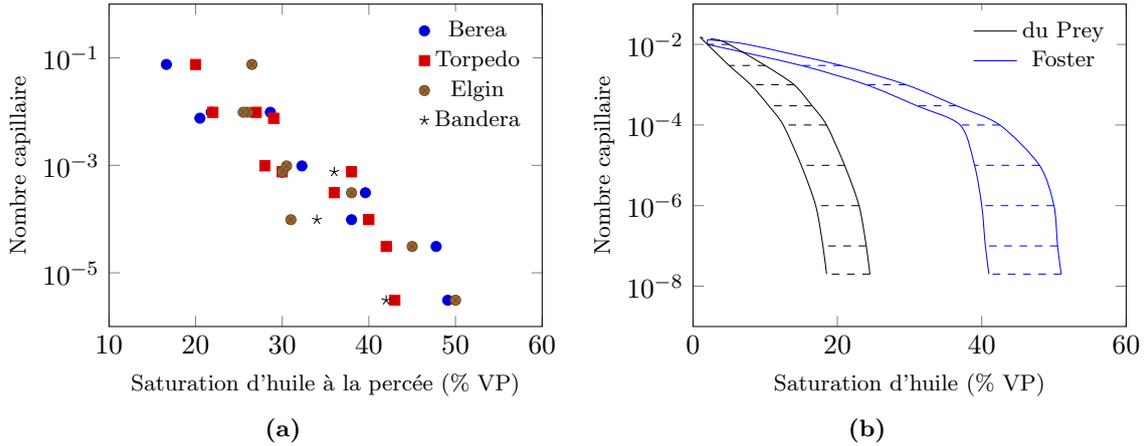


Figure I.8 – Saturation résiduelle en huile en fonction du nombre capillaire, (a) Moore et Slobod (1956) (b) Foster (1973), Lefebvre du Prey (1973).

Batycky et McCaflery (1978) ont réalisé des expériences de déplacement eau/huile sur des massifs de sable. Deux types de massifs ont été testés : le Pack I ($K = 1,89$ Darcy, $\phi = 45$ %) et le Pack II ($K = 1,98$ Darcy, $\phi = 46$ %). Ces auteurs ont réalisé trois types de déplacement ($\sigma_1 = 50$ mN/m, $\sigma_2 = 0,2$ mN/m, $\sigma_3 = 0,02$ mN/m) dans le but d'étudier l'effet de la tension interfaciale sur les perméabilités relatives et sur l'efficacité microscopique du déplacement (E_m) qui tient compte de la saturation irréductible en eau (S_{wi}). L'efficacité microscopique (E_m) est définie par la relation I.13 :

$$E_m = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}} \quad (\text{I.13})$$

où S_{or} est la saturation résiduelle d'huile. Le nombre capillaire est défini à l'échelle locale comme suit :

$$N_c = \frac{V\mu_w}{\phi\sigma_{ow}} \quad (\text{I.14})$$

Ces auteurs ont obtenu des nombres capillaires requis pour la mobilisation de l'huile entre 10^{-5} et 10^{-3} . Dans le même contexte, Fulcher Jr *et al.* (1985) ont rapporté l'efficacité microscopique du déplacement en fonction du nombre capillaire obtenue dans 25 échantillons de Berea ($K = 123,2$ à $531,6$ mD, $\phi = 19,02$ % à $26,50$ %). Les valeurs du nombre capillaire ont été calculées par la variation de la tension interfaciale, du débit d'injection et de la viscosité. La marge des valeurs du nombre capillaire requis pour la mobilisation totale de l'huile est de $1,24 \times 10^{-6}$ à $7,65 \times 10^{-3}$. La valeur du nombre capillaire critique est légèrement supérieure à celle obtenue par Batycky et McCaflery (1978).

3.1 Effet du rapport de viscosités

Abrams (1975) a donné une autre expression du nombre capillaire en introduisant le rapport des viscosités eau-huile. L'expression de N_c est la suivante :

$$N_c = \frac{\mu_w V}{\sigma_{ow} \cos \theta} \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right)^{0,4} \quad (\text{I.15})$$

Cette corrélation du nombre capillaire regroupe l'effet du rapport des forces visqueuses et

capillaires (définition du nombre capillaire par Moore et Slobod (1956)) et l'effet du rapport de viscosité. En fait, Abrams (1975) a caractérisé sur un même échantillon (grès de Dalton dont la perméabilité et la porosité sont respectivement 140 mD et 28,4 %) plusieurs valeurs de la saturation résiduelle pour différentes valeurs du rapport de viscosité eau/huile et du nombre capillaire. Les auteurs ont montré qu'il existe une dispersion considérable des résultats si la saturation résiduelle est représentée en fonction du nombre capillaire exprimé par la corrélation de Moore et Slobod (1956). Cette dispersion est corrélée avec le rapport de viscosité eau-huile et mathématiquement avec le facteur $(\mu_w/\mu_o)^{0,4}$.

Dans le même contexte, Alfossail et Handy (1990) ont établi une corrélation du nombre capillaire combinée à l'effet de la tension interfaciale (σ varie de 0,01 à 45,1 dynes/cm) et l'effet de la viscosité (μ_w varie de 1,38 à 143 cP), sur la saturation résiduelle d'eau (déplacement de l'eau par l'huile) dans plusieurs échantillons de grès de Berea. L'expression de N_c est donnée par l'équation I.16 :

$$N_{c'} = N_c \left(\frac{\mu_o \sigma_2}{\mu_w \sigma_1} \right)^n \quad (\text{I.16})$$

où N_c est le nombre capillaire exprimé par $K\Delta P/L_e\sigma_{ow}$ avec K la perméabilité absolue, σ_2 et σ_1 les valeurs maximale et minimale de tension interfaciale du système et n la constante de corrélation (0,65 est la valeur de n déterminée pour établir une seule courbe de CDC).

D'autres paramètres ont été étudiés pour établir leur influence sur les courbes de désaturation capillaire, par exemple l'état de l'huile piégée en milieu poreux (connectée ou déconnectée) et l'effet du nombre de Bond.

3.2 Effet de l'état de l'huile piégée

Chatzis et Morrow (1984) ont réalisé des tests d'EOR sur plusieurs types d'échantillons de grès : le Berea, le Torpédo, le Boise, le Cottage Grove IH et le Fontainebleau, pour deux cas différents : huile piégée connectée et huile piégée déconnectée. Le nombre capillaire a été exprimé par l'équation I.17, une formule identique à la formule I.12 sans introduire le $\cos \theta$.

$$N_c = \frac{K\Delta P}{L_e\sigma_{ow}} \quad (\text{I.17})$$

Les tests ont été effectués à une tension interfaciale constante ($\sigma_{ow} = 34,8$ dynes/cm) et une variation du gradient de pression. Chatzis et Morrow (1984) ont montré une reproductibilité de la CDC sur un échantillon de Berea (cas où l'huile piégée est déconnectée) et sur un échantillon de Fontainebleau (cas où l'huile piégée est connectée).

Un ordre de grandeur du nombre capillaire critique a été obtenu entre les deux cas (l'huile connectée et l'huile déconnectée) pour la même variation de la saturation résiduelle d'huile dans les grès de Berea (cf. figure I.9) et les grès de Fontainebleau. En effet, la valeur du nombre capillaire est supérieure dans le cas où l'huile est déconnectée dans le milieu poreux (sous forme de ganglions). En plus, on remarque sur la figure I.9 une différence sur la forme de la CDC dans les deux cas (présence d'un plateau dans le cas où l'huile est déconnectée). L'écart entre les deux courbes se réduit en augmentant le nombre capillaire. L'ensemble des résultats de Chatzis et Morrow (1984) montre que la saturation résiduelle d'huile est mobilisée entre 10^{-6} et $1,5 \times 10^{-3}$.

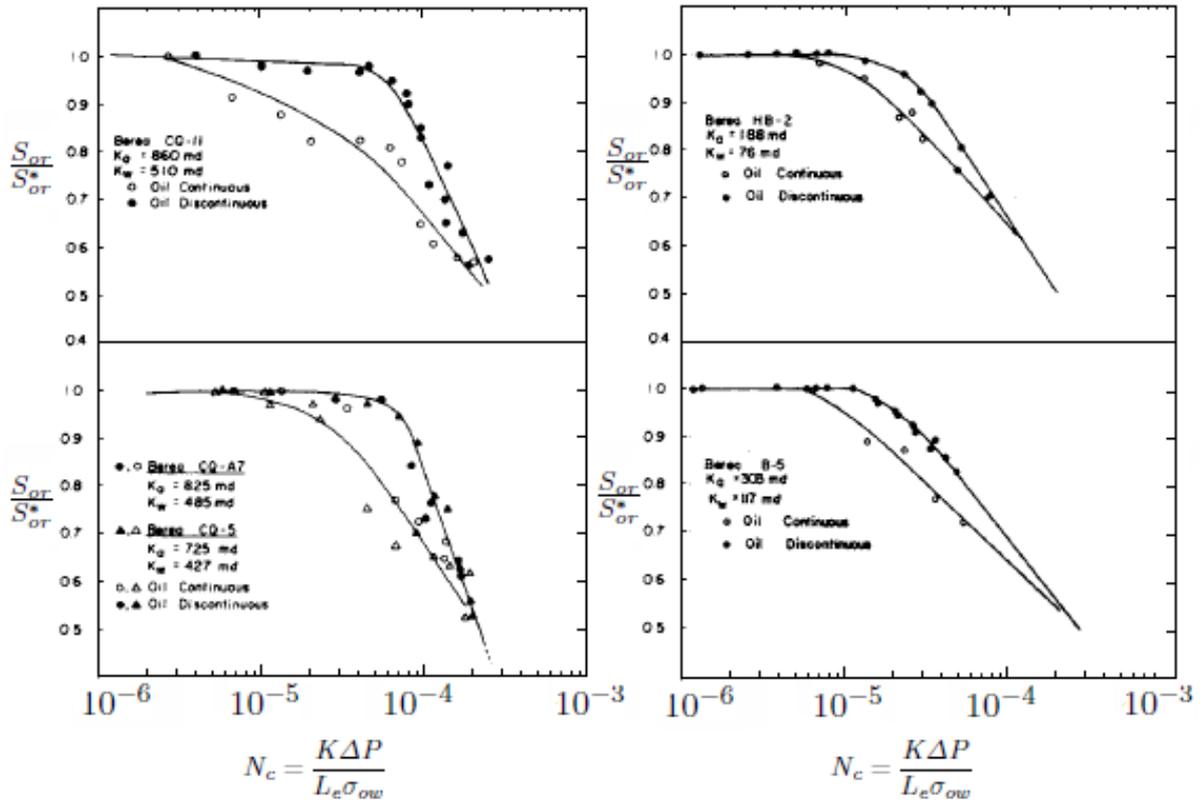


Figure I.9 – Courbes de désaturation capillaire obtenues par [Chatzis et Morrow \(1984\)](#) sur des grès de Berea

3.3 Effet des forces gravitaires

[Pennell et al. \(1996\)](#) ont étudié l'influence du nombre de Bond (N_b) et du nombre capillaire (N_c) sur la mobilisation des particules organiques (PCE) à travers le milieu poreux. Ces auteurs ont défini un autre nombre adimensionnel appelé nombre total de piégeage ("total trapping number" (N_t)), en tenant compte des deux nombres adimensionnels N_c et N_b . Le N_t est exprimé comme suit :

$$N_t = \sqrt{N_c^2 + 2N_c N_b \sin \Omega + N_b^2} \quad (\text{I.18})$$

où Ω est l'angle formé entre l'axe horizontal et le sens de l'écoulement. Le nombre capillaire N_c est exprimé par l'équation de [Moore et Slobod \(1956\)](#) et le nombre de Bond N_b par l'équation suivante :

$$N_b = \frac{K K_{rw} \Delta \rho g}{\sigma_{ow} \cos \theta} \quad (\text{I.19})$$

Avec :

K, K_{rw} : la perméabilité absolue et relative à l'eau du milieu poreux.

g : accélération gravitaire.

$\Delta \rho$: la différence de masse volumique de deux fluides en déplacement.

Pour un écoulement horizontal qui correspond à $\Omega = 0^\circ$ (resp. écoulement vertical dans le sens des forces de la gravité $\Omega = 90^\circ$) le nombre total du piégeage est exprimé par l'équation I.20

(resp. équation I.21) :

$$N_t = \sqrt{N_c^2 + N_b^2} \quad (\text{I.20})$$

$$N_t = |N_c + N_b| \quad (\text{I.21})$$

Pennell *et al.* (1996) ont réalisé des expériences pour deux types de déplacement : un déplacement horizontal et un déplacement vertical, sur des sables d'Ottawa de différentes tailles de grains.

Dans un déplacement horizontal, ces auteurs ont montré un effet non négligeable des forces gravitaires lors de l'injection du tensioactif 4 % Aérosol AY/OT (cf. figure I.10 (a)). Le déplacement des particules organiques (PCE) est observé sur la partie basse de l'échantillon (ségrégation gravitaire vers le bas de l'échantillon formant un angle de 45° avec la solution du tensioactif (le front du déplacement est représenté sur la figure I.10 (a)). L'angle théorique calculé par la tangente de ratio entre les forces visqueuses et les forces gravitaires (N_c/N_b) est de 45.8° .

Dans un déplacement vertical, ces auteurs ont observé aussi une migration des particules PCE vers le bas de l'échantillon après injection du tensioactif 4 % Aérosol AY/OT. Le front du déplacement des particules PCE dans ce cas est différent de celui observé dans le cas horizontal (front stable) parce que les forces gravitaires agissent dans la même direction que les forces visqueuses (cf. figure I.10 (b)). Ce travail a démontré qu'il faut prendre en considération les forces gravitaires lors des déplacements diphasiques à faible valeur de tension interfaciale (injection de tensioactifs).

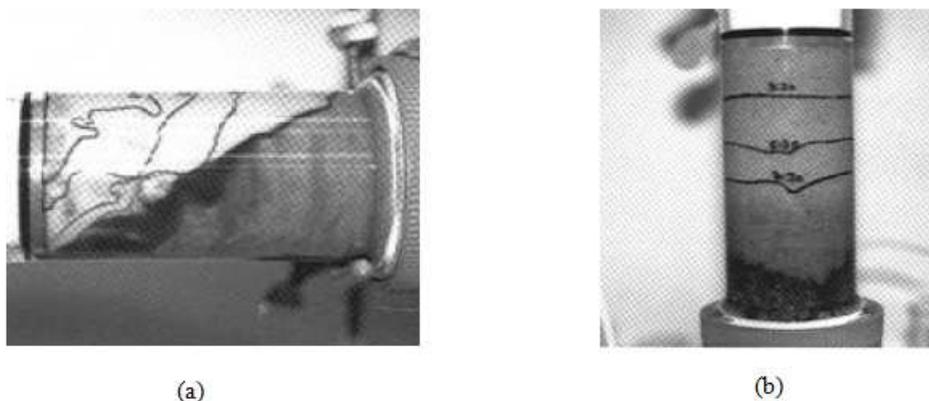


Figure I.10 – État de la mobilisation des particules PCE (a) injection de 0,30 VP du tensioactif 4 % Aérosol AY/OT en position horizontale (b) injection de 0,59 VP du tensioactif 4 % Aérosol AY/OT en position verticale (Pennell *et al.*, 1996).

3.4 Effet de la mouillabilité

La mouillabilité est un paramètre très important dans l'ingénierie réservoir. Elle influe sur les performances des processus d'injection d'eau et les méthodes de récupération assistée dans un réservoir pétrolier (Anderson, 1986c). Plusieurs auteurs se sont intéressés à l'influence de la mouillabilité sur la récupération d'huile (Moore et Slobod, 1955, Jadhunandan et Morrow, 1995, McDougall et Sorbie, 1995, Johannesen et Graue, 2007, Aziz, 2011, Kumuduni *et al.*, 2012).

Jadhunandan et Morrow (1995) ont étudié sur des grès de Berea l'effet de la mouillabilité sur la saturation résiduelle d'huile. La mouillabilité a été modifiée par vieillissement et mesurée par la méthode d'Amott. La saturation résiduelle de chaque échantillon a été mesurée après injection de 20 fois le volume de pores. Les résultats obtenus montrent une tendance en forme de "U". La saturation résiduelle minimale est obtenue à $I_w = 0,25$ (cf. figure I.11).

Johannesen et Graue (2007) ont étudié l'effet de l'indice de mouillabilité (I_w) sur les courbes de désaturation capillaire. Les échantillons de test étaient des craies d'affleurement Rordal. Sept échantillons ont été préparés suivant l'ordre croissant de l'indice de mouillabilité. Ils ont été soumis à des gradients de pressions variés et à une tension interfaciale constante. Ces auteurs ont montré que la valeur du nombre capillaire critique est faible dans les échantillons faiblement mouillables à l'eau et augmente avec l'augmentation de la mouillabilité à l'eau.

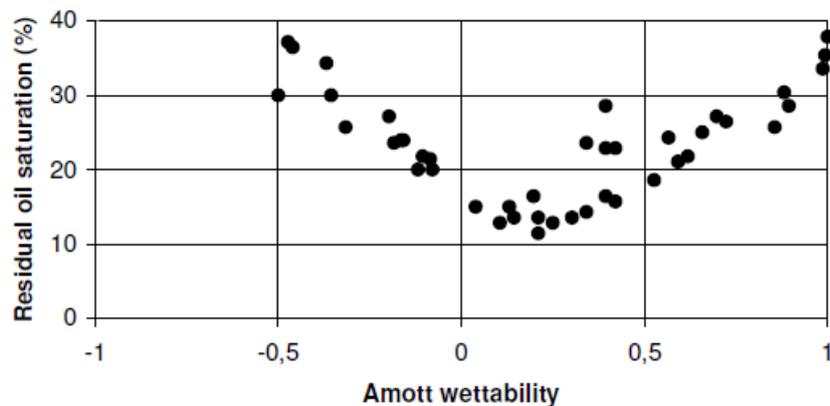


Figure I.11 – Relation entre la mouillabilité et la saturation résiduelle mesurée après un balayage par un volume équivalent à 20 fois le volume poreux. Résultats obtenus sur un grès de Berea (Jadhunandan et Morrow, 1995).

3.5 Synthèse

Les différents travaux sur les CDC (différentes corrélations de nombre capillaire) sont résumés dans le tableau I.2. Ce dernier illustre les plages de vitesses superficielles, de tensions interfaciales et de viscosités utilisées pour faire varier le nombre capillaire, ainsi que les caractéristiques des différents milieux poreux testés.

En résumé, la description des mécanismes de déplacement des fluides immiscibles dans les milieux poreux est basée sur la compétition entre les forces visqueuses et les forces capillaires. Ce concept a généré plusieurs expressions du nombre capillaire à l'échelle de Darcy. De plus on constate une dispersion des courbes de désaturation capillaire due à l'hétérogénéité et à la diversité des propriétés des milieux poreux et des fluides testés, ce qui rend difficile la prédiction de la CDC pour un milieu poreux spécifique. En revanche, tous s'accordent sur le fait que, pour diminuer la saturation résiduelle dans un milieu poreux, il est nécessaire d'augmenter le nombre capillaire.

Auteur(s)	Milieux poreux	L_e (cm)	S_{oi}	V (cm/s) x 10^5	σ (Dynes/cm)	μ_w (cP)	μ_o (cP)	N_c
Uren et Fahmy (1927)	Grès non consolidés	41,	1	1,-1000,	3,-20,	1,	1,-1300,	
Leverett (1939)	Grès non consolidés				5,-34,	0,85-32,2	0,31-76,5	$\frac{L_e P_c}{\bar{D} \Delta P}$
Ojeda <i>et al.</i> (1953)	Grès de Berea		$1-S_{or}$	20-	3,4-37,8	1,	0,7	$\frac{K \Delta P}{L_e \sigma}, \frac{\sigma}{\Delta P}$
Moore et Slobod (1956)	Grès	2,5	$1-S_{or}$	0,73-100,	0,4-30,	1,1-144,	1,1-144,	$\frac{V \mu_w}{\sigma \cos \theta}$
Wagner et Leach (1966)	Grès de torpédo	53,	1	11,-550,	0,001-5,	0,04-0,063	0,01-0,03	
Taber (1969)	Grès de Berea	2,5-8,	S_{or}	66,-10000,	3,5-59,	1,	0,013-1,	$\frac{\Delta P}{L_e \sigma}$
Foster (1973)	Grès de Berea	31	S_{or}	1,7-800,	0,084-27,5	1,0-3,64	3,34	$\frac{V \mu_w}{\phi \sigma}$
Lefebvre du Prey (1973)	Téflon	10	$1-S_{or}$	8,4-840,	0,25-350,	0,9-60,	0,9-60,	$\frac{V \mu_w}{\phi \sigma}$
Ehrlich <i>et al.</i> (1974)	Grès	19,	S_{or}	2700,-21000,	40,	1,	0,401-37,	$\frac{K \Delta P}{L_e \sigma} \phi$

Auteur(s)	Milieux poreux	L_e (cm)	$S_{\alpha i}$	V (cm/s) x 10^5	σ (Dynes/cm)	μ_w (cP)	μ_o (cP)	N_c
Abrams (1975)	Grès	9,	S_{or}	2,4-20000,	1,8-50,	0,94-32,3	0,401-37,	$\frac{\sigma}{V\mu_w}$
MacDonald et Dullien (1976)	Grès	13,	S_{or}		29,	1,	1,5	$\frac{P\Delta l}{\sigma(1/\bar{d} - 1/\bar{D})L_e}$
Gupta et Trushenski (1979)	Grès de Berea	61,	S_{or}	3,2-3200	0,03-0,09	2,0-17,5	0,9	$\frac{V\mu_w}{\phi\sigma}$
Songkran (1979)	Billes de verre	28,	S_{or}	460,-46000,	23,1	1,42	0,018	$\frac{V\mu_w}{\sigma}, \frac{V\mu_w}{\sigma\phi}$
Chatzis et Morrow (1984)	Grès	6-8	S_{or}		34,8	0,94	1,42-2,05	$\frac{K_w\Delta P}{L_e\sigma}$
Fulcher Jr <i>et al.</i> (1985)	Grès de Berea	60	S_{or}	113-566	0,04-37,9	0,89-954	0,78-0,84	$\frac{V\mu_w}{\sigma\phi}$
Alfossail et Handy (1990)	Grès	10-16	S_{wr}	822,-3290,	0,011-45,1	1,	1,38-143	$\frac{K\Delta P}{L_e\sigma}$
Pennell <i>et al.</i> (1996)	Empilements de sables	1-13	S_{or}	46,1-461,1	0,09-47,8		0,96-1,	$\frac{V\mu_w}{\sigma \cos \theta}$
Johannesen et Graue (2007)	Grès non consolidés	6,-8,	S_{or}		51,2	1,057	0,73-0,90	$\frac{V\mu_w}{\sigma\phi}$

Tableau I.2 – Différentes corrélations du nombre capillaire.

4 Observations expérimentales à l'échelle du pore

Étant donné la complexité de la géométrie des milieux poreux réels, des modèles ont été utilisés dans le but de faciliter la compréhension et l'observation des mécanismes de déplacement des fluides en drainage et en imbibition à l'échelle du pore. Les études de ces mécanismes à l'échelle du pore se sont focalisées sur deux catégories de phénomènes :

- les déplacements d'un fluide en phase continue par un autre fluide,
- les déplacements d'un fluide piégé sous forme de ganglions.

Les modèles représentatifs du milieu poreux utilisés sont principalement les modèles du doublet de pores (Rose et Whithersponn, 1956, Chatzis et Dullien, 1983), les micromodèles (McKellar et Wardlaw, 1982, Lenormand et Zacone, 1983, Vizika et Payatakes, 1989, Vizika *et al.*, 1994, Avraam et Payatakes, 1994). En plus de l'expérimentation sur des modèles simplifiés, nombreuses études ont été focalisées sur des observations des mécanismes de déplacement des fluides à l'échelle du pore dans les milieux poreux naturels (Ng *et al.*, 1978, Chatzis et Morrow, 1984, Yadav *et al.*, 1987, Youssef *et al.*, 2009). Les modèles de doublets de pores et les micromodèles sont généralement utilisés pour étudier les déplacements d'un fluide en phase continue.

Les mécanismes de déplacement des fluides immiscibles les plus observés à l'échelle du pore en condition dynamique sont principalement le saut capillaire et le snap-off. Le premier mécanisme est l'envahissement spontané d'un fluide mouillant ou non mouillant d'un pore à l'autre pore. Le snap-off est la rupture spontanée de la phase non mouillante dans une restriction due à l'augmentation du gradient de pression capillaire à cet endroit.

4.1 Modèles du doublet de pores

Les modèles du doublet de pores sont conçus principalement pour prédire les conditions de piégeage de l'huile en fonction des propriétés géométriques du doublet de pores. Ce dernier est constitué généralement de deux capillaires parallèles de différents diamètres. Les deux capillaires sont connectés sur les deux extrémités.

Rose et Whithersponn (1956) ont introduit le concept de modèle du doublet de pores en imbibition. Ces auteurs ont développé une corrélation entre la saturation résiduelle en huile dans le doublet de pores et ses propriétés géométriques ainsi qu'en fonction du gradient de pression (ΔP) et la tension interfaciale (σ_{ow}). Les forces de gravité sont considérées négligeables et le rapport de viscosité est égal à 1.

De nombreuses expériences en drainage et en imbibition ont été réalisées par Chatzis et Dullien (1983) dans des doublets de pores (cf. figure I.12). Ces auteurs ont étudié les mécanismes du déplacement des fluides (principalement le "snap-off") suivant le ratio des vitesses des interfaces (λ) dans les deux branches du doublet de pores. La relation λ est déterminée par la combinaison entre la loi de Laplace et la loi de Hagen-Poiseuille. La figure I.12 illustre un mécanisme d'imbibition de l'eau par le n-décane dans un doublet de pores. Cette figure montre une séquence du déplacement d'eau par le n-décane dans les deux capillaires, on remarque dans en premier temps une désaturation progressive de la phase eau (phase en couleur noire) dans le capillaire le plus petit puis dans capillaire le plus grand. Ces expériences sont très prédictives mais la géométrie est très limitée d'où l'évolution vers une expérimentation dans les micromodèles.

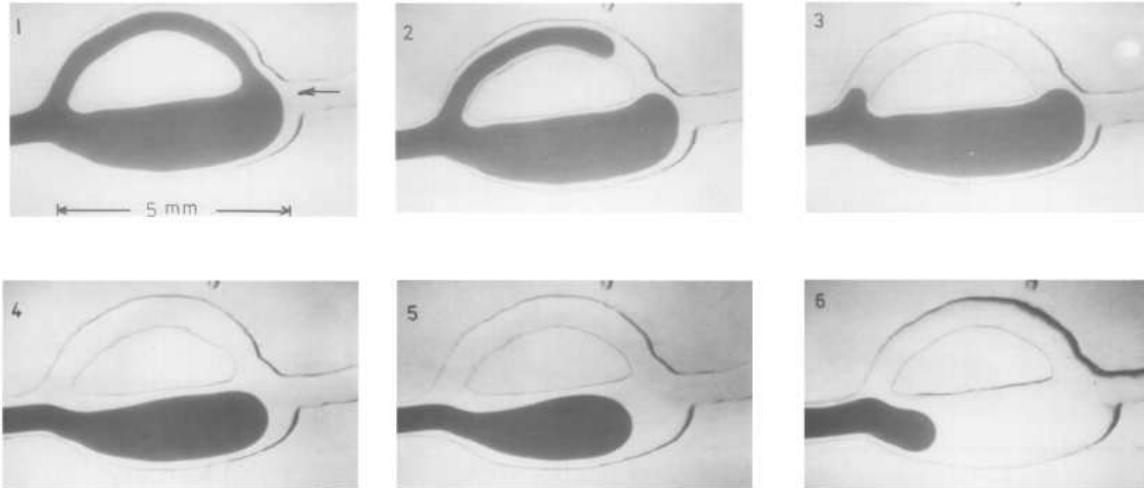


Figure I.12 – illustration du mécanisme imbibition d'eau par le n-décane dans un doublet de pores conçu par Chatzis et Dullien (1983).

4.2 Les micromodèles

Les micromodèles sont des réseaux de tubes capillaires interconnectés. Ils sont fabriqués soit en verre (McKellar et Wardlaw, 1982, Vizika et Payatakes, 1989, Avraam et Payatakes, 1994) ou en résine polystyrène (Bonnet et Lenormand, 1977). Ils ont une morphologie simple et une géométrie proche de celle du milieu poreux théorique.

Lenormand et Zacone (1983) ont étudié différents mécanismes de déplacement du ménisque en imbibition et en drainage dans des micromodèles. Ceux-ci sont composés de plusieurs capillaires avec des intersections rectangulaires. Les principaux mécanismes observés en drainage et en imbibition sont représentés sur la figure I.13. Les mécanismes de déplacement des fluides observés le long des capillaires sont principalement le piston en drainage et "snap-off" en imbibition. Les mécanismes imbibition I1 (pénétration du fluide mouillant dans un seul capillaire) et imbibition I2 (pénétration du fluide mouillant dans deux capillaires) ont été observés dans les intersections.

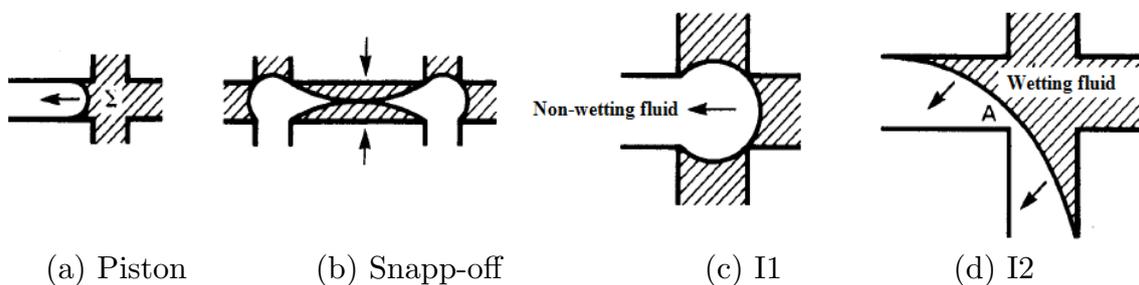


Figure I.13 – Différents mécanismes de déplacement du ménisque le long des capillaires et dans les intersections (Lenormand et Zacone, 1983, 1988).

Chatzis et Morrow (1984) et Lenormand et Zacone (1988) ont utilisé des micromodèles 2D pour étudier la variation de la taille des ganglions en fonction du nombre capillaire. Chatzis et Morrow (1984) ont observé à de faibles valeurs du nombre capillaire ($N_c < 6 \times 10^{-6}$) que

(1) l'huile résiduelle est mobilisée à travers les seuils de pores les plus larges et (2) une augmentation significative de la perméabilité effective à l'eau pour une décroissance faible de la saturation résiduelle en huile (formation des chemins préférentiels de la phase eau). Pour des valeurs élevées du nombre capillaire (cas $N_c > 1,9 \times 10^{-4}$) un nombre important des ganglions d'huile isolés (singlet) sont mobilisés. La rupture des ganglions d'huile isolés en petits ganglions (sous singlet) a été observée quand la pression est suffisamment grande. Une partie des petits ganglions coalescent et une partie est mobilisée à travers les chemins préférentiels. Dans le même contexte, [Lenormand et Zacone \(1988\)](#) ont montré que la variation de taille des ganglions d'air est inversement proportionnelle au nombre capillaire. La corrélation entre longueur des ganglions (L_b) et nombre capillaire (N_c) est exprimée par l'équation I.22. Les mécanismes représentés sur la figure I.13 ont été observés.

$$L_b = 0,016 \times N_c^{-0,73} \quad (\text{I.22})$$

([Vizika et Payatakes, 1989](#), [Vizika et al., 1994](#)) ont étudié l'effet du rapport de viscosités sur le déplacement de la phase non mouillante dans des micromodèles en verre. Ces auteurs ont montré l'existence des digitations microscopiques "microfingers" de la phase non mouillante à des faibles valeurs du nombre capillaire. La formation des "microfingers" diminue avec l'augmentation de la valeur du nombre capillaire ou la diminution du rapport de viscosités.

4.3 Mécanismes dans les milieux poreux naturels

Les observations à l'échelle du pore des différents mécanismes du déplacement des fluides dans les milieux poreux naturels, ont été focalisées principalement sur les caractéristiques de la phase piégée (tailles et formes des ganglions) en fonction du nombre capillaire ([Ng et al., 1978](#), [Chatzis et Morrow, 1984](#), [Yadav et al., 1987](#), [Youssef et al., 2009](#)).

[Ng et al. \(1978\)](#) ont établi une proportionnalité entre le gradient de pression soumis sur un ganglion d'huile et sa longueur. La procédure suivie par [Ng et al. \(1978\)](#) était de placer un ganglion d'huile au centre d'un massif de billes sphériques de même taille. Ensuite, le ganglion d'huile est soumis progressivement à une incrémentation du débit jusqu'à sa mobilisation. Les principales conclusions des expériences de [Ng et al. \(1978\)](#) sont : la vitesse de mobilisation d'un ganglion d'huile est inversement proportionnelle à la viscosité de fluide déplaçant et à la longueur du ganglion d'huile. Cela correspond aux démonstrations théoriques de la condition de mobilisation d'un ganglion d'huile (voir plus loin). En revanche, ces auteurs n'ont pas testé l'influence de la tension interfaciale sur la longueur des ganglions.

[Chatzis et Morrow \(1984\)](#) ont étudié la taille et la forme des ganglions d'huile en fonction du nombre capillaire dans les grès de Berea. L'analyse des ganglions d'huile récupérés après dissolution de la phase minérale de la roche a été déterminée par l'utilisation de microscopie électronique à balayage "MEB" (*Scanning Electron Microscopy "SEM"*). Ces auteurs ont classé les ganglions d'huile suivant leurs formes et leurs tailles en quatre familles : singlet (50-250 μm en longueur), sous singlet (150-400 μm), doublet (150-1000 μm), branché (400-1000 μm). Les différentes configurations des ganglions d'huile sont représentées sur la figure I.14.

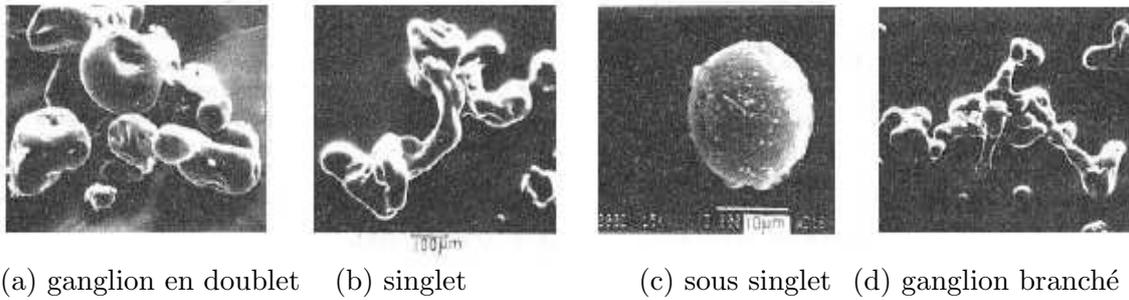


Figure I.14 – Différentes tailles et formes des ganglions d’huile observés par [Chatzis et Morrow \(1984\)](#)

A partir des années quatre-vingt-dix, le nombre d’études sur l’analyse 3D de la structure de milieux poreux et les mécanismes du déplacement des fluides est en augmentation avec le développement des techniques d’observations telle que la microtomographie par rayons X ([Coles et al., 1998](#), [Lindquist et al., 2000](#), [Knackstedt et al., 2004](#)) et les algorithmes de traitement d’images. Par exemple à l’aide de la microtomographie synchrotron, [Bernard \(2005\)](#) a étudié les modifications micro structurales d’un milieu poreux soumis à des processus différents. L’auteur a montré la faisabilité de la microtomographie synchrotron par exemple pour l’étude des transports réactifs. [Youssef et al. \(2009\)](#) ont montré une évolution de la taille des ganglions durant un processus d’imbibition réalisé avec deux fluides ayant des tensions interfaciales différentes (cf. figure I.15).

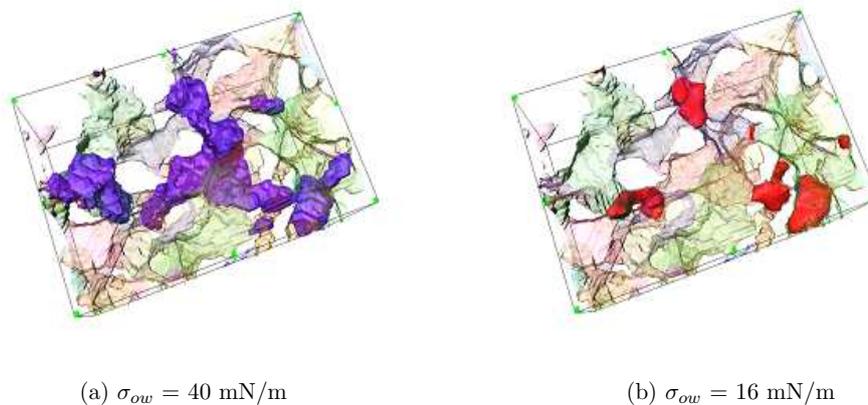


Figure I.15 – Répartition en 3D de ganglions d’huile après un cycle de drainage/imbibition [Youssef et al. \(2009\)](#).

4.4 Synthèse

Les travaux cités ci-dessus montrent que les mécanismes de déplacement des fluides à l’échelle du pore sont très complexes. Pour faciliter la compréhension de ces mécanismes, les chercheurs substituent les milieux poreux naturels par des modèles simples comme les doublets de pores et micromodèles. Au-delà de cette complexité, certains travaux de recherche montrent une dépendance de la taille des ganglions d’huile en fonction de la vitesse d’injection, de la viscosité ([Ng et al., 1978](#)) et de la tension interfaciale ([Youssef et al., 2009](#)).

5 Prédiction et effet de la structure sur la CDC

Différentes études se sont focalisées sur la prédiction de la CDC par des corrélations expérimentales et théoriques. Les corrélations expérimentales ont été basées sur des fonctions d'interpolation des résultats expérimentaux ; par exemple une corrélation du nombre capillaire critique en fonction de la perméabilité (Chatzis et Morrow, 1984) ou une corrélation de la saturation résiduelle en fonction du rapport porosité/perméabilité (MacDonald et Dullien, 1976).

Concernant les corrélations théoriques, toute la problématique était de passer de la loi de piégeage d'un ganglion et son mécanisme de mobilisation de l'échelle du pore à l'échelle de Darcy. Cette transition a été basée sur deux approches : (1) approche stochastique (Larson *et al.*, 1981, Mohanty, 1982, Zhou et Stenby, 1991) et (2) approche déterministe (Melrose et Brandner, 1974, Stegemeier, 1977, Oh et Satery, 1979).

Dans cette partie, nous décrivons l'approche expérimentale de Dullien (1972), l'approche déterministe de Stegemeier (1972) et l'approche stochastique de Zhou (1991).

5.1 Approche de Dullien (1972)

Dullien *et al.* (1972) ont établi une corrélation de la récupération tertiaire d'huile après injection de tensioactif en fonction de la structure poreuse dans des roches mouillables à l'eau. Dullien *et al.* (1972) ont représenté les propriétés de la structure du milieu poreux par un indice de la complexité de la structure "*structural difficulty index*" (DI) défini par l'équation suivante :

$$DI = \int_{r_{max}}^0 \int_R^0 \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R} \right) \alpha(r, R) dr dR \quad (I.23)$$

où r est le rayon du seuil de pore, R est le rayon du pore et $\alpha(r, R)$ est une fonction relative de la distribution des pores dans le milieu poreux. Les paramètres de la structure du milieu poreux r et R sont déterminés par porosimétrie mercure et photomicrographie. De nombreux tests sur différents échantillons ont montré une bonne corrélation entre la saturation résiduelle après injection de tensioactif (récupération d'huile tertiaire) et DI comme le montre la figure I.16 (a).

Dans la suite du travail de Dullien *et al.* (1972), MacDonald et Dullien (1976) ont défini un nombre adimensionnel "*tertiary oil recovery number*" (N_{SAA}) similaire au nombre capillaire, ce nombre est exprimé par l'équation I.24 :

$$N_{SAA} = \frac{(\Delta P_w / L_e) \bar{L}_b}{\sigma_{ow} DI} \quad (I.24)$$

où \bar{L}_b est la longueur moyenne des ganglions d'huile soumis à un gradient de pression $\Delta P_w / L_e$, σ_{ow} est la tension interfaciale eau-huile et DI est l'indice de la complexité de la structure défini par Dullien *et al.* (1972). L'expression simplifiée de ce paramètre est donnée par MacDonald et Dullien (1976) par la formule suivante :

$$DI = \frac{1}{d} - \frac{1}{D} \quad (I.25)$$

où \bar{d} et \bar{D} sont respectivement le diamètre moyen des seuils de pores et le diamètre médian des pores. L'équation I.24 établit la condition de mobilisation d'un ganglion d'huile dans un pore. Pour un passage de cette condition de l'échelle du pore à l'échelle de la carotte, [MacDonald et Dullien \(1976\)](#) ont établi une autre corrélation du nombre capillaire (N_c) en fonction de la structure du milieu poreux, par le biais de la corrélation de la perméabilité absolue (K) en fonction du diamètre moyen des seuils de pores au carré (\bar{d}^2). Cette corrélation s'écrit comme suit :

$$N_c = \frac{K_{rw}(\Delta P_w/L_e)\bar{d}^2}{\phi\sigma_{ow}} \quad (\text{I.26})$$

[MacDonald et Dullien \(1976\)](#) ont précisé que cette corrélation est équivalente à la corrélation (N_{SAA}) en supposant que $\bar{d} \ll \bar{D}$ et que la longueur moyenne des ganglions d'huile \bar{L}_b est constante ou proportionnelle à \bar{d} . En effet, les auteurs ont établi une corrélation de la récupération tertiaire d'huile en fonction de DI et le ratio entre la porosité et la perméabilité (ϕ/K). Les résultats sont représentés sur la figure I.16 (b).

Les données représentées montrent une bonne corrélation entre les données expérimentales de la saturation résiduelle (après injection de tensioactifs) et l'indice de la complexité de la structure (DI), une bonne corrélation est obtenue aussi en reportant les même données en fonction de (ϕ/K). En revanche, cette corrélation ne prend pas en compte les perméabilités relatives (K_{rw}) dans le calcul du nombre capillaire. De plus, l'indice de la complexité de la structure est simplifié à une valeur moyenne, par conséquent il ne traduit pas l'effet des hétérogénéités de la structure du milieu poreux sur la saturation résiduelle d'huile. En plus, la longueur moyenne de ganglions est supposée identique pour tous les échantillons. En outre, des études expérimentales ([Ng et al., 1978](#), [Arriola et al., 1983](#)) montrent que la longueur des ganglions d'huile est inversement proportionnelle au gradient de pression (nombre capillaire).

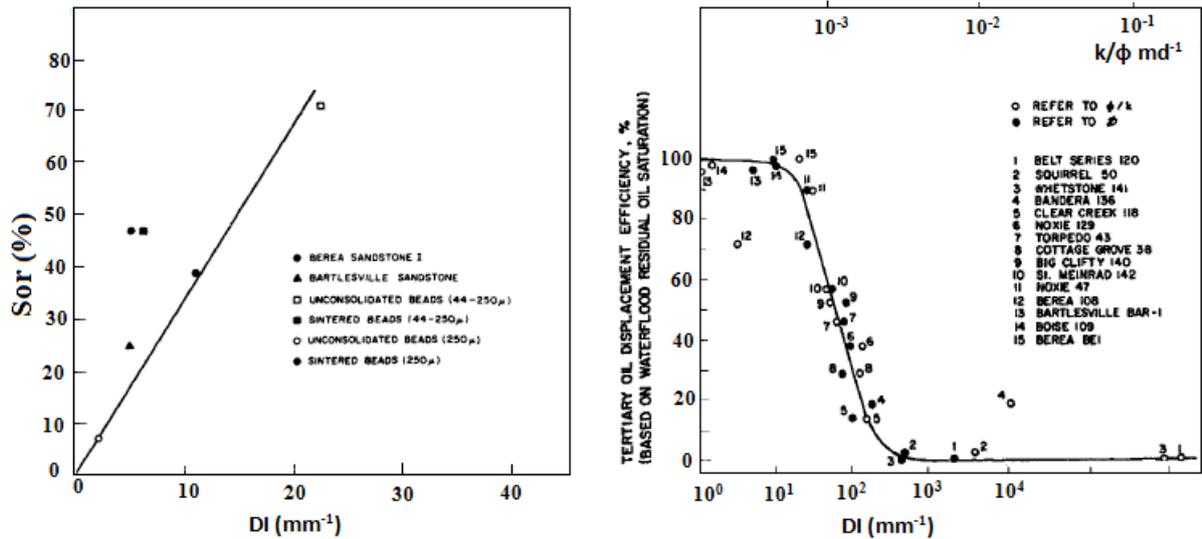


Figure I.16 – (a) corrélation entre la saturation résiduelle après injection de tensioactifs et l'indice de la complexité de la structure (DI) [Dullien et al. \(1972\)](#), (b) corrélation entre la récupération tertiaire d'huile et les paramètres DI et (ϕ/K) [MacDonald et Dullien \(1976\)](#).

5.2 Approche de Stegemeier (1977)

Stegemeier (1977) a examiné l'aspect microscopique du piégeage d'un globule d'huile. Il stipule qu'un gradient de pression (ΔP) supérieur à la différence de pression capillaire (ΔP_c) doit être appliqué pour que le globule d'huile se mobilise. La condition de mobilisation est exprimée par la relation I.27 :

$$\Delta P = \nabla\Phi\Delta L_b > \frac{2\sigma_{ow}}{r}\psi = \Delta P_c \quad (\text{I.27})$$

où $\nabla\Phi$ est le gradient du potentiel appliqué sur un ganglion d'huile d'une longueur ΔL_b et ψ est un facteur géométrique, qui dépend du rapport (r/R) et de la courbure du ganglion d'huile (angles de contact). Les paramètres $\nabla\Phi$, ΔL_b , r et ψ sont exprimés respectivement par l'équation I.28, I.29, I.30 et I.31 :

$$\nabla\Phi = \frac{dP}{dl_b} + \Delta\rho g(1 + G) \quad (\text{I.28})$$

$$\Delta L_b = \frac{2\sigma_{ow}}{a\nabla\Phi} \quad (\text{I.29})$$

$$r(S_o) = 2\frac{\sqrt{K/\phi}}{N_{Le}(S_o)} \quad (\text{I.30})$$

$$\psi = \cos\theta_R - \cos\theta_A \frac{r}{R} \quad (\text{I.31})$$

où dP/dl_b est le gradient de pression appliqué sur le ganglion piégé, θ_R et θ_A sont les angles de contact de deux extrémités d'un globule piégé. Le deuxième terme de l'équation I.28 est la force gravitaire majorée par un terme d'accélération (G) autre que la gravité. N_{Le} est identique à la fonction "J" de Leverett exprimée par l'équation I.8. La corrélation de ΔL_b a été établie en supposant qu'un ganglion d'huile a le volume d'un cylindre de rayon a . Ce dernier est exprimé par l'équation I.32 qui traduit la condition de la stabilité d'un ganglion d'huile.

$$a = \frac{\Delta L_b}{f} \quad (\text{I.32})$$

où f est la longueur maximale (d'un multipore) normalisée au rayon moyen du cluster stable. Après substitution des termes ψ , $r(S_o)$ et ΔL_b dans la relation I.27, la condition de mobilisation en fonction de la saturation s'écrit comme suit :

$$N_{BK}(S_o) = \frac{K\nabla\Phi}{\sigma_{ow}} \geq [\phi N_{Le}^2(S_o)] [\psi^2(S_o)] [1/2f] \quad (\text{I.33})$$

N_{BK} est le nombre capillaire proposé par Brownell et Katz (1947).

$[\phi N_{Le}^2(S_o)]$ caractérise la géométrie du modèle de pore, indépendamment des propriétés des fluides en présence.

$[\psi^2(S_o)]$ caractérise la structure du pore et est en relation avec les angles de contact des interfaces.

$[1/2f]$ est une constante qui dépend des propriétés des fluides, ce terme est indépendant de la structure poreuse.

D'après Stegemeier (1977), le N_{BK} varie entre 10^{-3} et 10^{-4} pour la majorité des roches,

cette gamme correspond à des perméabilités spécifiques (K). En revanche, comme le N_{BK} ne satisfait pas entièrement toute la gamme des perméabilités des roches, un autre nombre capillaire adimensionnel (N_c) a été défini pour tenir compte de la perméabilité relative (prise en compte de la loi de Darcy en écoulement diphasique). Le nombre capillaire N_c est obtenu par introduction de l'équation de Darcy dans l'équation I.33. La saturation résiduelle normalisée (S_{orn}) est ainsi introduite dans l'équation I.33. Le nombre capillaire N_c est exprimé par la relation I.34 :

$$N_c(S_{orn}) = \frac{V\mu}{\sigma_{ow}} \geq [\phi N_{Le}^2(S_{orn})] [K_{rw}(S_{orn})\psi^2(S_{orn})] [1/2f] \quad (I.34)$$

où V et μ sont respectivement la vitesse de Darcy et la viscosité de l'eau. Le nombre capillaire N_c est différent du nombre capillaire N_{BK} par le facteur de perméabilité relative à l'eau K_{rw} .

Stegemeier (1977) a développé une méthodologie pour prédire la courbe de désaturation capillaire. En premier lieu, la saturation résiduelle normalisée (S_{orn}) est déterminée par la courbe reliant la saturation initiale et résiduelle dénommée IR (Land, 1968). La courbe IR pour différents types de roches est représentée sur la figure I.17 (a). Ensuite, la perméabilité relative à l'eau est calculée par une corrélation en fonction de la saturation résiduelle (S_{or}). Le paramètre géométrique ψ (indépendant de la saturation résiduelle normalisée S_{orn}) est calculé en estimant les angles de contact des interfaces en fonction du rapport r/R (on le nomme souvent "rapport d'aspect") et de la mouillabilité de la roche. Le rapport r/R est calculé par une corrélation en fonction du facteur de formation et la pression capillaire moyenne (P_c à la valeur de saturation initiale $S_o = 0,5$). A la fin, le $N_c(S_{orn})$ est calculé par égalité avec le facteur $[\phi N_{Le}^2(S_{orn})] [\psi^2(S_{orn})] [1/2f]$ calculé en fonction de (S_{orn}).

La figure I.17 (b) illustre une comparaison d'une courbe de désaturation capillaire théorique (cas $\theta_A = 0^\circ$ et cas $\theta_A = 60^\circ$) avec des résultats expérimentaux issus des tests sur des carottes. La figure I.17 montre une bonne estimation théorique de la CDC d'un échantillon de Berea ($K = 400$ mD, $\phi = 20$ %) par rapport à la courbe expérimentale de Taber (1969).

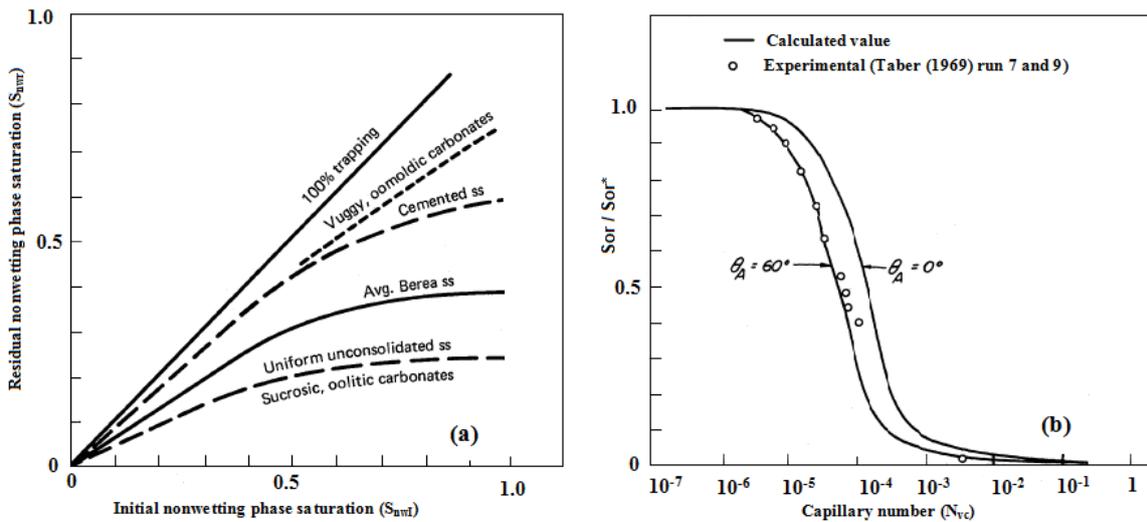


Figure I.17 – (a) la courbe IR, (b) comparaison entre une CDC expérimentale et théorique Stegemeier (1977)

Dans la continuité du travail de Stegemeier, [Lake \(1989\)](#) a exprimé l'équation I.33 en introduisant la fonction "J" de Leverett (cf. équation I.8) et la tortuosité du milieu poreux. La fonction "J" est introduite pour exprimer la variation du seuil de pore en fonction de la saturation résiduelle en huile. De même, la tortuosité du milieu poreux est introduite pour exprimer la taille du pore en fonction de la perméabilité absolue du milieu poreux. La nouvelle condition de mobilisation s'écrit comme suit :

$$N_c = \frac{K \nabla P}{\sigma_{ow}} \geq \frac{\phi}{C} \left[J \cos \theta_R - \frac{\cos \theta_A}{\sqrt{2\tau}} \right]^2 \quad (\text{I.35})$$

où θ_R et θ_A sont les angles de contact de deux extrémités d'un globule piégé, τ est la tortuosité du milieu poreux et C est une constante qui traduit la proportionnalité entre le gradient de pression (∇P) et la longueur d'un ganglion ($C = 2f$, cf. équation I.29 et I.32). La valeur de la tortuosité est déterminée par les mesures électriques (corrélation empirique entre la tortuosité et le facteur de formation). La valeur de C est fixée à 20 (corrélations expérimentales).

La méthodologie de calcul de la CDC suivie par [Lake \(1989\)](#) est la suivante :

- choisir un point sur la courbe IR (cf. figure I.17 (a)) qui correspond à la saturation initiale maximale de la phase non mouillante $(S_{nwI})_{max}$. La saturation résiduelle de la phase non mouillante (S_{nwr}) correspondante est supposée égale à la valeur de la saturation après l'imbibition spontanée de la phase mouillante (nombre capillaire tend vers zéro),
- choisir un deuxième point de S_{nwI} et S_{nwr} correspondante sur la courbe IR, la valeur de S_{nwI} doit être inférieure à la première valeur choisie dans l'étape 1. Ensuite, il faut calculer la valeur de la fonction "J" exprimée par l'équation I.8 en remplaçant la valeur de S_{nw} par S_{nwI} . Rappelant que la seule variable de "J" en fonction de la saturation est la pression capillaire,
- calculer la valeur du nombre capillaire en insérant la valeur calculée de "J" dans l'équation I.35, par conséquent le premier point de la CDC est déterminé,
- renouveler les mêmes étapes pour obtenir plusieurs points de la CDC.

L'approche développée par [Stegemeier \(1977\)](#) et modifiée par [Lake \(1989\)](#) tient compte des hétérogénéités locales du milieu poreux à travers les données de la pression capillaire obtenues en drainage et la courbe expérimentale IR. Contrairement à [MacDonald et Dullien \(1976\)](#), [Stegemeier \(1977\)](#) a utilisé une corrélation basée sur des observations expérimentales pour capter la variation de la longueur des ganglions en fonction du nombre capillaire. En revanche, la détermination de CDC par cette approche est calibrée par des données expérimentales (courbe IR) et utilise une courbe de pression capillaire issue du drainage pour simuler la désaturation capillaire en imbibition. En effet, pour la même saturation résiduelle en huile, la pression capillaire en imbibition est généralement inférieure à celle du drainage. De plus, la différence de l'allure de la courbe de la pression capillaire en imbibition et en drainage est significative (cf. figure I.2).

5.3 Approche de Zhou (1991)

Zhou et Stenby (1991) ont développé une approche stochastique de prédiction de la courbe de désaturation capillaire et du nombre capillaire critique. Elle est basée sur le principe de la percolation. En premier, Zhou et Stenby (1991) ont défini un critère de stabilité et de mobilisation d'un cluster d'huile, soumis à un gradient de pression donné dans un tube capillaire. Le critère de mobilisation d'un cluster d'huile piégé dans un tube capillaire stipule que : sa longueur maximale en stabilité est supérieure ou égale à sa longueur minimale en mobilité. L'expression du nombre capillaire critique (N_{cc}) basée sur ce critère est donnée par l'équation I.36 :

$$N_{cc} = \frac{8Kb^2}{fd} \quad (\text{I.36})$$

b est exprimé par l'équation suivante :

$$b = \cos \theta_A (1 - d \cos \theta_R / D_b \cos \theta_A) \quad (\text{I.37})$$

où d est le diamètre du seuil de pore, D_b est le diamètre du cluster d'huile (diamètre du pore). Pour appliquer leur théorie sur un milieu poreux (simuler par un ensemble de tubes capillaires), le diamètre d est remplacé par un diamètre minimum du seuil de pore d_p (en supposant qu'un cluster d'huile parcourt plusieurs tubes capillaires jusqu'à son piégeage par le seuil de pore d_p). La perméabilité absolue K est exprimée par la relation développée par Stegemeier (1977) :

$$K = c\phi d_h \quad (\text{I.38})$$

où d_h est le diamètre moyen hydraulique du milieu poreux, ϕ est la porosité et c est une constante qui dépend du milieu poreux. La nouvelle condition de mobilisation d'un cluster d'huile dans un milieu poreux s'écrit comme suit :

$$N_{cc} = \frac{8c\phi b^2}{f} (d_h/d_p)^2 \quad (\text{I.39})$$

Le nombre capillaire (N_c) en fonction de la saturation résiduelle en huile (S_{or}) peut s'écrire en introduisant la pression capillaire P_c , comme suit :

$$N_c(S_{or}) = \frac{8c\phi b^2}{f} \left(\frac{P_c(S_{or})}{\bar{P}_c} \right)^2 \quad (\text{I.40})$$

où \bar{P}_c est la pression capillaire moyenne dans le milieu poreux. La saturation résiduelle normalisée en huile est calculée en fonction de l'accessibilité aux pores (X_t^a) :

$$S_{orn} = 1 - X_t^a(d_p) \quad (\text{I.41})$$

La courbe de pression capillaire en fonction de la saturation résiduelle en huile est estimée par la théorie de percolation (Zhou et Stenby, 1993). Une corrélation entre l'accessibilité aux pores (X_t^a) et l'accessibilité effective (X_e^a) a été établie. Un résultat de simulation de la pression capillaire en fonction de la saturation résiduelle en huile pour plusieurs configurations du milieu poreux

est représenté sur la figure I.18 (a).

La méthodologie de calcul de la CDC suivie par [Zhou et Stenby \(1991\)](#) est la suivante :

- déterminer la valeur de X_e^a qui correspond à la valeur initiale de $X_t^a = 0,5$ (corrélation entre X_t^a et X_e^a),
- déterminer la valeur de la pression capillaire moyenne (P_a) à la valeur de la saturation résiduelle d'huile $S_{or}^0 = X_e^a$,
- choisir un point sur la courbe de pression capillaire (cf. figure I.18 (a)) et déterminer la saturation résiduelle d'huile S_{or1} qui correspond à la valeur de pression capillaire P_c du point choisi,
- calculer la valeur du nombre capillaire $N_c(S_{or}^1)$ à l'aide de la formule I.40 et de la valeur de la pression capillaire (P_c),
- calculer la valeur de la saturation résiduelle normalisée S_{orn} à l'aide de la formule I.41. Le premier point de la CDC est déterminé,
- renouveler les mêmes étapes pour obtenir plusieurs points de la CDC (à partir de l'étape deux jusqu'à l'étape cinq).

La figure I.18 (b) montre une comparaison entre la CDC expérimentale obtenue par [Chatzis et Morrow \(1984\)](#) et une CDC théorique obtenue par l'approche développée par [Zhou et Stenby \(1991\)](#). On remarque un bon accord entre les deux courbes. Cette approche présente un avantage par rapport à l'approche de [Stegemeier \(1977\)](#) de ne pas utiliser des données expérimentales pour prédire la CDC.

Les inconvénients de cette approche sont (1) la méthode d'estimation de la courbe de pression capillaire est basée sur un modèle du milieu poreux simplifié et (2) les perméabilités relatives ne sont pas introduites dans le calcul du nombre capillaire.

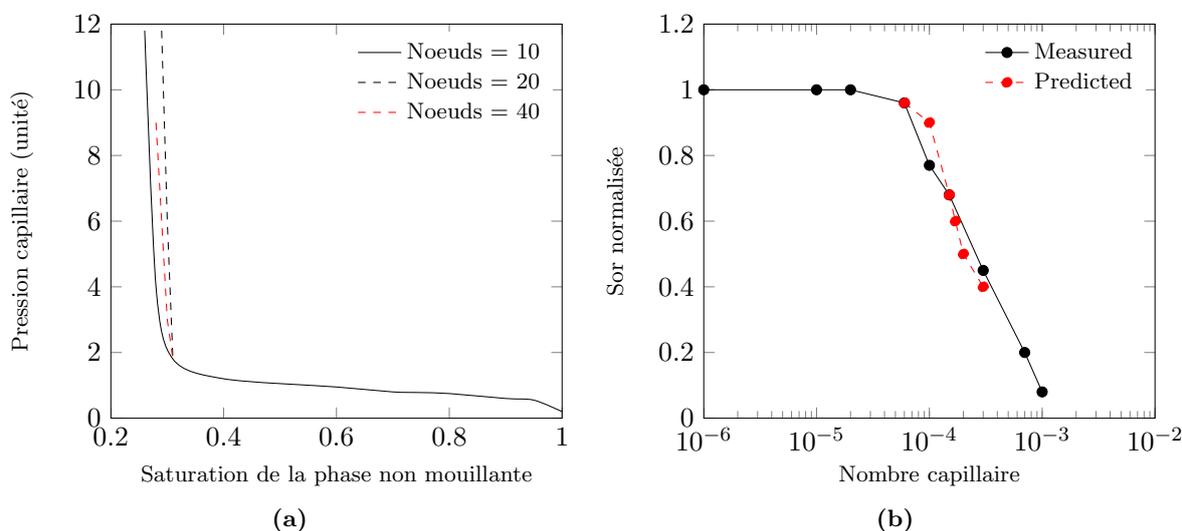


Figure I.18 – (a) pression capillaire en fonction de la saturation de la phase non mouillante ([Zhou et Stenby, 1993](#)), (b) comparaison de la CDC théorique obtenue par [Zhou et Stenby \(1991\)](#) et des résultats expérimentaux obtenus par [Chatzis et Morrow \(1984\)](#)

6 Conclusion du chapitre I

Dans ce chapitre, une synthèse sur les différents travaux concernant la CDC à l'échelle de la carotte a été présentée. On a pu constater sur ces différents travaux de recherche une large dispersion de CDC due à la variation de nombreux paramètres. Ces paramètres peuvent être classés en deux catégories : des variables qui dépendent du milieu poreux (structure, perméabilité, mouillabilité) et des variables indépendantes de la structure du milieu poreux (rapport de viscosités, protocole expérimental). La majorité des travaux de recherche montrent que la CDC est composée de deux phases. La première phase est un plateau dont les valeurs du nombre capillaire se situent entre 10^{-8} et 10^{-5} . La saturation résiduelle dans cette phase varie très peu en raison de la domination des forces capillaires. Cette plage peut varier en fonction de la mouillabilité de la roche et la nature de la phase piégée. La deuxième phase est une étape où l'huile résiduelle commence à se mobiliser en raison de l'inversion des rapports de forces. La valeur du nombre capillaire critique est estimée à 10^{-5} . Pour atteindre des saturations très basses il faut augmenter le nombre capillaire de deux à trois ordre de grandeur par rapport à la valeur du nombre capillaire critique.

Les études à l'échelle du pore montrent une complexité des mécanismes de déplacement des fluides immiscibles à travers le milieu poreux. Cette complexité est due à la géométrie très complexe du milieu poreux. On a pu montrer à travers ce chapitre les principaux modèles utilisés pour caractériser ces différents mécanismes. Les doublets de pores et les micromodèles sont très utilisés vu leur simplicité et le contrôle de leur géométrie. L'arrivée de la microtomographie par rayons X permet d'étudier la géométrie réelle des milieux poreux et les différents mécanismes à travers les milieux poreux. Cette technique a donné lieu à des développements au niveau de la prédiction des propriétés pétrophysiques du milieu poreux grâce à la combinaison des techniques d'imagerie et des outils de la simulation comme le réseau de pores (PNM "Pore Network Model").

Nous avons présenté dans ce chapitre quelques approches de la prédiction de la CDC. Elles sont basées sur une condition de mobilisation commune. Cette condition stipule qu'un ganglion d'huile est mobilisé lorsque le gradient de pression de part et d'autre du ganglion d'huile est supérieur à la pression capillaire qui le retient. Toute la difficulté réside dans le passage de cette condition établie à l'échelle du pore à l'échelle de la carotte. La synthèse de ces travaux montre que la prédiction de la CDC *ie* la résolution de la fonction $N_c = f(S_{or})$ revient à trouver la corrélation entre les paramètres de la structure et la taille des ganglions, le nombre capillaire et la taille des ganglions. Les approches présentées utilisent la pression capillaire de drainage pour exprimer les paramètres géométriques en fonction de la saturation. En ce qui concerne la taille des ganglions, une corrélation basée sur des observations expérimentales est utilisée. Cette corrélation est reliée au gradient de pression.

Dans le but de mieux comprendre de quoi dépend réellement la courbe de désaturation capillaire, et notamment les différents mécanismes de mobilisation d'huile piégée à l'échelle du pore, nous réalisons deux types d'expériences : expériences à l'échelle de darcy avec utilisation d'une variété de roches et des expériences à l'échelle des pores. La description de la partie expérimentale de la caractérisation de la CDC est développée dans le chapitre II et les résultats sont présentés dans les chapitres III et IV. Ces expériences sont combinées avec les mesures

par tomographie X pour fournir plus d'informations sur la répartition de l'huile résiduelle dans les échantillons après injection à différent nombre capillaire. L'utilisation de la tomographie X permettra aussi d'étudier l'effet des hétérogénéités du milieu poreux sur le processus de récupération de l'huile résiduelle. L'aspect microscopique de la mobilisation de l'huile résiduelle sera étudié par microtomographie RX. Les résultats sont présentés dans le chapitre V.

CHAPITRE II

MATÉRIAUX ET TECHNIQUES EXPÉRIMENTALES

Sommaire

1	Caractérisation et sélection des fluides	66
1.1	Physico-chimie du système eau/huile/tensioactif	66
1.2	Paramètres de solubilisation et tension interfaciale	68
1.3	Identification des systèmes Winsor	70
1.4	Mesure de la tension interfaciale	72
1.5	Solubilité du tensioactif SDBS	74
2	Mesure des propriétés pétrophysiques	75
2.1	Mesure de la porosité	75
2.2	Mesure de la perméabilité absolue	75
2.3	Mesure du facteur de formation	76
2.4	Porosimétrie par intrusion de mercure	77
3	Tomographie par rayons X (TRX)	78
3.1	Mesure de la saturation par scanner	78
3.1.1	Principe de mesure par scanner	78
3.1.2	Mesure locale de la porosité et de la saturation	79
3.1.3	Visualisation des saturations locales	81
3.2	Calcul d'incertitudes sur les saturations	81
4	Protocoles expérimentaux d'obtention de la CDC	83
4.1	Préparation des échantillons	83
4.2	Mise en place des fluides	83
4.2.1	Drainage	84
4.2.2	Imbibition spontanée	84
4.2.3	Système d'injection des fluides	85
5	Caractérisation et sélection des roches	88
5.1	Les grès de Fontainebleau	88
5.2	Les grès de Clashach	88
5.3	Les grès de Bentheim	89
5.4	Les grès de Berea	90
6	Conclusion du chapitre II	91

La courbe de désaturation capillaire (CDC), l'une des données expérimentales les plus importantes utilisées dans cette thèse, est une représentation de la saturation résiduelle en fonction du nombre capillaire ($V\mu_w/\sigma_{ow}$). La variation de ce dernier peut s'obtenir en changeant le débit d'injection ou la tension interfaciale du système eau/huile. D'après les données de la littérature (cf. figure I.7), l'huile résiduelle est mobilisée à des valeurs du nombre capillaire comprises entre 10^{-5} et 10^{-3} . La variation de débit d'injection ne permet pas d'atteindre des valeurs de nombre capillaire élevées comme dans un réservoir pétrolier où la variation de débit d'injection est limitée par la pression de fracturation (à l'exception de certaines méthodes alternatives d'écoulement comme la centrifugation). Des tensioactifs seront donc utilisés dans cette thèse dans le but de baisser la tension interfaciale entre l'eau et l'huile et ainsi de se rapprocher au plus près du N_c critique. Leur utilisation nous permettra de balayer l'intervalle de N_c ciblé [10^{-5} à 10^{-3}] en faisant varier uniquement le débit. Ils nous permettront aussi d'analyser l'efficacité d'injection de tensioactifs en milieux poreux.

Nous proposons de traiter la caractérisation de la CDC à l'échelle de Darcy en nous basant sur des mesures scanner (tomographie par rayons X). La démarche expérimentale adoptée est la suivante. Tout d'abord, nous étudierons le comportement du tensioactif dans le système eau-huile tout en adaptant le choix de la composition de l'eau et de l'huile de façon à ce qu'ils présentent un bon contraste aux mesures scanner. Les volumes de phases et la tension interfaciale seront mesurés. Nous présenterons ensuite les différents types de roches et les méthodes de mesure des différentes propriétés pétrophysiques. Dans la dernière partie nous expliquerons les cycles d'injection de fluides (principalement le drainage et l'imbibition), ainsi que la méthode de mesure de la saturation résiduelle d'huile qui nous permettra par la suite d'estimer les profils de saturation le long de l'échantillon et la distribution 3D de l'huile résiduelle après chaque injection.

Ce chapitre comporte cinq parties. La première partie est consacrée à l'étude de la physico-chimie du système eau/huile/tensioactif et les différentes propriétés de fluides sélectionnés pour cette thèse. Les deuxième et la troisième parties sont dédiées à la description du protocole de mesure : (1) de différentes propriétés pétrophysiques et (2) de la saturation résiduelle d'huile. La procédure de préparation des échantillons et la mise en place des fluides dans les milieux poreux sont décrites dans la quatrième partie de ce chapitre. La dernière partie est consacrée à la caractérisation de différentes roches utilisées dans cette thèse.

1 Caractérisation et sélection des fluides

1.1 Physico-chimie du système eau/huile/tensioactif

Des expériences de déplacement diphasique immiscible eau/huile avec et sans tensioactifs ont été réalisées. Les tensioactifs sont des molécules amphiphiles, qui présentent deux parties de polarités différentes : l'une est lipophile (miscible dans l'huile) et apolaire, l'autre est hydrophile (miscible dans l'eau) et polaire. Ces tensioactifs ont une configuration particulière dans un système eau/huile. Cette configuration dépend de trois types de variables :

- les variables du système qui sont principalement la composition et la structure des tensio-

- actifs, la salinité de la phase aqueuse et la structure chimique de l'huile (Salager, 1977),
- les variables extérieures (effet de la température et de la pression (Skauge et Fotland, 1990, Fotland et Skauge, 1986, Salager *et al.*, 2000)),
- la position des variables dans le diagramme ternaire (le rapport eau/huile et la concentration du tensioactif dans le système (Aranow et Witten, 1963, 1967)).

Winsor (1948) a défini trois configurations possibles du système eau/huile/tensioactif : le Winsor I, le Winsor II et le Winsor III. Le passage d'une configuration Winsor à une autre est caractérisé par le rapport de Winsor (R_{wr}), défini par la formule II.1 :

$$R_{wr} = \frac{A_{CO} - \frac{1}{2}A_{OO} - \frac{1}{2}A_{LL}}{A_{CW} - \frac{1}{2}A_{WW} - \frac{1}{2}A_{HH}} \quad (\text{II.1})$$

Avec :

- A_{CW} : paramètre d'interaction entre les molécules d'eau et celles du tensioactif,
- A_{CO} : paramètre d'interaction entre les molécules d'huile et celles du tensioactif,
- A_{HH} : paramètre d'interaction entre les groupes hydrophiles du tensioactif,
- A_{LL} : paramètre d'interaction entre les chaînes lipophiles du tensioactif,
- A_{HH} : paramètre d'interaction entre les molécules d'eau,
- A_{OO} : paramètre d'interaction entre les molécules d'huile.

Le rapport (R_{wr}) représente le rapport entre les énergies d'interaction huile/tensioactif et les énergies d'interaction eau/tensioactif. La figure II.1 illustre les différentes forces d'interactions qui interviennent dans le calcul de rapport de Winsor (R_{wr}). Les six paramètres de l'équation II.1 sont schématisés sur cette figure, les différentes parties lipophiles et hydrophiles sont représentées respectivement par des chaînes carboniques et des cercles.

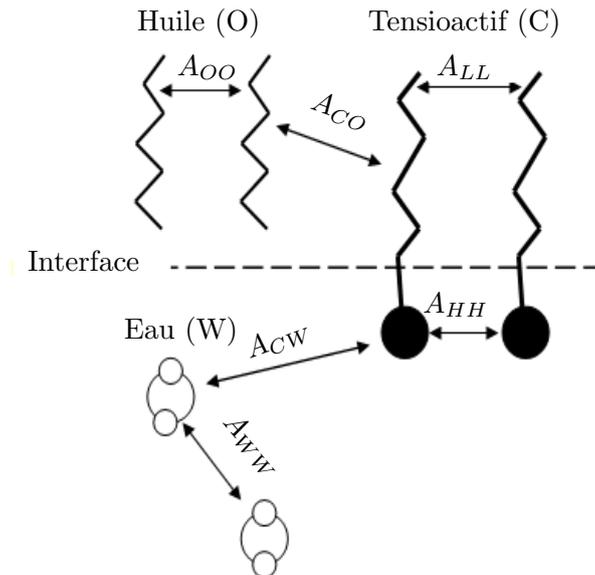


Figure II.1 – Les interactions lipophiles et hydrophiles dans un système eau/huile/tensioactif

En fonction de la valeur de R_{wr} on distingue les systèmes suivants :

- le Winsor I ($R_{wr} < 1$) : formation des émulsions d’huile dans l’eau (cf. figure II.2 (a)), les interactions hydrophiles sont prédominantes, c’est-à-dire une forte solubilisation du tensioactif dans l’eau, ce système est symbolisé par $\underline{2}$. Dans ce cas, une quantité d’huile est solubilisée dans l’eau et le système se sépare en deux phases, en raison d’une grande quantité d’huile. La quantité solubilisée d’huile augmente en augmentant la salinité ou en diminuant le nombre de carbone pour les alcanes (*“Alkane Carbon Number”* ACN) et la valeur de EACN (*“Equivalent Alkane Carbon number”*) pour les hydrocarbures,
- le Winsor II ($R_{wr} > 1$) : formation des émulsions d’eau dans l’huile (cf. figure II.2 (b)). Une quantité d’eau est solubilisée dans l’huile. Le système se sépare en deux phases, en raison d’une grande quantité d’eau. Ce système est symbolisé par $\bar{2}$,
- le Winsor III ($R_{wr} = 1$) : un équilibre est établi entre les interactions lipophiles et hydrophiles. Le système se sépare en trois phases : une phase eau, une phase huile et une phase intermédiaire composée d’un film interfacial de forme lamellaire ou fluctuante (cf. figure II.2 (c)). Ce système est symbolisé par le chiffre $\mathbf{3}$.

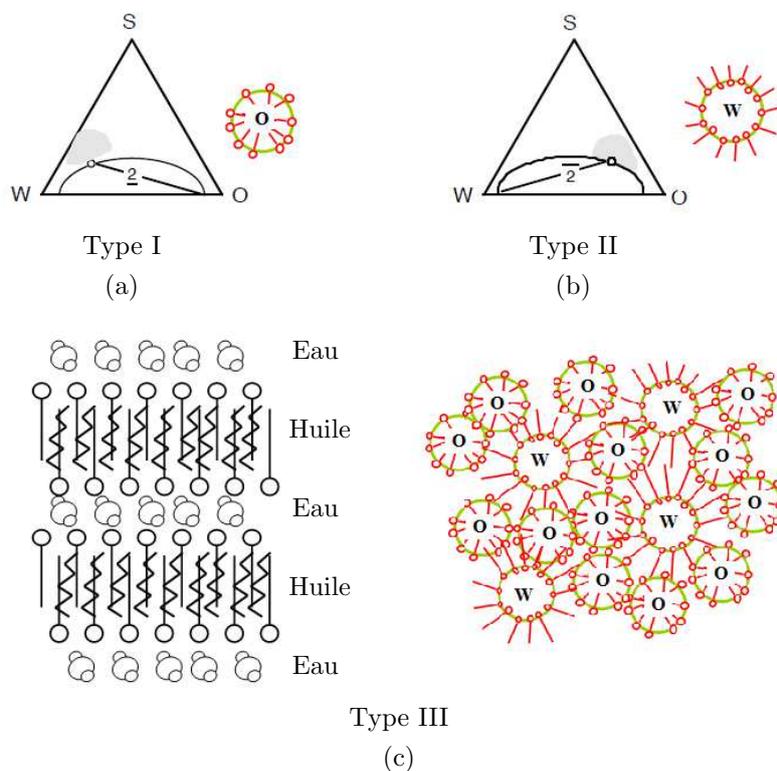


Figure II.2 – Type d’émulsion suivant la valeur de rapport de Winsor. (a) une émulsion d’huile dans l’eau, (b) une émulsion d’eau dans l’huile, (c) film interfacial de forme lamellaire (à gauche), fluctuante (à droite).

1.2 Paramètres de solubilisation et tension interfaciale

Dans un système eau-huile-tensioactif, deux paramètres de solubilisation ont été définis par [Reed et Healy \(1977\)](#) ; le paramètre de solubilisation d’huile (PS_o) et le paramètre de solubilisation d’eau (PS_w). Le PS_o (resp. PS_w) est défini comme le rapport entre le volume d’huile (resp.

d'eau) solubilisée dans la phase microémulsion et le volume du tensioactif dans cette phase. [Reed et Healy \(1977\)](#) se sont intéressés à la variation des paramètres de solubilisation et la tension interfaciale en fonction de la salinité, un exemple de résultat obtenu pour le système : 3 % 63/67 MEAC120XS/TAA, 48,5 % 90/10 I/H, 48,5 % X % NaCl est représenté sur la figure II.3. Les valeurs de tension interfaciale sont très basses dans les systèmes Winsor III. En effet, une salinité optimale est définie dans le système Winsor III, cette salinité correspond au système dont la tension interfaciale est très basse et le volume de la phase en microémulsion est maximal. [HUH \(1979\)](#) a établi une corrélation empirique entre les paramètres de solubilisation d'huile et d'eau (PS_o et PS_w) et la tension interfaciale (σ), cette corrélation s'écrit comme suit :

$$\sigma_{mo} = \frac{c'}{PS_o^2} \quad (\text{II.2})$$

$$\sigma_{mw} = \frac{c'}{PS_w^2} \quad (\text{II.3})$$

où σ_{mo} et σ_{mw} sont respectivement la tension interfaciale entre la phase microémulsion et l'huile (resp. l'eau), c est une constante empirique déterminée expérimentalement, $c' = 0,3 \text{ Dynes/cm}$ pour la majorité des huiles pétrolières et des tensioactifs utilisés en récupération assistée des hydrocarbures. Cette corrélation est très utilisée dans le domaine pétrolier, parce qu'il est très pratique de mesurer un volume plutôt qu'une tension interfaciale, qui nécessite d'utiliser le dispositif de la goutte tournante.

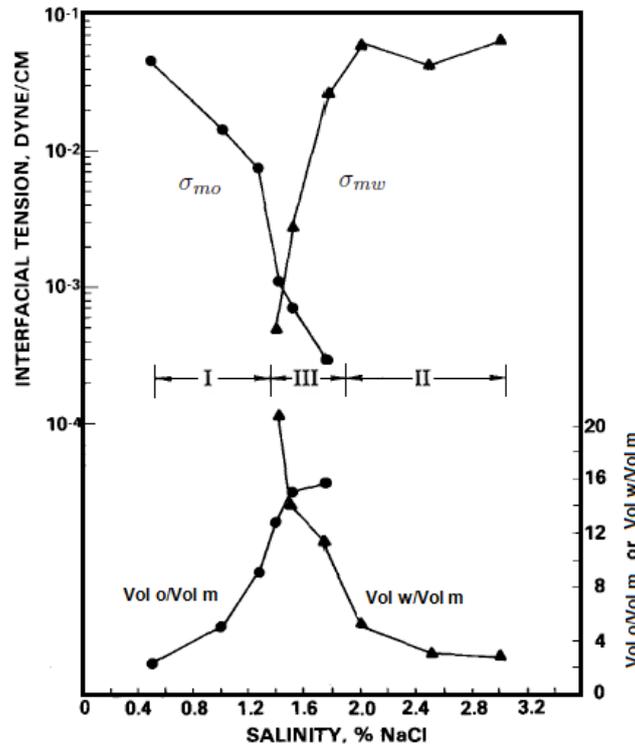


Figure II.3 – Variation des paramètres de solubilisation et de la tension interfaciale en fonction de la salinité, [Reed et Healy \(1977\)](#).

En résumé, la formulation dépend de plusieurs paramètres. Dans notre cas, le seul paramètre à faire varier pour caractériser les trois systèmes de Winsor est la salinité de la solution aqueuse. Pour le système eau-huile, une solution d'iodure de potassium (KI) dans de l'eau et de décane ont été respectivement choisies. Les masses molaires de ces deux constituants sont respectivement 142,29 g/mol et 166 g/mol. Les deux fluides ont un bon contraste au scanner, ils permettent de mieux caractériser la saturation résiduelle. En revanche, les réservoirs pétroliers sont saturés par de la saumure et par une huile dont la structure est complexe. Le choix d'une solution de KI dans de l'eau est conditionné par les mesures de tomographie RX et nécessite d'être validé. Pour ce faire, deux tests de formulation avec NaCl d'un côté et le KI d'un autre côté ont été réalisés pour établir l'effet de la nature du sel sur le comportement de la phase aqueuse. A priori, le KI présente une structure chimique similaire à celle du NaCl. Le tensioactif utilisé dans notre cas est le dodecyl benzène sulfonate de sodium (SDBS), c'est un tensioactif anionique (sa partie hydrophile est chargée négativement). Sa formule chimique est $CH_3(CH_2)_{11}C_6H_4SO_3Na$ et sa masse molaire est de l'ordre de 348,48 g/mol. La structure chimique de SDBS est représentée sur la figure II.4.

Les solutions mères de SDBS ont été préparées avec agitation et chauffage, la solution mère utilisée dans cette étude est de 50 g/l en tenant compte du pourcentage des impuretés (la pureté du SDBS mesurée au laboratoire est de 85 %). Un alcool de type isobutanol est utilisé pour assurer la solubilisation de SDBS dans les solutions aqueuses.

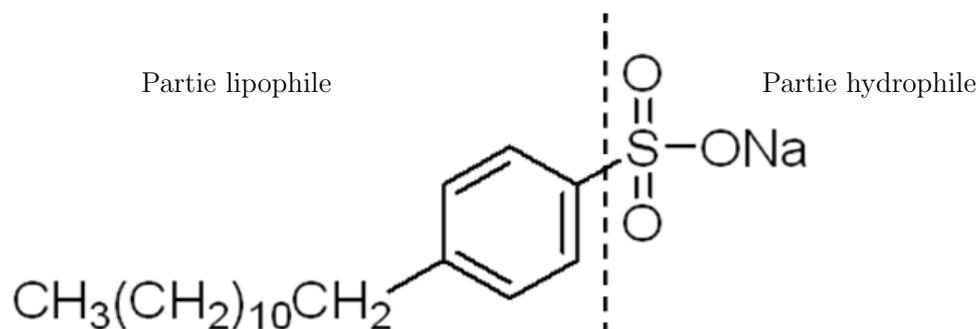


Figure II.4 – Structure chimique de dodecyl benzène sulfonate de sodium (SDBS)

1.3 Identification des systèmes Winsor

Deux séries de test de formulation ont été préparées dans des tubes à essais d'un volume total de 20 cc à différentes salinités (série 1 : concentrations de KI varie de 40 à 100 g/l, série 2 : concentration de NaCl varie de 20 à 50 g/l). Le rapport des volumes eau/huile dans les tubes est égal à 1. Les tests ont été effectués à une température de 50 °C et à la pression atmosphérique. Les tableaux II.1 et II.2 résument les différentes quantités (volumes) utilisées dans chaque tube. Les tubes préparés ont été mélangés tous les trois jours jusqu'à la stabilisation de différentes phases qui apparaissent. La distinction entre les différentes phases est déterminée par la couleur de la suspension et par la présence d'interfaces.

Numéro du tube	1	2	3	4	5	6
Concentrations de KI dans le tube (<i>g/l</i>)	40	50	60	70	80	100
Volume total dans le tube (<i>cc</i>)	20	20	20	20	20	20
Rapport eau/huile (WOR)	1	1	1	1	1	1
Concentration du l'isobutanol (%)	5	5	5	5	5	5
Concentration du SDBS (<i>wt.%</i>)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Volume de KI (200 <i>g/l</i>) ajouté dans le tube (<i>cc</i>)	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	5,0
Volume de SDBS (50 <i>g/l</i>) ajouté dans le tube (<i>cc</i>)	2	2	2	2	2	2
Volume de l'isobutanol ajouté dans le tube (<i>cc</i>)	1	1	1	1	1	1
Volume d'huile ajouté dans le tube (<i>cc</i>)	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Volume d'eau (ml) ajouté dans le tube (<i>cc</i>)	5,5	5,0	4,5	4,0	3,5	2,5

Tableau II.1 – Composition des différentes phases dans les tubes : système solution KI/décane/1 wt.% SDBS/5 % isobutanol

Numéro du tube	1	2	3	4	5	6
Concentrations de NaCl dans le tube (<i>g/l</i>)	20	25	30	35	40	50
Volume total dans le tube (<i>cc</i>)	20	20	20	20	20	20
Rapport eau/huile (WOR)	1	1	1	1	1	1
Concentration du l'isobutanol (%)	5	5	5	5	5	5
Concentration du SDBS (<i>wt.%</i>)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Volume de NaCl (200 <i>g/l</i>) ajouté dans le tube (<i>cc</i>)	1,0	1,25	1,5	1,75	2,0	2,5
Volume de SDBS (50 <i>g/l</i>) ajouté dans le tube (<i>cc</i>)	2	2	2	2	2	2
Volume de l'isobutanol ajouté dans le tube (<i>cc</i>)	1	1	1	1	1	1
Volume d'huile ajouté dans le tube (<i>cc</i>)	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Volume d'eau (ml) ajouté dans le tube (<i>cc</i>)	6,5	6,25	6,0	5,75	5,5	5,0

Tableau II.2 – Composition des différentes phases dans les tubes : système solution NaCl/décane/1 wt.% SDBS/5 % isobutanol

La visualisation du système : solution KI + décane + 1 % SDBS + 5 % isobutanol montre une apparition des systèmes :

- Winsor I entre les salinités 40 *g/l* et 50 *g/l*,
- Winsor II pour la salinité 100 *g/l*,
- Winsor III entre les salinités 60 *g/l* et 80 *g/l*.

Pour les systèmes préparés avec différentes salinités de NaCl, les Winsor I et Winsor II ont été observés respectivement dans les systèmes 20 *g/l* et 50 *g/l*, tandis que les systèmes Winsor III sont observés dans les autres tubes. Ceux-ci signifient qu'on obtient les mêmes comportements de phases pour deux types de sel différent (NaCl et KI) mais avec un décalage de salinité. La figure II.5 reporte les limites inférieures et supérieures de volume de phase des microémulsions pour les deux systèmes. Les volumes de phase de la microémulsion obtenue avec les solutions KI sont relativement inférieurs à ceux obtenus dans les systèmes NaCl. Ceci peut être expliqué par un écrantage plus important en présence des ions d'Iode dont la masse molaire est très supérieure (126 g/mol) à celle des molécules de Chlore (35 g/mol).

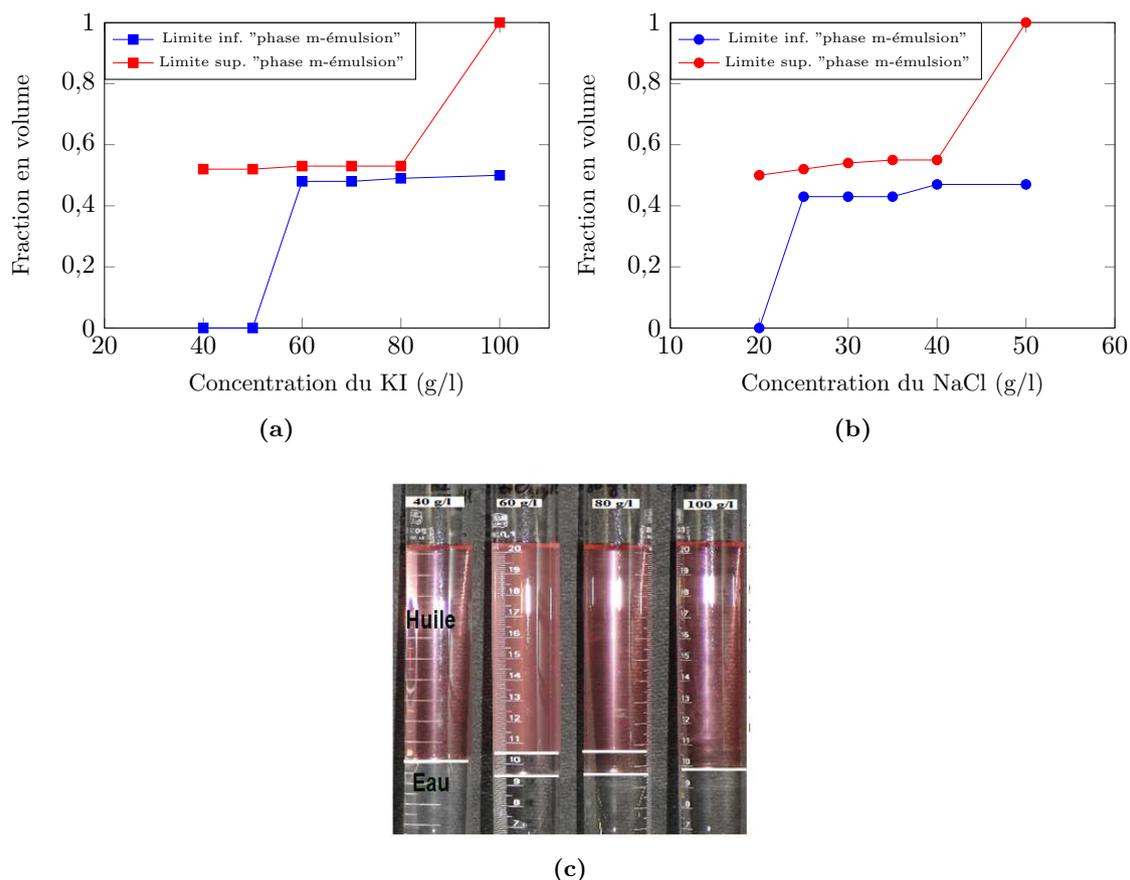


Figure II.5 – Caractérisation des phases Winsor et mesure des volumes de phases, (a) système solution KI + décane + 1 % SDBS + 5 % isobutanol. (b) solution NaCl + décane + 1 % SDBS + 5 % isobutanol, (c) exemple de visualisation des trois systèmes de Winsor dans le cas (a).

1.4 Mesure de la tension interfaciale

Après caractérisation des trois types de Winsor, des mesures de tension interfaciale ont été effectuées à l'aide du dispositif de la goutte tournante (cf. figure II.6 (a)). Ce dispositif est particulièrement adapté à la mesure de faibles tensions interfaciales, il permet de mesurer des tensions interfaciales entre 10 et 10^{-5} . Le principe de la méthode est basé sur une rotation autour d'un tube capillaire cylindrique rempli de la phase lourde (eau dans le cas d'un système eau-huile). Une goutte de la phase légère (huile) y est introduite à l'aide d'une seringue. Cette goutte s'allonge en fonction de la vitesse de rotation comme cela est montré sur la figure II.6 (b) et ceci sous l'équilibre entre la tension interfaciale et les forces centrifuges. La valeur de la tension interfaciale est déterminée par l'équation de Vonnegut (Vonnegut, 1942) :

$$\sigma_{ow} = \frac{\Delta\rho \times \omega^2 \times r_g^3}{4} \quad (\text{II.4})$$

où ω est la vitesse de rotation (tr/min), $\Delta\rho$ la différence des masses volumiques eau/huile (g/cm^3) et r_g est le rayon de la goutte à la vitesse de rotation ω (cm). Cette approximation est valable seulement quand la longueur de la goutte est quatre fois supérieure à son diamètre (cf. figure II.6 (b)).

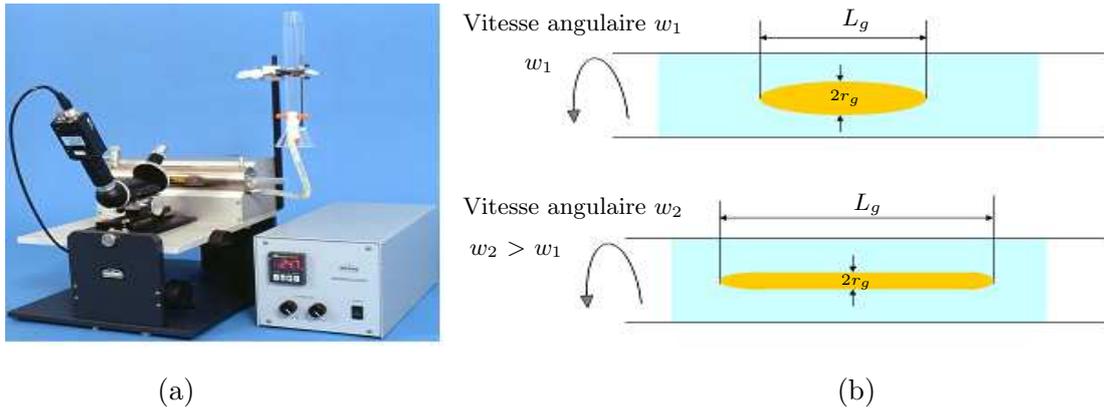


Figure II.6 – Mesure de la tension interfaciale. (a) dispositif de la goutte tournante, (b) principe de la mesure.

Trois mesures de tension interfaciale ont été effectuées entre la phase aqueuse (phase inférieure) et la phase huileuse (phase supérieure) à une température de 50 °C, pour chaque tube. Les valeurs de tensions interfaciales moyennes pour l'ensemble des systèmes sont comprises entre 10^{-1} et 10^{-2} *Dynes/cm*. Les résultats de mesure sur l'ensemble des tubes préparés sont reportés sur la figure II.7. Les tensions interfaciales les plus basses ont été obtenues sur des tubes de Winsor III et les tubes de transition entre Winsor I et Winsor III. L'incertitude liée à la mesure de la tension interfaciale est estimée à 10 %.

La salinité optimale pour le système "Solution NaCl/décane/1 % SDBS/5 % isobutanol" est entre 25 *g/l* et 30 *g/l*, dans le cas du système "Solution KI/décane/1 % SDBS/5 % isobutanol" elle est entre 50 *g/l* et 60 *g/l*. La tension interfaciale autour de la salinité NaCl optimale est de l'ordre de 0,02 *Dynes/cm*, celle du système KI est de l'ordre de 0,06 *Dynes/cm*. Cette différence de tension interfaciale est normale vu que le volume de la phase en microémulsion obtenue dans le cas Winsor III est plus important dans les systèmes préparés avec de NaCl (cf. équation II.2).

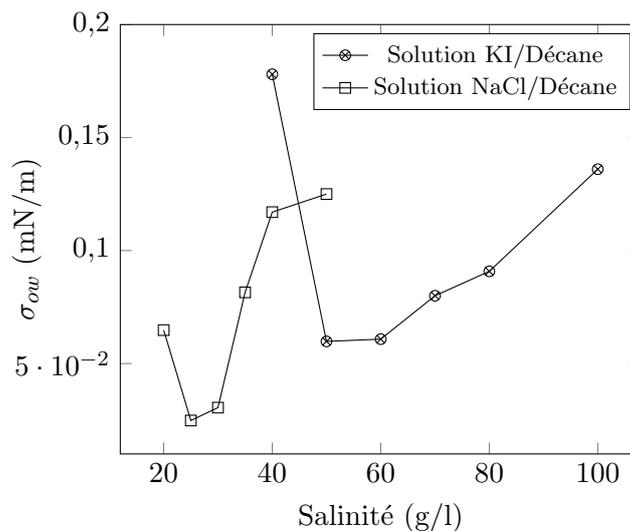


Figure II.7 – Valeurs des tensions interfaciales mesurées entre la phase supérieure (huile) et la phase inférieure (solution KI ou solution NaCl).

1.5 Solubilité du tensioactif SDBS

Les observations précédentes montrent clairement que le comportement du système solution KI/décane/SDBS est similaire au système solution NaCl/décane/SDBS. Cela nous permettra de travailler avec le premier système dans les salinités 40 g/l et 50 g/l. Le choix des deux salinité est purement lié au mécanisme de mobilisation d'huile et à la valeur de la tension interfaciale recherchée, étant donné que le but est de caractériser la courbe de désaturation capillaire. Cependant, des tests complémentaires ont été réalisés pour évaluer l'effet de la concentration du SDBS et la température sur la solubilité du SDBS dans la solution aqueuse (solution KI 50 g/l). Les résultats sont représentés sur la figure II.8. La solution 1 wt.% SDBS est limpide à 50 °C mais elle devient opaque à 40 °C. Pour les injections dans les milieux poreux (essais sur carotte), un contrôle de température est nécessaire pour garder la solubilité de la solution du tensioactif.

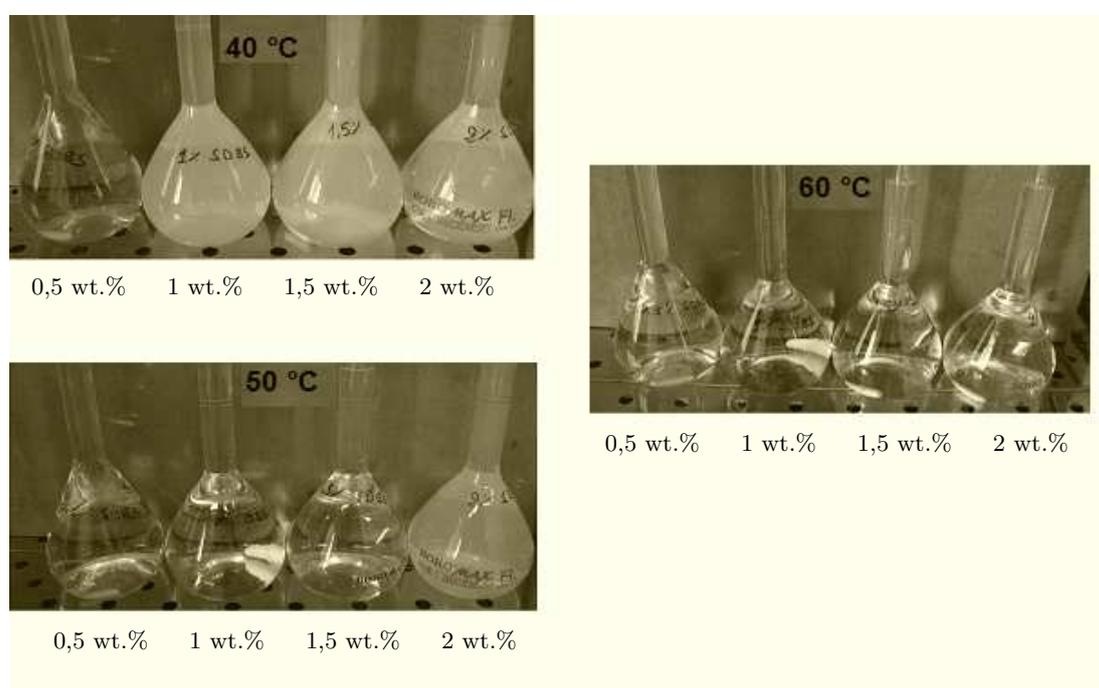


Figure II.8 – Solubilité du SDBS dans la solution aqueuse (solution KI 50 g/l).

Effet de la concentration du tensioactif sur le comportement des phases

L'effet de la concentration du tensioactif sur le comportement des phases et la valeur de la tension interfaciale entre l'huile et l'eau a été étudié. Les mêmes systèmes représentés dans le tableau II.1 ont été re-préparés, mais avec une diminution de la concentration du tensioactif de 1 % à 0,025 % en concentration massique. Les résultats montrent une disparition du système Winsor 3 et une apparition des systèmes à deux phases à volume équivalent. Cela est expliqué par le fait que la concentration du tensioactif (SDBS) est insuffisante par rapport au volume d'huile et d'eau pour créer une phase en microémulsion, sachant que plus la concentration du tensioactif est basse, plus on approche de la concentration micellaire critique(CMC) et plus la formation d'émulsions est réduite. Ce dernier engendre une augmentation de la tension interfaciale.

2 Mesure des propriétés pétrophysiques

Les propriétés pétrophysiques peuvent être classées en deux catégories : les propriétés statiques comme la porosité (mesurées en condition statique c'est-à-dire sans écoulement) et les propriétés dynamiques comme la perméabilité absolue à l'eau, le facteur de formation et la pression capillaire au mercure. L'ensemble des propriétés pétrophysiques représente un moyen de comparaison très utilisé entre les différentes roches et les différents échantillons. La perméabilité absolue n'est pas toujours corrélée avec la porosité. Le facteur de formation est plutôt corrélé avec le carré de la porosité. Dans cette partie, nous décrivons l'ensemble des propriétés pétrophysiques mesurées ainsi que le principe de ces mesures.

2.1 Mesure de la porosité

La porosité globale (ϕ) est estimée par pesée, elle est le rapport entre le volume de pores (à saturer) (VP) et le volume total (VT). Le volume de pores est la différence entre la masse saturée au décane (ou à la solution KI (m_{sat})) et la masse sèche de l'échantillon (m_{sec}) rapportée à la masse volumique du fluide (ρ , décane ou solution KI). La porosité est calculée par l'équation II.5 :

$$\phi = \frac{VP}{VT} = \frac{m_{sat} - m_{sec}}{\rho} \times \frac{1}{\pi D_e^2 L_e / 4} \quad (\text{II.5})$$

où L_e et D_e sont respectivement la longueur et le diamètre de l'échantillon. L'incertitude sur la mesure de porosité est relativement faible par rapport aux autres mesures de propriétés pétrophysiques, en revanche, on suppose toujours lors du calcul de porosité que tout le volume poreux est saturé ce qui est souvent vrai pour la porosité ouverte. La porosité fermée (non accessible au liquide) n'est pas mesurée par cette méthode.

2.2 Mesure de la perméabilité absolue

La mesure de la perméabilité absolue à l'eau d'un échantillon est basée sur une mesure de la pression différentielle entre la sortie et l'entrée de l'échantillon à différents débits imposés. Le principe recommandé est d'imposer une succession de débits croissants puis décroissants comme illustré sur la figure II.9 (a). Les débits imposés sont choisis en fonction de la limite du capteur de pression. Les mesures sont effectuées à température ambiante ($T = 22$ °C). Une vanne de régulation est utilisée pour régler une pression de pore constante à 1 Bar en sortie du système. La perméabilité absolue (K) en m^2 ($1 m^2 = 1,013 \times 10^{15}$ Milli Darcy (mD)) est calculée par l'équation suivante :

$$K = \frac{\mu(Pa.s)L_e(m)}{S(m^2)} \times a(m^3.s^{-1}.Pa^{-1}) \quad (\text{II.6})$$

où S est la section superficielle de l'échantillon, a la constante déterminée par la méthode de régression linéaire du débit imposé, en fonction de la valeur moyenne du différentiel de pression ΔP (la pente de la droite $Q/\Delta P$, cf. figure II.9 (b)). Un exemple de mesure de la perméabilité absolue à la solution KI 40 g/l ($\mu_w = 0,93$ cP à 22 °C) sur un échantillon de Clashach ($L_e = 7,3$ cm, $S = 8,55$ cm²) est représenté sur la figure II.9. La perméabilité de l'échantillon est estimée à 426 mD avec une incertitude relative de 3 %.

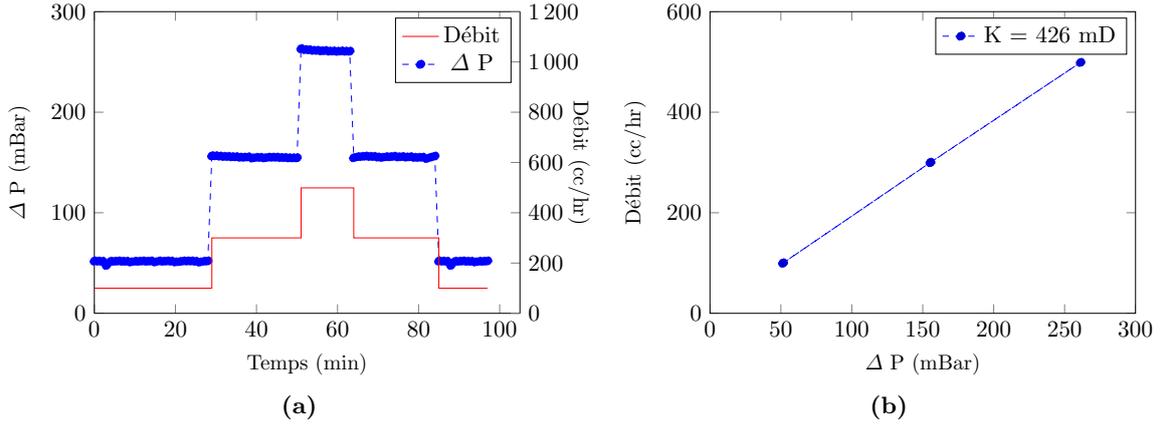


Figure II.9 – Principe de mesure de la perméabilité absolue : (a) mesure de la pression différentielle à débits imposés et (b) estimation de la constante de proportionnalité a .

2.3 Mesure du facteur de formation

Le facteur de formation F initialement introduit par Archie (1942) permet de décrire le comportement électrique de la roche. Il est largement utilisé dans le milieu pétrolier pour estimer la saturation d'eau dans un réservoir (diagraphie électrique), cette grandeur permet ainsi d'obtenir une information sur la topologie du réseau poreux. Le facteur de formation est défini comme le ratio entre la résistivité de la roche saturée de saumure (γ_{roche}) et la résistivité de la saumure saturante (γ_w).

$$F = \frac{\gamma_{roche}}{\gamma_w} \quad (\text{II.7})$$

Le facteur de formation est facile à mesurer, le principe est basé sur la mesure d'une résistance (loi d'Ohm). La résistivité de la solution KI est mesurée au moyen d'un conductimètre (cf. II.10 (a)), quant à la résistivité de la roche, elle est calculée par l'équation suivante :

$$\gamma_{roche} = R_{roche} \frac{S}{L_e} \quad (\text{II.8})$$

où R_{roche} est la résistance électrique de la roche calculée à l'aide de la loi d'Ohm (le rapport entre la tension U et le courant I , cf. figure II.10 (b)). Il faut souligner que différents facteurs influent sur la résistivité d'une roche et particulièrement sur le facteur de formation. Parmi ces facteurs on trouve :

- la porosité, il est évident que plus la roche est moins poreuse, plus la résistance de la roche est grande (moins conductrice). Deux corrélations expérimentales ont été démontrées pour exprimer la dépendance entre le facteur de formation et la porosité, la loi d'Archie (1942) ($F = 1/\phi^m$) et la loi de Humble Co initialement définie par Winsauer *et al.* (1952) ($F = a/\phi^{ml}$). L'exposant m (resp. ml) est appelé facteur de cimentation,
- la composition de la roche, le pourcentage et la nature de la phase solide, la distribution des minéraux conducteurs dans la roche,
- la texture de la roche (la taille et la forme des grains, l'orientation des grains ou des cristaux, structure de réseau poreux).

Généralement la mesure du facteur de formation est combinée avec la mesure de la perméabilité absolue pour vérifier un gradient de pression stable pendant la mesure électrique. Dans notre cas, la mesure du F est réalisée seul avec la même solution KI (40 g/l) pour toutes les carottes, c'est-à-dire que tous les échantillons sont saturés en même temps et avec la même solution KI dont la résistivité mesurée est égale à 34,7 Ohm.cm à 25 °C.

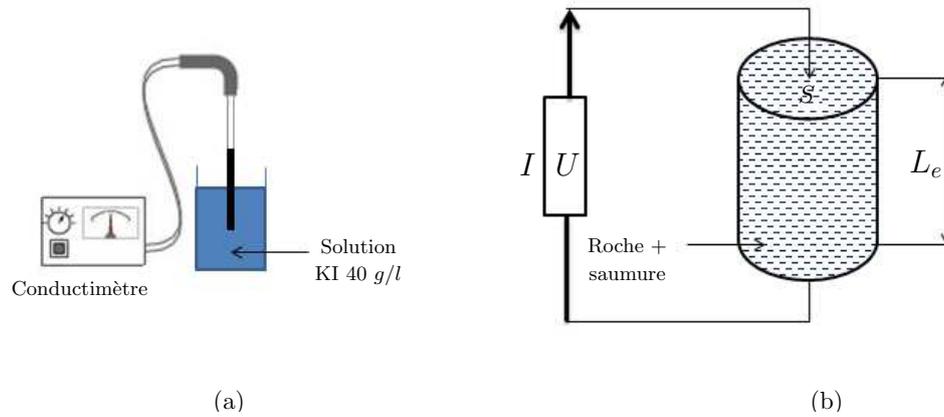


Figure II.10 – Principe de la mesure du facteur de formation : (a) mesure de la résistivité de la solution KI et (b) mesure de la résistivité de la roche.

2.4 Porosimétrie par intrusion de mercure

La caractérisation de la courbe de pression capillaire est basée sur la méthode de porosimétrie mercure ou essai Purcell. L'injection de mercure débute après que l'on ait fait le vide le plus poussé possible dans l'échantillon. La pression initiale dans le milieu poreux est, en pratique, égale à la tension de vapeur du mercure à la température de l'expérience. Le matériel actuel permet de piloter l'injection de mercure dans l'échantillon par petits incréments de pression et d'attendre, pour chaque palier de pression, la stabilisation du volume injecté. La pression capillaire est exprimée par la loi de Laplace :

$$P_c = \left| \frac{2\sigma_{mg} \cos \theta}{r} \right| \quad (\text{II.9})$$

où r est le rayon du seuil de pore, σ_{mg} la tension de surface du mercure ($\sigma_{mg} = 485 \text{ Dynes/cm}$) et θ l'angle de contact du mercure sur une surface solide ($\theta = 140^\circ$). Dans ce cas, l'inconnue est le rayon du seuil de pore (ou rayon d'accès aux pores), car la pression capillaire est égale à la pression d'injection du mercure. Il est évident que plus la pression d'injection est grande, plus le rayon du seuil de pore rempli par le mercure est de petite taille. Cela permet d'obtenir la distribution en taille des seuils de pores présents dans le milieu poreux. La porosimétrie mercure permet aussi d'estimer la perméabilité absolue à partir des résultats de la pression capillaire (Thomeer, 1960, Swanson, 1981, Katz et Thompson, 1986, Kamath, 1992). Il faut signaler qu'au contraire des autres mesures de propriétés pétrophysiques, la porosimétrie mercure est effectuée sur un volume de roche relativement petit, mais qui reste représentatif (environ 3 cm^3) et non sur la totalité de l'échantillon.

3 Tomographie par rayons X (TRX)

L'analyse par tomographie aux rayons X (*X-Ray Computed Tomography*) est l'une des méthodes les plus performantes pour mesurer et visualiser la structure 3D des échantillons de roche à différents états de saturation. Elle est non destructive et permet donc de suivre l'évolution de cette structure en fonction du temps (Bernard *et al.*, 2001, 2005). Cette méthode présente l'avantage d'être rapide et non destructive donc de laisser les échantillons inchangés par rapport à leurs états initiaux.

Haunsfield (1972) a inventé la technique de la tomographie aux rayons X pour une utilisation médicale. Les applications de la tomographie se sont ensuite multipliées dans d'autres domaines (biologie, ingénierie du pétrole, résistance des matériaux (Maire *et al.*, 2001)). Cette technique est largement utilisée dans la description et l'analyse des roches (Hunt *et al.*, 1988), parmi les applications dans ce domaine, on trouve l'étude des fractures et des hétérogénéités des roches, la mesure de la densité et de la porosité, la visualisation des fluides en déplacement (ségrégation gravitaire, digitations visqueuses) (Sharma *et al.*, 1997) et l'analyse des contraintes et l'endommagement des roches (Dautriat, 2009).

3.1 Mesure de la saturation par scanner

La visualisation et la mesure de saturation à partir d'une image de tomographie RX a été l'objet de nombreuses études. Wang *et al.* (1984) ont étudié l'évolution de la saturation résiduelle dans les grès de Berea, Cromwell *et al.* (1984) ont réalisé des expériences de déplacement diphasique dans les grès de Berea, ceci dans le but de localiser le front de déplacement (front Buckley-Leverett). Vinegar et Wellington (1987) ont étudié un déplacement triphasique durant l'injection de CO₂.

3.1.1 Principe de mesure par scanner

Le scanner utilisé pour cette étude est un scanner médical "General Electric GE Fxi" (cf. figure II.11). L'obtention d'une image est basée sur la mesure d'une série de profils d'atténuation résultant de la traversée de la même coupe d'un échantillon selon différents angles de rotation. Pendant une acquisition, un faisceau X *fan-beam* de 1 mm d'épaisseur et un ensemble de détecteurs tournent de façon synchrone autour de l'échantillon. La quantité mesurée sur chaque élément du détecteur est exprimée par l'équation suivante :

$$\frac{I}{I_o} = \exp(-\mu' x) \quad (\text{II.10})$$

où I_o et I sont respectivement l'intensité incidente et l'intensité transmise par l'échantillon d'épaisseur x . Le coefficient d'atténuation μ' dépend de la matière traversée et de l'énergie des photons X. Par rétroprojection de l'ensemble de ces mesures, on reconstruit une cartographie 2D des coefficients d'atténuation dans la coupe analysée. Dans l'image ainsi reconstruite, chaque voxel de dimension 0,12 x 0,12 x 1 mm a un niveau de gris qui est fonction de la densité et du numéro atomique moyen de l'élément de volume qu'il représente (un signal élevé (niveau blanc sur l'image) indique une forte absorption donc une densité et/ou un numéro atomique moyen

élevé). Dans les scanners médicaux, les valeurs d'atténuation sont exprimées en unité Hounsfield CT définies par rapport à l'atténuation de l'eau comme suit :

$$CT = \frac{\mu' - \mu'_{eau}}{\mu'_{eau}} \times 1000 \quad (\text{II.11})$$

où μ'_{eau} est le coefficient d'atténuation linéique de l'eau (cm^{-1}), μ' le coefficient d'atténuation linéique de l'élément de volume analysé (cm^{-1}).

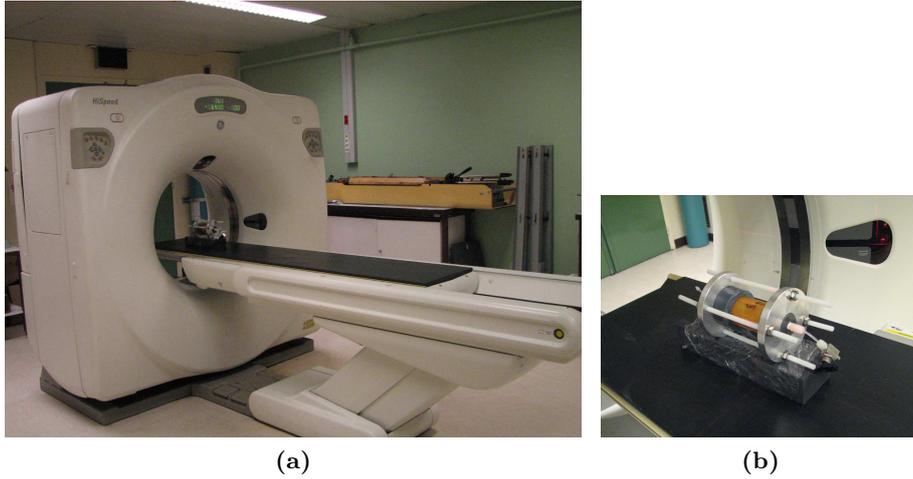


Figure II.11 – Mesure de saturation par scanner, (a) scanner médical utilisé dans cette étude, (b) cellule d'injection des fluides sous le scanner.

L'analyse d'une carotte se fait tranche par tranche par translation de la table du scanner. On obtient ainsi une série d'images (une image par 1 mm avec une résolution de 0,12 mm selon X et Y) indexées par la position de la tranche. Par segmentation, on extrait automatiquement le niveau de gris moyen dans la région d'intérêt caractéristique du milieu poreux. La répétabilité de la mesure d'un CT moyen/tranche est de +/- 2 en unité Hounsfield (UH).

3.1.2 Mesure locale de la porosité et de la saturation

La porosité locale est calculée par plusieurs méthodes, rappelant premièrement que les densités de niveau de gris locale (pour une coupe tomographique) de l'échantillon mesurées à l'état sec et à l'état saturé sont exprimées par les équations suivantes :

$$CT_{sec}^i = CT_{roche} \times (1 - \phi_i) + CT_{air} \times \phi_i \quad (\text{II.12})$$

$$CT_{refw}^i = CT_{roche} \times (1 - \phi_i) + CT_w \times \phi_i \quad (\text{II.13})$$

$$CT_{refo}^i = CT_{roche} \times (1 - \phi_i) + CT_o \times \phi_i \quad (\text{II.14})$$

La porosité locale (ϕ_i) est exprimée par l'une des équations suivantes :

$$\phi_i = \frac{(CT_{refw}^i - CT_{refo}^i)}{(CT_w - CT_o)} \quad (\text{II.15})$$

$$\phi_i = \frac{(CT_{refw}^i - CT_{sec}^i)}{(CT_w - CT_{air})} \quad (\text{II.16})$$

$$\phi_i = \frac{(CT_{refo}^i - CT_{sec}^i)}{(CT_o - CT_{air})} \quad (\text{II.17})$$

Les valeurs moyennes ΔCT de fluides (air, saumure, huile) sont exprimées par les équations suivantes :

$$\langle CT_w - CT_o \rangle = \frac{\langle CT_{refw} - CT_{refo} \rangle}{\phi} \quad (\text{II.18})$$

$$\langle CT_w - CT_{air} \rangle = \frac{\langle CT_{refw} - CT_{sec} \rangle}{\phi} \quad (\text{II.19})$$

$$\langle CT_o - CT_{air} \rangle = \frac{\langle CT_{refo} - CT_{sec} \rangle}{\phi} \quad (\text{II.20})$$

où ϕ est la porosité estimée par pesée, par conséquent la porosité locale (ϕ_i) est estimée par l'une des équations suivantes :

$$\phi_i = \frac{\phi(CT_{refw}^i - CT_{refo}^i)}{\langle CT_{refw} - CT_{refo} \rangle} \quad (\text{II.21})$$

$$\phi_i = \frac{\phi(CT_{refw}^i - CT_{sec}^i)}{\langle CT_{refw} - CT_{sec} \rangle} \quad (\text{II.22})$$

$$\phi_i = \frac{\phi(CT_{refo}^i - CT_{refsec}^i)}{\langle CT_{refo} - CT_{sec} \rangle} \quad (\text{II.23})$$

Pour les calculs de saturation en condition diphasique (eau-huile), on utilise une simple relation linéaire entre les 2 états de référence : milieu 100 % saturé de solution KI et milieu 100 % saturé d'huile. La saturation en huile (S_o) est exprimée par la relation II.24 :

$$S_o^i = \frac{CT_{refw}^i - CT_{sat}^i}{CT_{refw}^i - CT_{refo}^i} \quad (\text{II.24})$$

avec

S_o^i : saturation en huile dans la tranche i .

CT_{sat}^i : CT mesuré dans la tranche i .

CT_{refw}^i : CT mesuré dans la tranche i 100 % saturée de saumure.

CT_{refo}^i : CT mesuré dans la tranche i 100 % saturée d'huile.

La saturation résiduelle moyenne d'huile (S_o) est calculée par l'équation II.25 :

$$S_o = \sum_1^N \frac{S_{oi} \times \phi_i}{\phi \times N} \quad (\text{II.25})$$

où N est le nombre de coupes. La saturation en eau (S_w) est exprimée en fonction de (S_o) : $S_w = 1 - S_o$. La porosité locale est déduite de la soustraction image par image (indices i) des deux profils de référence (saumure/huile ou saumure/sec) et de la valeur de porosité globale mesurée par une autre méthode.

3.1.3 Visualisation des saturations locales

Les images de la carotte en état de saturation obtenues par le scanner sont traitées par le logiciel Image J (70 images pour un échantillon de longueur de 7 cm). Un cercle est sélectionné sur une image de telle sorte que tout le volume de l'échantillon soit inclus dans le cylindre ainsi sélectionné. Ensuite, le volume sélectionné est redimensionné afin d'avoir une taille de voxel isotrope. Pour cela une interpolation linéaire a été utilisée afin de ramener la taille de voxel en Z à 0,12 mm. On soustrait image par image le nouveau volume au volume de référence 100 % saumure (cf. figure II.12). Afin de minimiser la rotation entre les différents volumes, l'échantillon est imagé de telle sorte que le laser du scanner coïncide avec un repère défini sur la cellule d'injection. Pour normaliser la saturation, on divise par la différence entre les deux états de référence : 100 % saturé de saumure et 100 % saturé d'huile. Le résultat final est importé dans le logiciel Avizo pour une visualisation 3D.

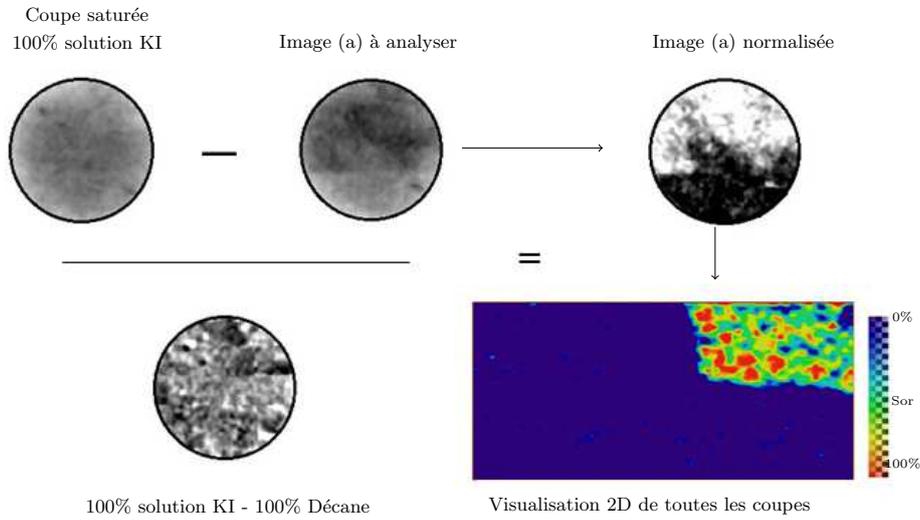


Figure II.12 – Méthodologie utilisée pour la visualisation des saturations locales.

3.2 Calcul d'incertitudes sur les saturations

Dans cette partie, nous décrivons la méthode d'estimation de l'erreur absolue sur la saturation en huile due à la précision de mesure CT par scanner. D'après la formule II.24 la saturation résiduelle en huile dépend de trois paramètres CT_{sat} , CT_{refw} et CT_{refo} . L'erreur absolue au carré de la saturation résiduelle d'huile (dS_o^2) s'écrit comme suit :

$$dS_o^2 = \left[\frac{\delta S_o}{\delta CT_{sat}} \times dCT_{sat} \right]^2 + \left[\frac{\delta S_o}{\delta CT_{refw}} \times dCT_{refw} \right]^2 + \left[\frac{\delta S_o}{\delta CT_{refo}} \times dCT_{refo} \right]^2 \quad (\text{II.26})$$

où dCT_{sat} , dCT_{refw} et dCT_{refo} sont respectivement les erreurs absolues sur CT_{sat} , CT_{refw} et CT_{refo} mesurés. Les différentiels $\delta S_o / \delta CT_{sat}$, $\delta S_o / \delta CT_{refw}$ et $\delta S_o / \delta CT_{refo}$ sont calculés par la dérivé de la saturation d'huile (S_o) par rapport aux CT_{sat} , CT_{refo} et CT_{refw} . On obtient donc :

$$\frac{\delta S_o}{\delta CT_{sat}} = \frac{(CT_{refo} - CT_{refw})}{(CT_{refo} - CT_{refw})^2} \quad (\text{II.27})$$

$$\frac{\delta S_o}{\delta CT_{refw}} = \frac{(CT_{sat} - CT_{refo})}{(CT_{refw} - CT_{refo})^2} \quad (\text{II.28})$$

$$\frac{\delta S_o}{\delta CT_{refo}} = \frac{(CT_{refw} - CT_{sat})}{(CT_{refw} - CT_{refo})^2} \quad (\text{II.29})$$

Le tableau II.3 illustre un exemple d'estimation de l'erreur absolue et relative de la saturation en huile (S_o), en utilisant différentes valeurs expérimentales de CT_{sat} , CT_{refo} et CT_{refw} . L'erreur absolue maximale (dCT) est supposée égale à ± 1 UH.

S_o	CT_{sat}	CT_{refw}	CT_{refo}	$\delta S_o/\delta CT_{sat}$	$\delta S_o/\delta CT_{refw}$	$\delta S_o/\delta CT_{refo}$	dS_o (%)	$\frac{dS_o}{S_o}$ (%)
0,351	1572	1657	1418	0,0042	0,0027	0,0015	0,52	1,48
0,317	1581	1657	1418	0,0042	0,0029	0,0013	0,52	1,65
0,254	1596	1657	1418	0,0042	0,0031	0,0011	0,53	2,10
0,181	1614	1657	1418	0,0042	0,0034	0,0008	0,55	3,02
0,097	1634	1657	1418	0,0042	0,0038	0,0004	0,57	5,85

Tableau II.3 – Estimation de l'erreur absolue et relative de la saturation en huile (S_o)

Le tableau II.3 montre que l'erreur absolue en S_o due à la valeur mesurée de CT_{sat} est constante parce que $\delta S_o/\delta CT_{sat}$ ne varie pas en fonction de S_o . En revanche, les erreurs absolues en S_o dues aux valeurs mesurées de CT_{refw} et CT_{refo} sont respectivement en augmentation avec les valeurs de S_o et S_w , mais l'erreur absolue totale est quasiment constante. Elle est d'environ 0,5 %, par conséquent l'erreur relative dS_o/S_o augmente avec la diminution de S_o . Évidemment ce calcul est proportionnel à la valeur maximale de dCT et ne tient pas compte des erreurs dues à la saturation des échantillons (la porosité est supposée complètement saturée), ainsi que celles dues au changement de la température, parce que la valeur de CT est proportionnelle à la densité qui à son tour varie en fonction de la température. Le changement de la température dans la chambre du scanner est connu pour être très faible or pour une différence de température de 25 °C au sein de l'échantillon n'entraîne une variation que de l'ordre de 4 UH (cf. figure II.13).

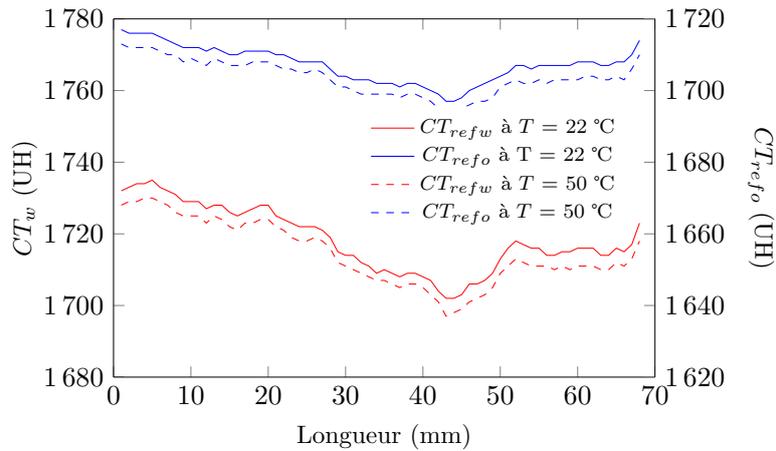


Figure II.13 – Effet de la température sur la densité mesurée par TRX (profil CT).

4 Protocoles expérimentaux d'obtention de la CDC

4.1 Préparation des échantillons

Les échantillons sont prélevés à l'aide d'un carottier diamanté de diamètre interne 33 mm, dans des blocs de carrière d'environ 30x30x30 cm³. La longueur des carottes est de 7,0 à 8,5 cm. Après un premier séchage des échantillons à une température de 60 °C pendant 3 jours, ils sont ensuite enrobés d'une résine étanche (Devon-Mill Crusher Liner) au moyen d'un moule en téflon de diamètre interne 50 cm, la couche de résine permet de boucher les pores et donc de bloquer l'écoulement dans toute la surface génératrice du cylindre. L'écoulement n'est ensuite plus possible que d'une face circulaire à l'autre, et dans une direction le long de l'axe de l'éprouvette cylindrique. Après séchage de la résine, les échantillons sont démoulés et les extrémités sont découpées à l'aide d'une scie diamantée. Les carottes sont placées ensuite dans une étuve à 60 °C pendant 2 à 3 jours pour séchage de l'eau (contact des échantillons avec de l'eau lors du découpage des extrémités).

Après une mesure de la longueur et de la masse sèche de chaque échantillon, le profil TRX (profil de densité de niveau de gris le long de l'axe du cylindre) de chaque échantillon est mesuré par scanner, afin de caractériser le degré d'hétérogénéités. La méthode de mesure de saturation par scanner (section 3) est basée sur l'estimation de deux profils CT de référence : 100 % décane et 100 % solution KI. Par conséquent l'échantillon est saturé premièrement par le décane sous vide pendant 5 heures. Ensuite nous injectons le décane préalablement dégazé en cassant le vide. Le profil TRX 100 % décane et la masse saturée sont mesurés, une comparaison de profil TRX de l'échantillon saturé 100 % décane avec le profil TRX à l'état sec est recommandée pour déterminer si la porosité de l'échantillon est totalement saturée par le décane.

Pour saturer l'échantillon par la solution KI à la salinité désirée, un nettoyage par déplacement miscible est ensuite effectué. Premièrement, des solvants organiques sont injectés (Isopropanol, Éthanol) pour nettoyer le décane de la carotte. Ensuite, une solution KI à faible salinité est injectée pour déplacer les solvants organiques présents dans l'échantillon. Finalement, un déplacement par la solution KI à la salinité désirée est réalisé pour saturer l'échantillon à la bonne salinité. La masse saturée de la solution KI est mesurée ainsi que le profil TRX de référence de l'échantillon saturé 100 % solution KI.

Comme dans le premier cas, une comparaison de profil de l'échantillon à l'état sec et à l'état saturé (100 % solution KI) est primordiale pour vérifier si la porosité de l'échantillon est totalement saturée par la solution KI.

4.2 Mise en place des fluides

Dans nos expériences on se propose de reproduire les séquences d'injection des fluides telles qu'elles se déroulent théoriquement dans le réservoir : mise en place des fluides à l'état initial (premier drainage), injection d'eau (solution de KI) par imbibition pour représenter le mécanisme de récupération secondaire puis injection de la solution contenant le tensioactif (SDBS). On fera varier le nombre capillaire en modifiant le débit d'injection de la solution du tensioactif.

4.2.1 Drainage

C'est un déplacement de l'eau (solution KI) par le décane. Le déplacement est réalisé par centrifugation à une vitesse de rotation constante. La mise en saturation irréductible en eau (S_{wi}) est fondamentale dans les études pétrophysiques. Elle consiste à amener la saturation en eau d'un échantillon à sa valeur minimale. Cette saturation minimale représente dans la plupart des cas la saturation initiale d'un réservoir non exploité. La méthode de centrifugation permet de créer une différence de pression, appelée pression capillaire (P_c), entre une phase présente dans le milieu poreux (eau) et une phase présente autour du milieu poreux dans un godet de centrifugation (huile). Cette différence de pression produit un écoulement tant que l'échantillon n'est pas à l'équilibre capillaire. La pression capillaire P_c appliquée à l'échantillon dépend de sa longueur, de la vitesse de centrifugation et de la différence de densité entre fluides selon la formule II.30 :

$$P_c = \frac{1}{2} \Delta\rho \times \omega^2 (R_{ext} - R_{int}) \quad (\text{II.30})$$

où R_{ext} est le rayon de centrifugation de la face externe de l'échantillon (m), R_{int} le rayon de centrifugation de la face interne de l'échantillon (m), ω la vitesse de centrifugation (rad/s) et $\Delta\rho$ la différence de densité entre la phase à l'intérieur de l'échantillon et celle à l'extérieur (Kg/m^3). Les échantillons sont soumis à des vitesses de rotation de $2000 \text{ tr}/min$ ce qui donne une pression capillaire équivalente de $2,5 \text{ bars}$ à l'entrée de l'échantillon. Une céramique poreuse est mise en place en bout de l'échantillon pour éviter le pied capillaire.

4.2.2 Imbibition spontanée

Il s'agit d'un déplacement spontané de l'huile (décane) par la solution KI. Le système se déplace par capillarité, jusqu'à l'immobilisation totale de l'huile. Les carottes sont trempées verticalement dans des récipients (cf. figure II.14), la face inférieure des carottes est mise en contact avec de l'eau et la face supérieure est mise en contact avec de l'huile pour éviter le séchage de l'échantillon et les contre-courants, par conséquent l'eau pousse l'huile de bas en haut (sens unique de déplacement). L'immobilisation d'huile est constatée par pesage de l'échantillon. La quantité d'huile restante est nommée saturation résiduelle initiale d'huile (S_{ori}). Cette dernière est très variable d'un grès à un autre. Sa valeur est par exemple de l'ordre de 30 % dans les grès de Fontainebleau et de l'ordre de 50 % dans les grès de Clashach pour les mêmes propriétés pétrophysiques (perméabilité et porosité). Nous reviendrons sur cette discussion plus tard.

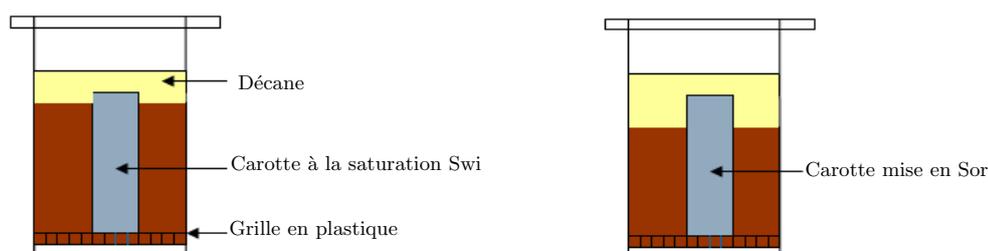
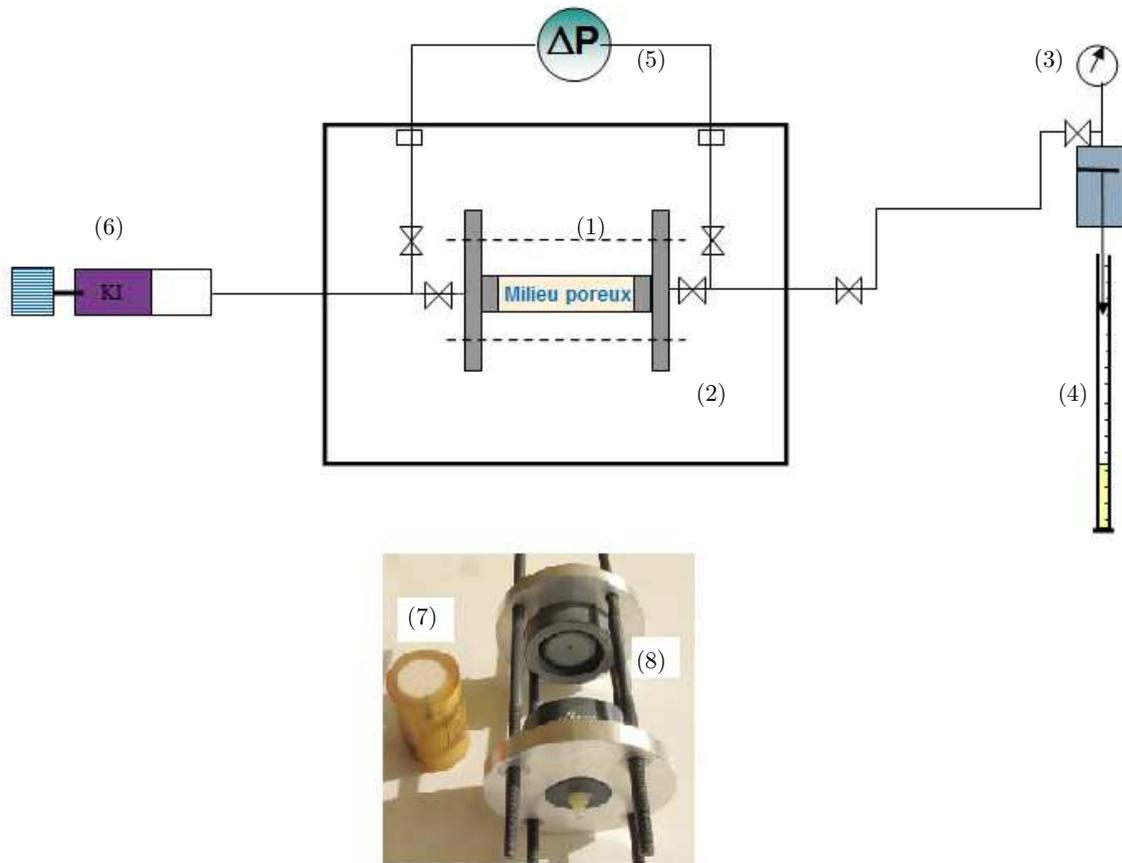


Figure II.14 – Schéma principe du dispositif d'imbibition spontanée.

4.2.3 Système d'injection des fluides

Après l'imbibition spontanée, les carottes sont montées dans une cellule d'écoulement. Elle est composée de deux flasques, reliées par des tiges filetées transparentes aux rayons X. L'injection des fluides est assurée par des pompes pharmacia, d'un débit variant entre 1 et 499 cc/h. La cellule est reliée à des capteurs de pression différentielle. Une centrale d'acquisition est reliée à un logiciel de visualisation de pression et température développée par le personnel technique d'IFPEN sous "LAB VIEW". Une vanne de régulation située en sortie de l'échantillon permet de maintenir une pression de pores de l'ordre de 1 bars. Les transferts des fluides sont assurés par des tubes en rilsan, plus des vannes 1/8 passage droit, qui équipent l'entrée, la sortie et la connectique vers les capteurs de pression différentielle. Le montage en cellule est représenté sur la figure II.15. Les échantillons sont soumis en première partie à l'injection de la solution KI et en seconde partie à l'injection de la solution KI contenant du tensioactif. Après chaque palier de pression, la cellule est déconnectée et isolée pour une mesure en tomographie aux rayons X.



- (1) Cellule d'injection (2) Étuve
 (3) Vanne de régulation (4) Burette d'effluents
 (5) Capteur de pression (6) Pompe pharmacia
 (7) Échantillon enrobé (8) Tiges transparentes aux rayons X

Figure II.15 – Montage en cellule de la mise en S_{or} .

Les débits d'injection des fluides sont choisis entre 1 et 499 *cc/hr* et suivant l'ordre croissant de la valeur du nombre capillaire calculé par l'équation suivante :

$$N_c = \frac{V\mu_w}{\sigma_{ow}} = \frac{Q}{S} \frac{\mu_w}{\sigma_{ow}} \quad (\text{II.31})$$

où Q est le débit d'injection délivrée par la pompe pharmacia du fluide injecté (solution KI ou solution KI avec tensioactif). La viscosité du fluide injectée (μ_w) est mesurée par le viscosimètre "rhéomètre" à la même température d'injection des fluides (température de la cellule d'injection ou de l'étuve).

L'incertitude relative sur le calcul de la valeur du nombre capillaire est calculée par l'équation suivante :

$$\frac{\Delta N_c}{N_c} = \frac{\Delta Q}{Q} + \frac{\Delta \sigma_{ow}}{\sigma_{ow}} + \frac{\Delta S}{S} + \frac{\Delta \mu_w}{\mu_w} \quad (\text{II.32})$$

L'incertitude relative sur la mesure de la tension interfaciale et la viscosité sont respectivement $\pm 10\%$ et $\pm 5\%$. L'incertitude relative au débit d'injection est déterminée expérimentalement, la méthode consiste à injecter un volume du fluide d'une masse volumique ρ (eau Milli-Q) à un débit Q pendant un temps t (le volume injecté est égale à $Q \times t$) et puis de mesurer le même volume injecté par pesée (le volume mesuré est le ratio entre la masse mesurée et la masse volumique du fluide). La différence entre le volume calculé et le volume mesuré constitue l'incertitude absolue sur le débit Q .

Un exemple du calcul du nombre capillaire et l'incertitude associée est illustré dans le tableau II.4. L'incertitude relative sur le nombre capillaire est inversement proportionnelle au débit d'injection. Pour cet exemple, l'incertitude relative sur le calcul du nombre capillaire est comprise entre $\pm 15\%$ et $\pm 22\%$.

Q (<i>cc/hr</i>)	$\Delta Q/Q$ (%)	μ_w (<i>cP</i>)	S (cm^2)	σ_{ow} (mN/m)	N_c	$\Delta N_c/N_c$ (%)
1	7,2	$1,1 \pm 0,06$	$8,55 \pm 0,04$	$0,3 \pm 0,03$	1,2E-06	$\pm 22,2$
50	1,5	$1,1 \pm 0,06$	$8,55 \pm 0,04$	$0,3 \pm 0,03$	6,0E-05	$\pm 16,5$
199	0,2	$1,1 \pm 0,06$	$8,55 \pm 0,04$	$0,3 \pm 0,03$	2,4E-04	$\pm 15,2$
499	0,1	$1,1 \pm 0,06$	$8,55 \pm 0,04$	$0,3 \pm 0,03$	6,0E-04	$\pm 15,1$

Tableau II.4 – Incertitudes associées au calcul du nombre capillaire.

Le nombre de Bond (N_b) pour chaque injection a été calculé par l'équation suivante (Pennell *et al.*, 1996) :

$$N_b = \frac{K K_{rw} (\rho_w - \rho_o) g}{\sigma_{ow}} = \frac{K_w (\rho_w - \rho_o) g}{\sigma_{ow}} \quad (\text{II.33})$$

où ρ_w et ρ_o sont respectivement les masses volumiques de l'eau (solution KI sans ou avec tensioactif) et l'huile (décane), K_{rw} la perméabilité relative à l'eau. Le nombre de Bond varie en fonction de la perméabilité relative à l'eau pour une tension interfaciale fixe. L'incertitude relative sur la valeur du nombre de Bond dépend principalement de l'incertitude relative sur la tension interfaciale et la perméabilité effective K_w à l'eau parce que l'incertitude relative sur les

masses volumiques est négligeable devant ces deux paramètres.

$$\frac{\Delta N_b}{N_b} = \frac{\Delta K_w}{K_w} + \frac{\Delta \sigma_{ow}}{\sigma_{ow}} + \frac{\Delta(\rho_w - \rho_o)}{\rho_w - \rho_o} \quad (\text{II.34})$$

L'incertitude relative sur la perméabilité effective est comprise entre 5% et 20% (pour une erreur absolue de ± 2 mbar en pression et des erreurs relatives de $\pm 5\%$ en viscosité et $\pm 1\%$ en débit), elle est inversement proportionnelle à la valeur de K_{rw} .

Un exemple du calcul du nombre de Bond et l'incertitude associée est illustré dans le tableau II.5. L'incertitude relative sur le calcul du nombre Bond pour cet exemple est comprise entre $\pm 16\%$ et $\pm 27\%$.

K_w (mD)	$\frac{\Delta K_w}{K_w}$ (%)	ρ_w (g/cm ³)	ρ_o (g/cm ³)	σ_{ow} (mN/m)	N_b	$\frac{\Delta N_b}{N_b}$ (%)
158	16,8	1,200 \pm 0,001	0,733 \pm 0,001	0,3 \pm 0,03	1,5E-06	\pm 26,8
278	9,8	1,200 \pm 0,001	0,733 \pm 0,001	0,3 \pm 0,03	2,7E-05	\pm 19,8
292	7,3	0,200 \pm 0,001	0,733 \pm 0,001	0,3 \pm 0,03	2,8E-04	\pm 17,3
304	6,4	0,200 \pm 0,001	0,733 \pm 0,001	0,3 \pm 0,03	2,9E-04	\pm 16,4

Tableau II.5 – Incertitudes associées au calcul du nombre de Bond.

La perméabilité relative utilisée pour calculer le nombre de Bond est calculée par l'équation de Darcy en écoulement diphasique. La figure II.16 montre un exemple de variation de pression en fonction du temps dans un échantillon de Berea (injection de la solution KI avec tensioactif à un débit $Q = 4$ cc/hr, $T = 22$ °C, $\mu_w = 1,11$ cP). Pour cet exemple la différence de pression prise pour le calculer la perméabilité relative est la moyenne de dernière partie stable du profil de pression.

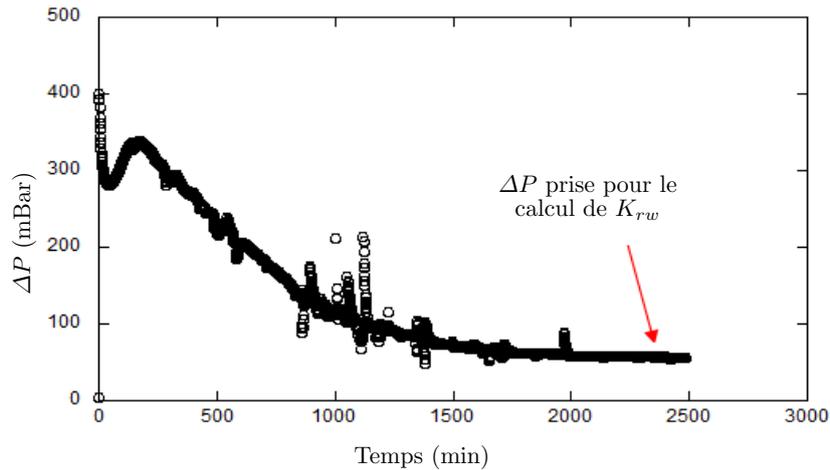


Figure II.16 – Variation de la pression différentielle en écoulement diphasique.

5 Caractérisation et sélection des roches

Une variété de grès consolidés a été sélectionnée pour étudier l'effet de la structure du milieu poreux (taille de seuils et de pores) et les différentes propriétés pétrophysiques sur la courbe de désaturation capillaire. Les grès de Fontainebleau, de Clashach, de Berea et de Bentheim sont les quatre roches sélectionnées dans cette thèse. Ces roches sont considérées comme des grès propres et des roches modèles de la roche réservoir, présentant une diversité de propriétés pétrophysiques (porosité, perméabilité).

5.1 Les grès de Fontainebleau

Les grès de Fontainebleau sont originaires de la région de Fontainebleau en France. C'est une roche monominérale très propre composée presque que de grains de quartz à plus de 99,8 % de quartz pur. La taille moyenne des grains est d'environ 250 μm . Deux familles de Fontainebleau sont utilisées dans cette étude : un Fontainebleau "FB1" dont la porosité et la perméabilité sont d'environ 25 % et 5 Darcy (très poreux et très perméable), la deuxième famille est le Fontainebleau "FB2", c'est une roche moins poreuse et moins perméable par rapport au Fontainebleau "FB1" ($\phi = 12\%$, $K = 300\text{ mD}$). Les distributions de la taille de seuil de pores des deux familles obtenues par porosimétrie mercure sont représentées sur la figure II.17 (a). Les deux distributions sont uni-modales avec un pic d'environ 24 μm pour le Fontainebleau "FB1" et 12 μm pour le Fontainebleau "FB2". Cette différence est due à l'écart de perméabilité et de porosité entre les deux familles. L'analyse par tomographie RX montre que les échantillons de grès de Fontainebleau FB1 sont plus homogènes que ceux du Fontainebleau FB2 (cf. figure II.17 (b)).

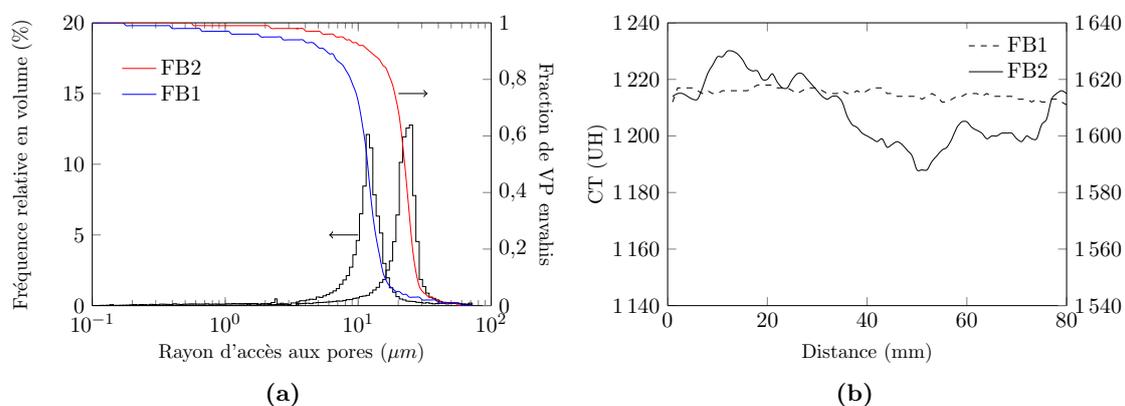


Figure II.17 – (a) distribution de la taille des seuils de pores (rayon capillaire équivalent) du grès de Fontainebleau obtenue par porosimétrie mercure, (b) profil TRX des échantillons des grès de Fontainebleau.

5.2 Les grès de Clashach

Les grès de Clashach sont d'origine anglaise. C'est une roche propre (95 % de quartz) et qui contient moins de 1 % d'argiles. Néanmoins ce type de grès présente des hétérogénéités fortes par rapport aux autres types de grès. La gamme de perméabilité du grès de Clashach est limitée (100-800 mD). La taille moyenne des grains est entre 250 et 500 μm . Les grès de Clashach utilisés pour notre étude ont une porosité et une perméabilité d'environ 14 % et 400 mD . Le

pic de la distribution de seuil de pores est d'environ $15 \mu\text{m}$ (cf. figure II.18 (a)). Un exemple du profil TRX d'un échantillon de Clashach à l'état sec est représenté sur la figure II.18 (b).

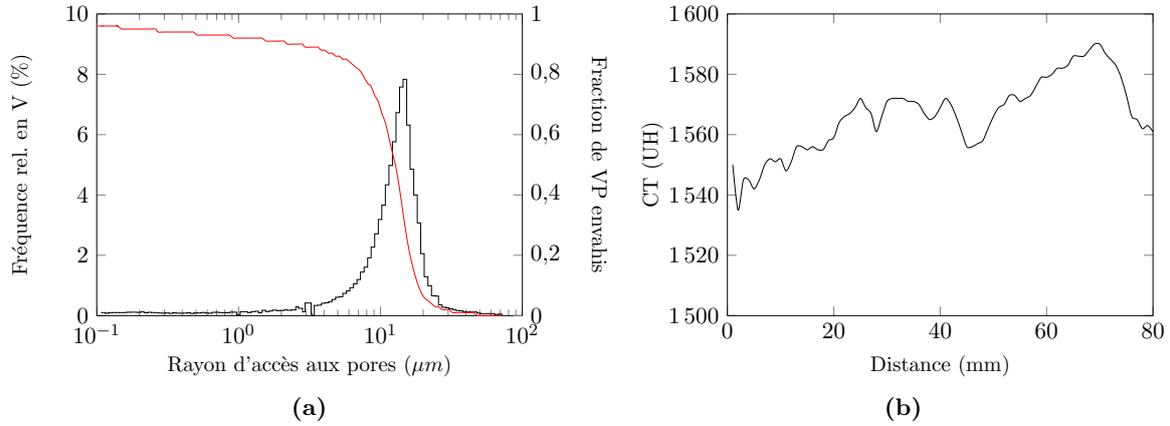


Figure II.18 – (a) Rayon capillaire équivalent des seuils de pore du grès de Clashach obtenue par porosimétrie mercure, (b) profil TRX d'un échantillon du grès de Clashach.

5.3 Les grès de Bentheim

Le bloc de grès de Bentheim utilisé dans cette étude provient de la carrière de Nordhorn en Allemagne. Comme le grès de Clashach, le grès de Bentheim est composé à plus de 95 % de quartz et d'environ 3 % d'argiles. Les grains de quartz sont de taille assez homogène autour de $200 \mu\text{m}$. La perméabilité et la porosité de grès de Bentheim à l'inverse de grès de Clashach sont très importantes (environ 23 % au niveau de la porosité et de 2-3 D en perméabilité). La distribution du seuil de pores est représentée sur la figure II.19 (a), le pic de la distribution est d'environ $18 \mu\text{m}$. La particularité du grès de Bentheim par rapport aux autres grès est son degré d'homogénéité élevée. Un exemple du profil TRX d'un échantillon de Bentheim à l'état sec est représenté sur la figure II.19 (b).

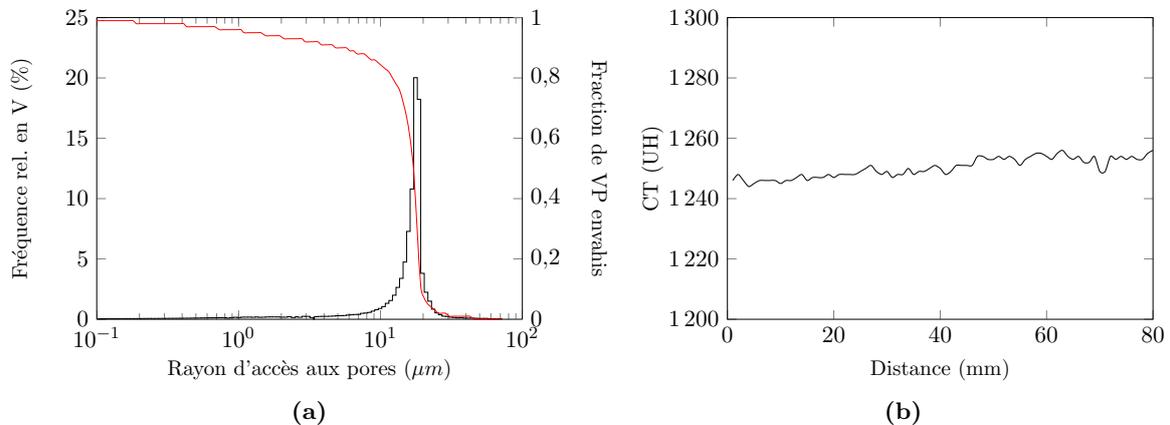


Figure II.19 – (a) distribution de la taille des seuils de pores (rayon capillaire équivalent) du grès de Bentheim obtenue par porosimétrie mercure, (b) profil TRX d'un échantillon du grès de Bentheim.

5.4 Les grès de Berea

D'origine d'Amérique nord, les grès de Berea sont considérés comme les meilleures roches pour tester l'efficacité d'injection de tensioactifs aux USA. Ceci est illustré par le nombre important d'études sur ces grès (cf. Tableau I.2). Les grès de Berea sont moins purs en quartz par rapport aux trois types de grès présentés ci-dessus. Ils sont composés d'environ 93,8 % de quartz avec un pourcentage considérable d'environ 3,8 % d'oxyde d'aluminium et des faibles quantités d'autres oxydes (Oxyde ferrique, Oxyde ferreux, Oxyde de Magnésium, Oxyde de Calcium). La gamme de perméabilité est très large comme dans les grès de Fontainebleau. La perméabilité des grès de Berea est entre 20 mD et 5 D , mais il est rare de trouver des grès de Berea dont la perméabilité est supérieure à 1 D . Dans cette étude, le bloc de Berea appartient à une gamme de perméabilité qui avoisine les 200 mD et une porosité moyenne d'environ 19 %. Le pic de la distribution de seuil de pores est d'environ 9 μm (cf. figure II.20 (a)). Un exemple du profil TRX d'un échantillon de Berea à l'état sec est représenté sur la figure II.20 (b).

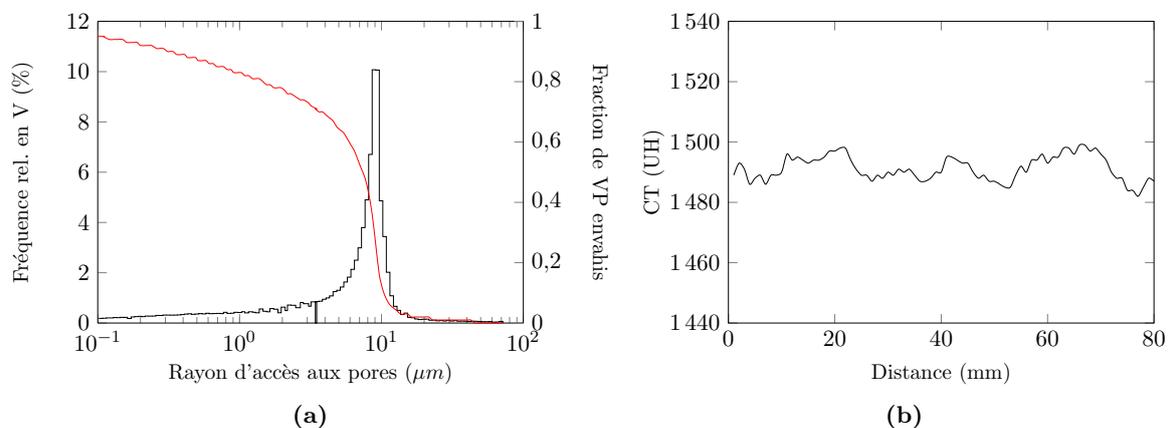


Figure II.20 – (a) distribution de la taille des seuils de pores (rayon capillaire équivalent) du grès de Berea obtenue par porosimétrie mercure, (b) profil TRX d'un échantillon du grès de Berea.

En résumé, les propriétés des différents grès illustrés ci-dessus constituent un bon ensemble pour évaluer la dispersion de la CDC en fonction du type de grès et l'ensemble des propriétés pétrophysiques. Le tableau II.6 illustre quelques différences entre les quatre grès utilisés dans nos expériences :

Grès	Fontainebleau	Clashach	Berea	Bentheim
Origine	France	Angleterre	USA	Allemagne
SiO ₂ (%)	99,8	95	93,2	95
Couleur	Blanc cassé	Ocre	Gris clair	Beige
Perméabilité (mD)	300-5000	300-500	100-300	1000-3000
Porosité (%)	10-25	10-15	17-20	20-24
Pic rayon accès aux pores (μm)	12-24	15	9	23

Tableau II.6 – Propriétés des grès sélectionnés

6 Conclusion du chapitre II

Avant toute caractérisation de la courbe de désaturation capillaire, il est nécessaire (1) d'étudier le comportement des phases (système eau/huile/tensioactif) et (2) d'évaluer les propriétés pétrophysiques des échantillons testés. Dans ce chapitre, nous avons montré divers comportements de phases. Les propriétés de ces phases varient en fonction de plusieurs facteurs (concentration du tensioactif, type du sel, température). Les propriétés des fluides injectés (viscosité, tension interfaciale, densité) dans les échantillons de roches sont décrites dans les chapitres III et IV. Les propriétés pétrophysiques de chaque échantillon testé sont illustrées dans les chapitres III et IV.

La tomographie par rayons X permet d'obtenir les propriétés locales statiques (porosité) et dynamiques (saturation résiduelle d'huile) nécessaires pour analyser les déplacements des fluides immiscibles dans les milieux poreux.

La démarche expérimentale suivie pour caractériser la CDC et les différentes roches sélectionnées sont présentée. L'ensemble des résultats obtenus sur ces roches est illustré dans les chapitres III et IV.

CHAPITRE III

FORCES GRAVITAIRES ET HÉTÉROGÉNÉITÉS

Sommaire

1	Échantillons de tests	94
1.1	Analyse des échantillons par tomographie RX	94
1.2	Dimensions et propriétés pétrophysiques	97
1.3	Propriétés locales	98
1.3.1	Porosité locale	98
1.3.2	Saturation irréductible en eau vs. saturation résiduelle en huile	99
2	Tests préliminaires et validation	102
2.1	Choix du débit d'injection	102
2.2	Procédure de nettoyage	103
2.3	Reproductibilité des profils de saturation	104
3	Essais en position horizontale	105
3.1	Expériences réalisées	105
3.1.1	Analyse des profils de saturation	106
3.1.2	Analyse 3D de la saturation	107
3.1.3	Indication de la pression	109
3.1.4	Analyse des effluents après injection du tensioactif	109
3.2	Conclusions	110
4	Essais en position verticale	111
4.1	Résultats des CL1 et CL2	111
4.1.1	Analyse des profils de saturation	112
4.1.2	Analyse 3D de la saturation	113
4.2	Résultats du Fontainebleau FB2	114
4.2.1	Analyse 3D de la saturation	115
4.3	Conclusions	115
5	Résultats des CDC	116
6	Observations complémentaires à l'échelle du réservoir	117
6.1	Présentation du simulateur	117
6.2	Résultats et discussion	119
7	Conclusion du chapitre III	124

Dans ce chapitre, nous décrivons principalement les résultats des essais préliminaires d'injection sur les grès de Fontainebleau et les grès de Clashach. Ces essais sont réalisés afin de tester et calibrer la procédure expérimentale de caractérisation de la CDC décrite dans le chapitre II. En effet, une partie des travaux de recherche ont montré l'effet non négligeable des forces gravitaires (Morrow, 1979, Pennell *et al.*, 1996) sur la mobilisation de la phase piégée. Pour se situer dans cette problématique, des expériences d'injection en écoulement horizontal et vertical ont été réalisées pour tester l'effet relatif du nombre de Bond et le nombre capillaire sur la mobilisation de l'huile résiduelle.

La première partie de ce chapitre est consacrée à la caractérisation des propriétés pétrophysiques des échantillons de roche sélectionnés. Une partie de l'analyse des hétérogénéités locales par la technique de tomographie RX est présentée pour tous les échantillons. La deuxième partie de ce chapitre est consacrée aux résultats obtenus en écoulement horizontal et vertical. Premièrement, les expériences en écoulement horizontal ont été réalisées sur les deux types de grès cités plus haut avec un rapport de perméabilité de l'ordre de 20. Cela permet d'obtenir un ordre de grandeur de la valeur du nombre de Bond. Ensuite, des expériences en écoulement vertical ont été réalisées sur les mêmes types de grès. La dernière partie de ce chapitre est consacrée à la simulation numérique des effets gravitaires.

1 Échantillons de tests

Quatre échantillons de roche ont été sélectionnés pour réaliser les premières expériences de caractérisation de la courbe de désaturation capillaire (CDC). Deux des quatre échantillons proviennent d'un grès de Fontainebleau (le premier est issu de la famille FB1 très poreux et très perméable et le second de la famille FB2 moins poreux et moins perméable). Les deux autres échantillons appartiennent à un grès de Clashach. Les données de la porosimétrie mercure ont été décrites dans la dernière partie du chapitre II. Ci-après nous décrivons toutes les caractéristiques des échantillons sélectionnés déterminées par (1) tomographie par rayons X et (2) mesures en laboratoire (détermination des propriétés pétrophysiques).

1.1 Analyse des échantillons par tomographie RX

Pour établir une étude comparative de la densité mesurée par TRX entre tous les échantillons, nous définissons deux écarts types : l'écart type 1 et l'écart type 2. L'écart type 1 traduit la variation de la densité de niveau de gris sur les directions XYZ tandis que l'écart type 2 prend en compte uniquement cette variation dans la direction Z (le long du cylindre). Les valeurs de ces deux paramètres sont illustrées dans le tableau III.1.

Les profils TRX des quatre échantillons à l'état sec et à l'état saturé (100 % solution KI et 100 % Décane) sont représentés sur la figure III.1. L'analyse tomographique des échantillons à l'état sec montre que tous les échantillons sélectionnés ont un même écart type 2 d'environ 11. L'écart type 1 des deux échantillons de Clashach est relativement élevé par rapport aux échantillons de grès de Fontainebleau. La valeur de l'écart type 1 est estimée à 55 pour l'échantillon FB2 et 44 pour l'échantillon FB1. Cette différence d'écart type 1 montre bien que des hétérogénéités considérables sont présentes dans les grès de Clashach par rapport à ceux du grès

de Fontainebleau. Par ailleurs, l'échantillon de grès de Fontainebleau FB2 est moins homogène que l'échantillon de grès de Fontainebleau FB1. Ces observations sont confirmées si on analyse la densité de gris des coupes longitudinales et transversales de ces échantillons à l'état sec. Un exemple de coupes longitudinales et transversales est représentée sur la figure III.2. L'analyse de l'ensemble de coupes est primordiale pour vérifier qu'une fracture macroscopique n'est présente dans aucun des échantillons.

Les profils TRX des quatre échantillons présentent des effets de bords (très visibles à l'état saturé 100 % solution KI). Ils sont principalement dûs à l'effet des bords de la cellule d'injection sur la valeur de CT dans les extrémités des échantillons.

Type d'échantillon	\bar{CT}_{sec}	Écart type 1	Écart type 2	\bar{CT}_{refw}	\bar{CT}_{refo}
Fontainebleau "FB1"	1215	44	11	1658	1389
Clashach "CL2"	1578	65	11	1788	1656
Clashach "CL1"	1586	61	11	1792	1644
Fontainebleau "FB2"	1609	55	12	1767	1658

Tableau III.1 – Analyse par tomographie RX des échantillons sélectionnés.

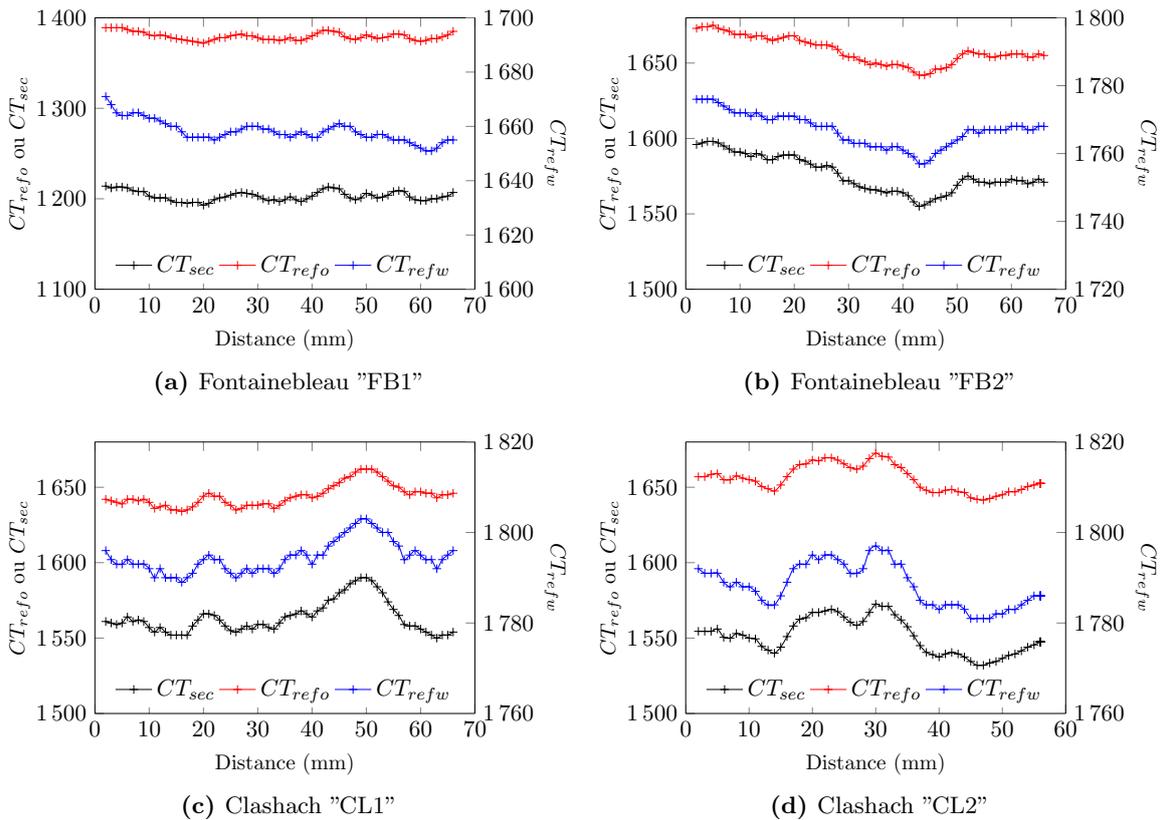


Figure III.1 – Profils TRX des échantillons sélectionnés à différents états de saturation.

Concernant les profils TRX des échantillons à l'état saturé, on remarque que la différence de niveau de CT du milieu saturé de solution 100 % KI et de CT du milieu saturé 100 % décane est importante. La référence CT_{refw} est obtenue avec une concentration de KI de 40 g/l pour

les échantillons Clashach CL2 et Fontainebleau FB2 et KI 50 g/l pour les échantillons Clashach CL1 et Fontainebleau FB1. Les valeurs de ΔCT moyen des échantillons FB1, CL2, CL1 et FB2 sont respectivement 269, 132, 148 et 109. Dans tous les cas, ces valeurs permettent d'évaluer les saturations intermédiaires avec une bonne précision. La figure III.1 montre que les profils CT_{refw} et CT_{refo} locales sont comparables avec les profils TRX des échantillons à l'état sec, ce qui résulte une différence ΔCT locale quasiment constante sur la longueur de chaque échantillon.

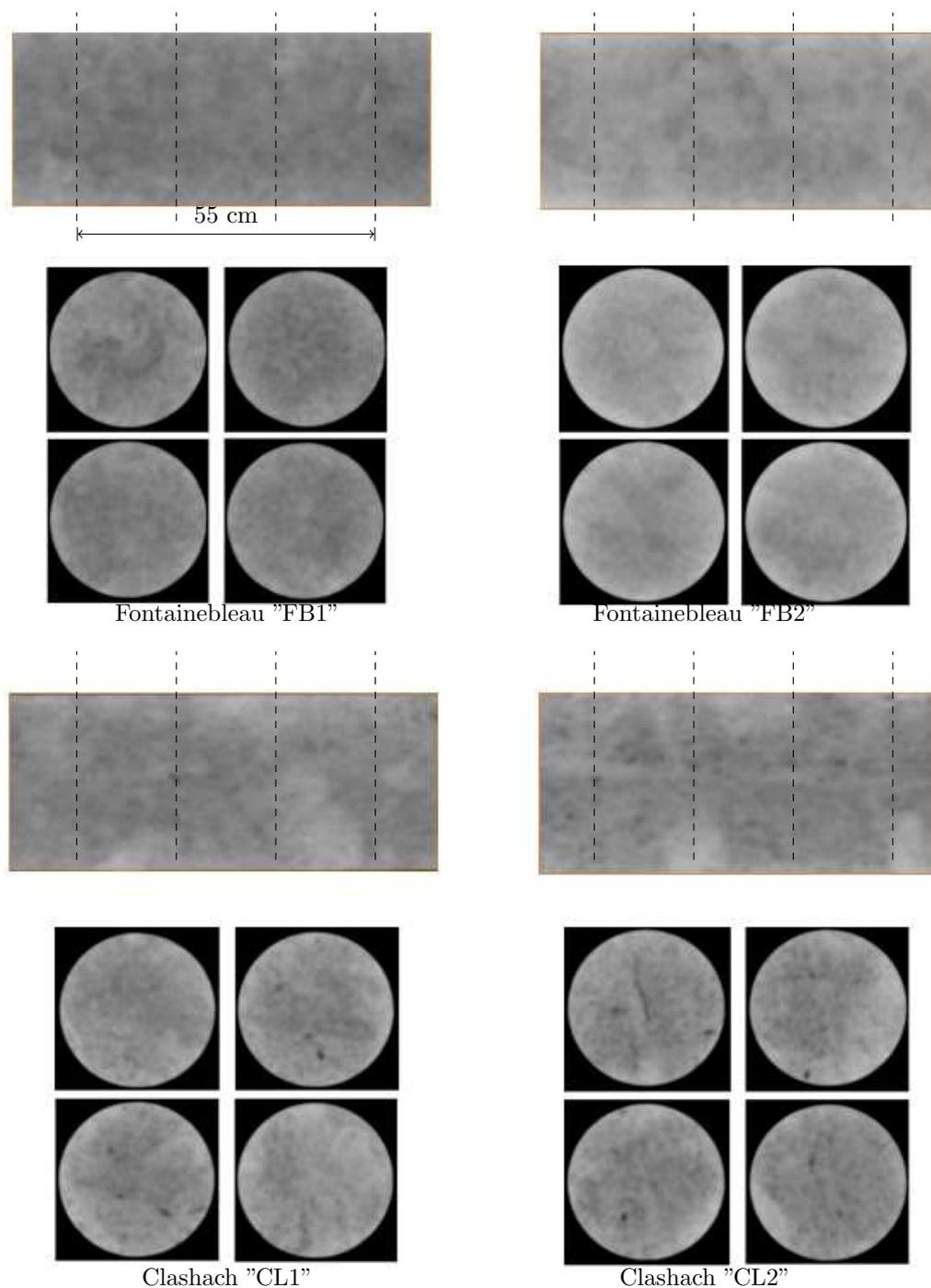


Figure III.2 – Coupes longitudinales et transversales des échantillons sélectionnés à l'état sec.

1.2 Dimensions et propriétés pétrophysiques

Les dimensions mesurées des échantillons (le diamètre D et la longueur L_e) et leurs propriétés pétrophysiques (la porosité ϕ , la perméabilité absolue à l'eau K et le facteur de formation F) mesurées à température ambiante sont présentées dans le tableau III.2. Les échantillons sont classés dans ce tableau suivant l'ordre décroissant de la perméabilité absolue à l'eau pour faciliter la comparaison avec les autres propriétés pétrophysiques. Comme nous l'avons précisé dans le chapitre précédent, la porosité moyenne a été estimée à deux reprises (1) saturation de l'échantillon 100 % décane et (2) saturation de l'échantillon 100 % solution KI. L'écart entre les deux valeurs est d'environ 0,5 %. Les valeurs de porosité reportées dans le tableau sont celles mesurées après saturation des échantillons à 100 % par la solution riche en KI. Concernant la perméabilité et le facteur de formation, les mesures ont été réalisées respectivement après la saturation des échantillons 100 % solution KI. Lors de la mesure de K , les débits d'injection utilisés se situent entre 10 cc/hr et 500 cc/hr et la pression est mesurée au moyen de trois capteurs de pression dont les pressions limites sont 60 mbar, 400 mbar et 2000 mbar.

Type d'échantillon	D (mm)	L_e (mm)	VP (cc)	K (mD)	ϕ (%)	F
Fontainebleau "FB1"	33	75	16,8	5310	24,5	9,1
Clashach "CL2"	33	73	8,8	426	14,1	36,1
Clashach "CL1"	33	80	9,1	380	13,4	38,4
Fontainebleau "FB2"	33	80	8,1	304	11,9	48,7

Tableau III.2 – Dimensions et propriétés pétrophysiques des échantillons sélectionnés

Les résultats des propriétés pétrophysiques des quatre échantillons montrent (1) une variation exponentielle de la perméabilité absolue à l'eau en fonction de la porosité et (2) une variation linéaire du facteur de formation en fonction de ϕ^{-2} . Les valeurs de la perméabilité absolue et le facteur de formation en fonction de la porosité sont représentées sur la figure III.3.

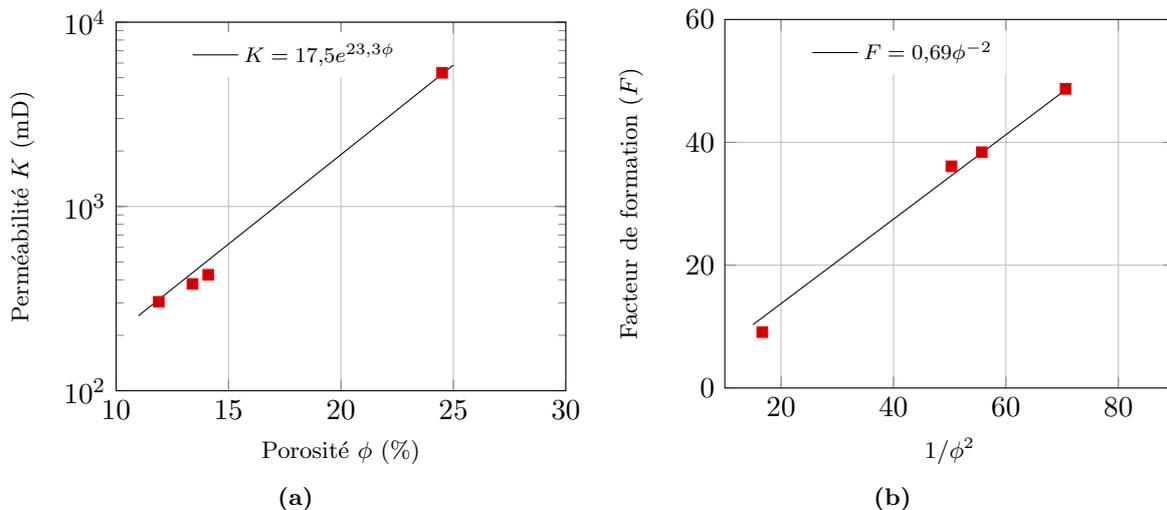


Figure III.3 – (a) variation de K en fonction de ϕ , (b) variation du F en fonction de ϕ^{-2} .

Les deux corrélations $K = f(\phi)$ et $F = f(\phi^{-2})$ sont respectivement comparables avec les résultats de Zinszner et Pellerin (2007) et Archie (1942).

1.3 Propriétés locales

Dans cette partie, nous décrivons l'état des profils de porosité des quatre échantillons et l'effet des hétérogénéités sur les profils de saturation pendant le drainage et l'imbibition spontanée, deux processus très importants à analyser avant la caractérisation de la CDC. Cela nous permet d'analyser la relation entre la saturation irréductible en eau (S_{wi}) obtenue en drainage et la saturation résiduelle initiale (S_{ori}) obtenue après l'imbibition spontanée.

1.3.1 Porosité locale

Les profils de porosité locale des quatre échantillons sont représentés sur la figure III.4. La porosité locale est calculée par l'équation II.21. Comme nous l'avons constaté sur les profils TRX sec de différents échantillons, les profils de porosité locale sont inversement proportionnels aux profils TRX sec, par conséquent les hétérogénéités observées sur les profils de porosité sont du même ordre que les profils TRX sec.

La valeur de porosité d'une coupe à l'autre est quasiment constante dans le grès de Fontainebleau FB1 ($\langle \phi_i / \bar{\phi} \rangle = 0,99$). L'autre échantillon de Fontainebleau a une porosité locale quasiment constante sur une première partie de la longueur ($\langle \phi_i / \bar{\phi} \rangle = 0,95$), puis présente un changement de profil vers les grandes porosités sur la deuxième partie de la longueur ($\langle \phi_i / \bar{\phi} \rangle = 1,05$). La variation de la porosité locale dans les deux échantillons de Clashach est plus importante, elle varie sur toute la longueur avec la présence de pics (un pic à $L_e = 50 \text{ mm}$ pour CL1 et deux pics à $L_e = 30 \text{ mm}$ et 48 mm pour CL2).

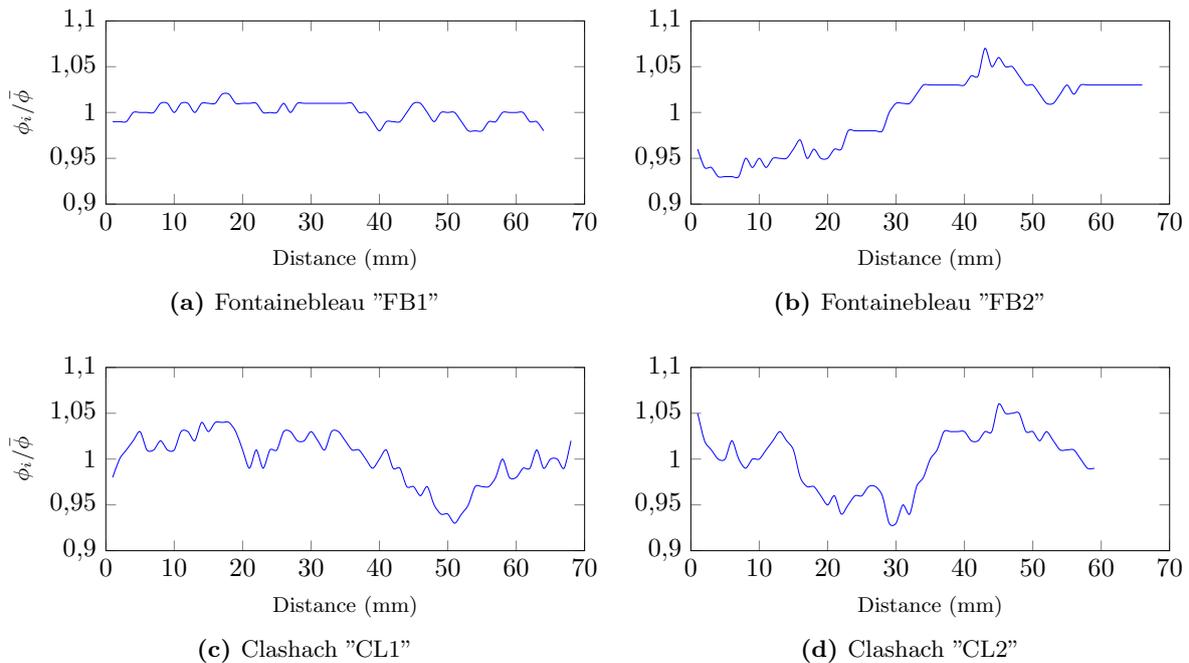


Figure III.4 – Profils de porosité locale normalisée des échantillons sélectionnés.

1.3.2 Saturation irréductible en eau vs. saturation résiduelle en huile

Les résultats des valeurs moyennes des saturations irréductibles en eau (S_{wi}) et les saturations résiduelles initiales en huile (S_{ori}) sont illustrés dans le tableau III.3. Les valeurs reportées correspondent aux premiers tests de drainage et d'imbibition spontanée obtenus sur chaque échantillon. Le drainage a été effectué par centrifugation à une vitesse de rotation de 2000 *tr/min* pendant 24 heures pour tous les tests sauf pour celui du drainage effectué sur l'échantillon FB1 (vitesse de rotation = 4900 *tr/min*). Les valeurs moyennes des saturations résiduelles en huile (S_{or}^*) obtenus après injection d'eau sont reportées dans le tableau III.3. La valeur de S_{or}^* est généralement égale à la valeur de saturation résiduelle initiale S_{ori} censée être déterminée à l'état stable. Toutes les valeurs des saturations reportées dans le tableau III.3 sont mesurées par TRX à température ambiante.

Ces résultats montrent une dispersion des valeurs de S_{wi} et S_{ori} entre les différents échantillons. Elles sont notamment très faibles dans le grès de Fontainebleau FB1 ($S_{wi} \approx 3\%$ et $S_{ori} \approx 17\%$) à cause de la perméabilité élevée de cet échantillon. La même valeur de S_{wi} est obtenue sur l'échantillon de Fontainebleau FB2 mais avec une vitesse de centrifugation de 4900 *tr/min*. La valeur réelle de S_{wi} obtenue sur cet échantillon (cf. Chapitre IV) dans les mêmes conditions ($w = 2000$ *tr/min*) est d'environ 10 %. Quant aux échantillons de Clashach, les valeurs de S_{wi} se situent entre 7 % et 10 %. La valeur finale de S_{ori} (à la fin de l'imbibition spontanée) dans l'échantillon de Fontainebleau FB2 est de l'ordre de 35 %, valeur confirmée par un test complémentaire d'imbibition spontanée réalisé après nettoyage de l'échantillon.

Les valeurs moyennes de saturation S_{ori} dans les échantillons de Clashach sont d'environ 50 %, soit trois fois la valeur de S_{ori} obtenue dans l'échantillon FB1 et deux fois la valeur de S_{ori} obtenue dans l'échantillon FB2. Cet écart n'est pas lié à une différence de perméabilité absolue à l'eau mais plutôt à la structure poreuse de chaque type de grès (cette partie est plus détaillée dans le chapitre V).

En revanche, pour un même type de grès (même structure poreuse), la valeur de S_{ori} dépend de la perméabilité absolue à l'eau, c'est le cas si on compare la valeur de S_{ori} entre les échantillons de grès de FB1 et FB2. Pour les échantillons de Clashach CL1 et CL2, on remarque aussi une différence de l'ordre de 5 % entre les saturations résiduelles en huile S_{or}^* pour une différence de perméabilité de 50 mD. Par ailleurs, les hétérogénéités du milieu poreux peuvent augmenter la valeur de la saturation résiduelle initiale S_{ori} au-dessus de la valeur attendue (comparaison de S_{ori} entre les échantillons de CL1 et CL2).

Échantillon du test	S_{wi} (%)	S_{ori} (%)	S_{or}^* (%)	t_{Dra} (jrs)	t_{Imb} (jrs)
Fontainebleau FB1	2,6	17,7	17,7	1	5
Clashach CL1	10,9	47,4	47,4	1	21
Clashach CL2	5,6	53,4	43,3	1	21
Fontainebleau FB2	2,0	75,6	26,1	1	4

Tableau III.3 – Saturations irréductibles en eau et saturations résiduelles initiales en huile obtenues sur les échantillons sélectionnés après les cycles de drainage et d'imbibition spontanée.

Les profils des saturations S_{wi} , S_{ori} et S_{or}^* correspondants aux données illustrées dans le tableau III.3 sont représentés sur la figure III.5. Pour faciliter la lecture et l'interprétation des données, ces profils sont alignés (recalés) aux profils de la porosité locale représentés sur la figure III.4. La figure III.5 montre que les profils de S_{wi} sont quasiment homogènes sur toutes les longueurs des échantillons. En revanche, les profils de saturation S_{ori} et S_{or}^* ne le sont pas. Pour les échantillons de Clashach CL1 et CL2, ces profils semblent corrélés avec les profils de S_{wi} . On observe que les valeurs élevées des saturations S_{ori} correspondent à des valeurs très faibles de S_{wi} . On constate sur ces deux échantillons que la valeur de S_{ori} augmente plus si on s'éloigne de l'entrée de l'échantillon (la face imbibée correspond à $L_e = 0$ cm). Ce phénomène est très prononcé dans l'échantillon CL2, ce qui est certainement lié aux profils de porosité locale. Ceci est confirmé par la comparaison du profil S_{or}^* avec celui de porosité locale. On constate sur cette comparaison que la valeur maximale de S_{or}^* est obtenue à la longueur de coupe $L_e = 30$ cm (centre de l'échantillon) qui correspond exactement à la valeur minimale de la porosité locale.

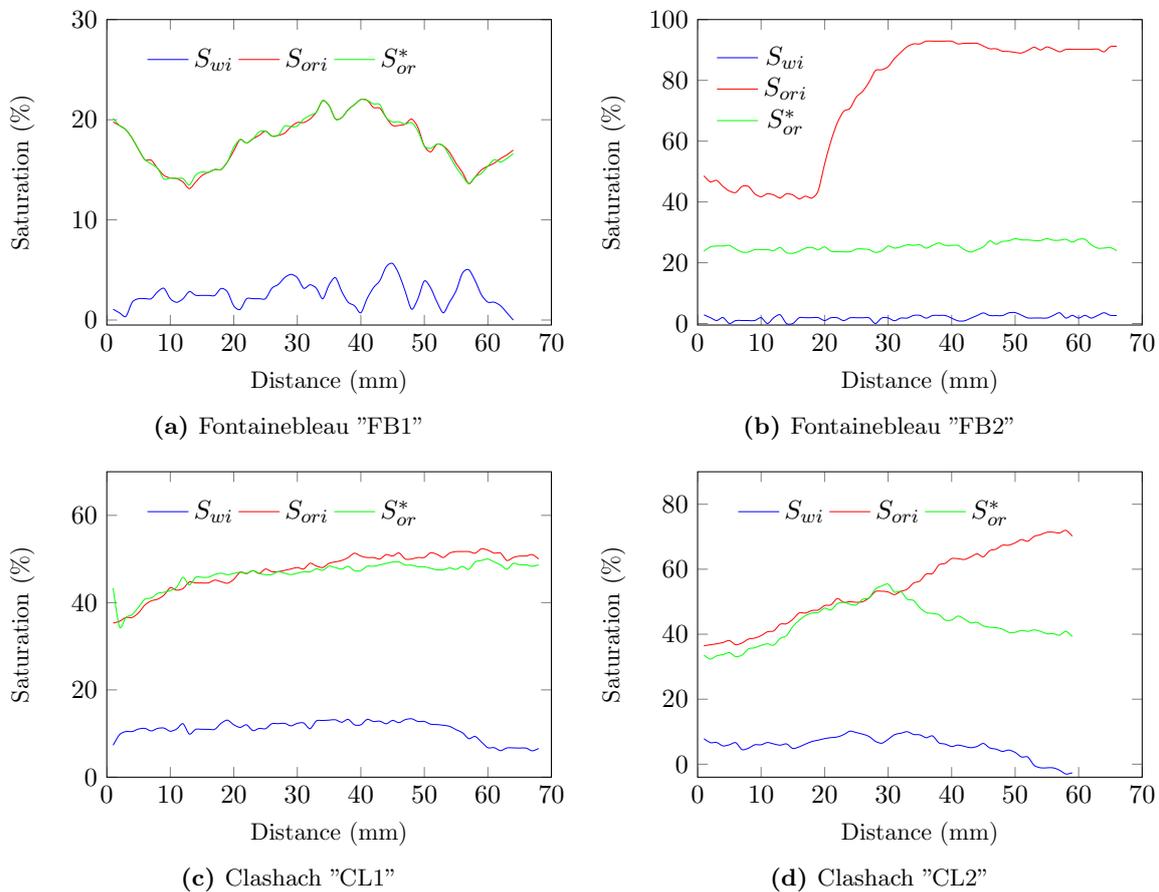


Figure III.5 – Profils des saturations S_{wi} , S_{ori} et S_{or}^* .

Pendant l'imbibition spontanée partielle sur l'échantillon de Fontainebleau FB2, un phénomène d'avancement du front d'eau est observé au bout de 4 jours d'imbibition (cf. profil de S_{ori} représenté sur la figure III.5 (b)). Le profil de S_{or}^* de cet échantillon est homogène et semble corrélé avec le profil de saturation S_{wi} . Par contre, le cycle d'imbibition spontanée de l'échantillon de Fontainebleau FB1 est réalisé en imbibant les deux faces en même temps. Le profil de saturation S_{ori} montre ainsi une augmentation de la saturation résiduelle en huile en s'éloignant

des faces imbibées.

Conclusion

Ces résultats montrent que la saturation irréductible en eau et la saturation résiduelle en huile dépendent du type de grès. Ces valeurs varient avec la perméabilité absolue et les hétérogénéités locales. Nous avons constaté à travers la comparaison des valeurs de la saturation résiduelle en huile de différents échantillons que les hétérogénéités du milieu poreux jouent un rôle important sur la quantité de l'huile piégée après imbibition (comparaison entre le Clashach CL1 et CL2). Ces hétérogénéités peuvent être évaluées à l'aide des profils de porosité locale. En revanche, elles peuvent être influencées aussi par d'autres facteurs comme la répartition de taille des seuils des pores ou le déroulement du phénomène d'imbibition (on peut créer des zones d'hétérogénéités en accélérant par exemple l'injection d'eau).

2 Tests préliminaires et validation

Dans cette section, nous décrivons principalement le choix du débit adapté aux expériences d'injection de la solution du tensioactif. Ensuite, nous décrivons la procédure de nettoyage suivie pour réutiliser les échantillons après essai. Nous présentons enfin un test de validation effectué sur l'échantillon de Clashach CL1.

2.1 Choix du débit d'injection

Après les cycles de drainage et d'imbibition spontanée effectués sur l'échantillon de grès de Fontainebleau FB1, plusieurs injections de solution aqueuse (KI à 50 g/l) avec et sans tensioactif ont été effectuées en position horizontale. Cela avait pour but de déterminer le débit minimum auquel il faut injecter la solution aqueuse contenant le tensioactif SBDS 1 wt. %. Cette expérience sert aussi à cibler le nombre capillaire critique. Le tableau III.4 récapitule les différents balayages effectués à travers l'échantillon de grès de Fontainebleau FB1 et les saturations résiduelles moyennes obtenues pour chaque balayage. Les profils de S_{wi} et S_{ori} sont représentés sur la figure III.5 (a).

Q (cc/hr)	σ_{ow} (mN/m)	N_c	S_{or} (%)
Injection de la solution KI 50 g/l ^a			
10	40	7,3E-8	17,7
50	40	3,7E-7	17,9
100	40	7,3E-7	18,1
Injection de la solution SDBS (1 %) ^b			
10	0,06	9,3E-5	1,6
100	0,06	9,3E-4	2,2
300	0,06	2,8E-3	1,8

a. $\rho_w = 1,036 \text{ g/cm}^3$, $\mu_w = 0,93 \text{ cP}$, $N_b = 4,0\text{E-}7$

b. $\rho_w = 1,033 \text{ g/cm}^3$, $\mu_w = 1,75 \text{ cP}$, $N_b = 2,6\text{E-}4$

Tableau III.4 – Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés à travers l'échantillon de grès de Fontainebleau FB1 (balayages horizontaux).

Comme on le voit sur le tableau III.4, l'injection de la solution de KI conduit à une saturation résiduelle d'huile moyenne égale à celle obtenue par imbibition spontanée, malgré les changements significatifs du débit d'injection. En revanche, l'injection de la solution de KI contenant le tensioactif SBDS 1 wt. % conduit à une saturation résiduelle quasiment nulle dans l'échantillon. La figure III.6 illustre les saturations locales obtenues, par passage de l'échantillon au scanner à la fin de chaque injection. Les profils de saturations locales d'huile obtenues par injection d'eau sont similaires aux profils de saturations locales obtenus après imbibition spontanée. En revanche, la saturation locale d'huile après injection de 10,8 VP de la solution de KI contenant du tensioactif est quasiment nulle sur toute la longueur de l'échantillon. Cela signifie qu'on a dépassé le nombre capillaire critique. En regardant les valeurs du nombre capillaire au moment d'injecter le tensioactif, on constate que la valeur de $9,5 \times 10^{-5}$ n'est pas très élevée pour

une désaturation complète de l'échantillon en huile (d'après les données de littérature). Sur la courbe de désaturation capillaire représentée sur la figure III.6, on remarque un passage très pointu des points obtenus avec injection d'eau et les points obtenus avec injection de la solution du tensioactif.

Au vu des résultats obtenus sur ce test, un débit de 1 à 2 *cc/hr* a été choisi comme premier débit d'injection du tensioactif pour les prochaines expériences. Pour étudier l'effet du nombre de Bond, des expériences en positions horizontale et verticale sur les mêmes échantillons ont été réalisées pour comparaison.

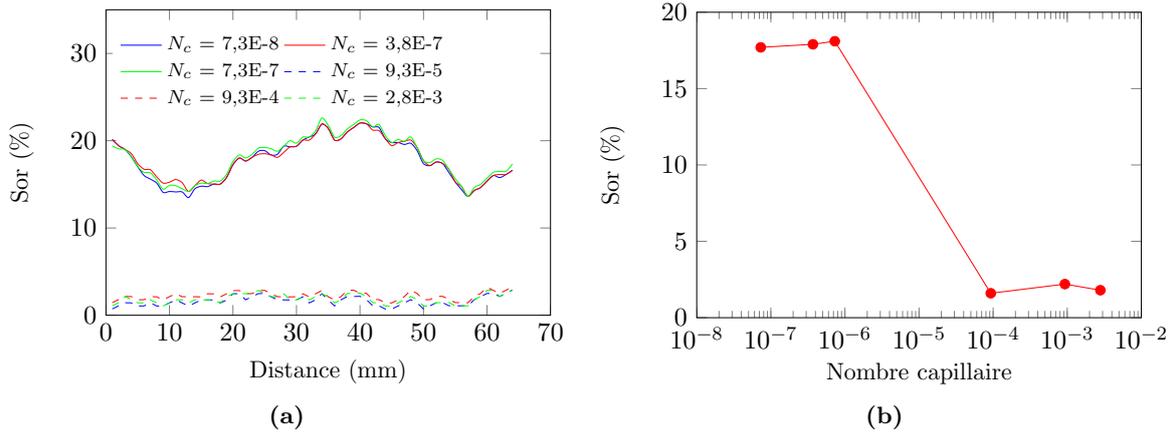


Figure III.6 – (a) profils des saturations résiduelles locales obtenues pour différentes injections, (b) courbe de désaturation capillaire de l'échantillon de Fontainebleau "FB1".

2.2 Procédure de nettoyage

Pour réaliser un test de reproductibilité de la mesure de CDC et particulièrement la reproductibilité des cycles de drainage et d'imbibition, il est nécessaire de valider une procédure de nettoyage des échantillons après essai. La validation est basée sur la vérification de deux paramètres (1) le profil TRX initial de référence de l'échantillon saturé 100 % de la solution KI et (2) la perméabilité absolue à l'eau.

La procédure de nettoyage suivie est inspirée de la procédure appliquée par [Levitt \(2006\)](#) durant sa thèse. En effet, pour nettoyer la carotte avant réutilisation, nous procédons de la manière suivante.

Tout d'abord, une dizaine de VP de la solution KI contenant du tensioactif est injectée à débit très élevé pour éliminer l'huile résiduelle dans la carotte. Ensuite, une dizaine de VP d'isopropanol est injectée à débit faible puis à débit plus important. Le rôle de l'isopropanol est de déplacer la solution du tensioactif à travers le milieu poreux. Enfin, quelques VP de la solution KI à faible salinité sont injectés pour évacuer l'isopropanol, la carotte est ensuite re-saturée à la bonne concentration de KI pour vérification du profil CT_{refw} de référence et la perméabilité absolue à l'eau.

2.3 Reproductibilité des profils de saturation

Un test de reproductibilité des profils des saturations S_{wi} , S_{ori} et S_{or} a été réalisé pour valider la procédure de nettoyage des échantillons après injection de la solution tensioactif. La vérification a été effectuée à trois niveaux :

- vérification des profils S_{wi} après la fin du drainage,
- vérification des profils S_{ori} après la fin de l'imbibition spontanée,
- vérification des profils S_{or}^* après la fin d'injection d'eau.

La figure III.7 représente les profils de saturation S_{wi} , S_{ori} et S_{or}^* obtenus après trois essais d'injection réalisés sur l'échantillon de grès de Clashach CL1. Les trois essais sont réalisés dans les mêmes conditions de drainage et d'imbibition. Les résultats des profils de saturation des essais d'injection 2 et 3 sont obtenus respectivement après nettoyage de l'échantillon CL1 et à la fin des essais d'injection 1 et 2.

Concernant la reproductibilité des résultats des profils S_{ori} dans l'échantillon de Clashach CL1, les profils des saturations S_{ori} semblent similaires sur toute la longueur, mais il existe une différence de l'ordre de 6 % en moyenne entre les valeurs de S_{ori} obtenues dans l'essai 1 et l'essai 2. Cette différence est probablement due au temps d'imbibition insuffisant pour arriver à l'immobilisation complète de l'huile en place dans l'essai 2. Cette hypothèse est renforcée si on compare les valeurs des saturations résiduelles en huile obtenues après injection d'eau (S_{or}^*). L'écart de saturation en huile entre l'essai 1 et l'essai 2 est réduit de 6 % à 2,7 %. En outre, les profils de saturation S_{or}^* obtenus après injection d'eau ont quasiment la même tendance sur toute la longueur de l'échantillon (pas de signes particuliers d'un profil à l'autre).

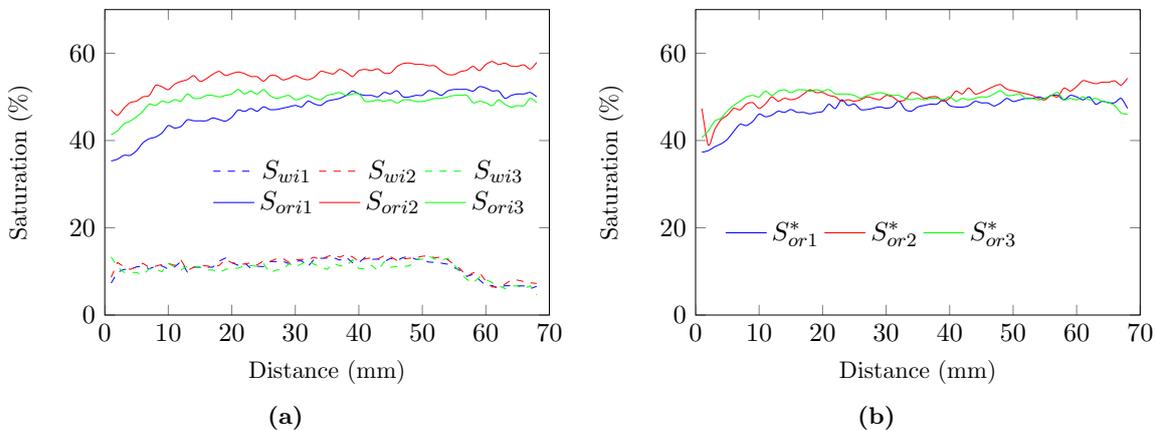


Figure III.7 – Reproductibilité des profils des saturations S_{wi} , S_{ori} et S_{or}^* dans l'échantillon de CL1

Ces résultats permettent de considérer que la procédure de nettoyage proposée est efficace et n'influe ni sur la saturation irréductible en eau ni sur la saturation résiduelle en huile. En revanche, une masse du tensioactif est adsorbée sur la surface du milieu poreux après chaque nettoyage. Elle influe légèrement sur le profil CT_{refw} de référence.

3 Essais en position horizontale

Pour tester les effets gravitaires sur la mobilisation de l'huile résiduelle pendant l'injection de la solution de tensioactif, nous contrôlons l'évolution de la saturation d'huile pendant l'injection par tomographie RX. La cellule d'injection est équipée d'un système d'isolation de l'échantillon qui permet d'effectuer la mesure de saturation à n'importe quel moment d'injection. Nous décrivons ci-dessous les résultats d'analyse des deux expériences réalisées en position horizontale sur les échantillons de FB1 et CL1.

3.1 Expériences réalisées

Deux tests d'injection ont été réalisés en position horizontale sur un échantillon de Fontainebleau FB1 (échantillon nettoyé) et un échantillon de Clashach CL1. Les nouvelles valeurs de S_{wi} et S_{ori} de l'échantillon de Fontainebleau FB1 sont respectivement de 5,0 % et 16,8 %, valeurs estimées par la pesée. Pour l'échantillon de Clashach CL1, les valeurs de S_{wi} et S_{ori} sont respectivement de 10,9 % et 54,8 %. Ces valeurs sont les moyennes des profils S_{wi2} et S_{ori2} représentés sur la figure III.7. Le tableau III.5 et III.6 résume les différents balayages effectués et les saturations résiduelles moyennes obtenues respectivement sur l'échantillon de grès de Fontainebleau FB1 et l'échantillon de grès de Clashach CL1.

Test	Q (cc/hr)	σ_{ow} (mN/m)	N_c	N_b	VP	S_{or} (%)
Inject. d'eau KI 50 g/l						
(a1)	100	40	7,3E-7	1,8E-7		14,4
(a2)	499	40	3,7E-6	1,8E-7		13,5
Inject. de SDBS (1 %)						
(a3)	1	0,06	9,3E-6	1,3E-4	9	3,5
(a4)	1	0,06	9,3E-6	2,6E-4	18	0,40

Tableau III.5 – Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position horizontale à travers l'échantillon de FB1 nettoyé.

Test	Q (cc/hr)	σ_{ow} (mN/m)	N_c	N_b	VP	S_{or} (%)
Inject. d'eau KI 50 g/l						
(b1)	10	40	7,3E-8	1,1E-9		50,7
(b2)	20	40	1,5E-7	1,2E-9		51,4
(b3)	60	40	4,4E-7	1,2E-9		51,6
Inject. de SDBS (1 %)						
(b4)	2	0,06	1,9E-5	7,5E-6	9	36,7
(b5)	2	0,06	1,9E-5	8,8E-6	15	32,2
(b6)	2	0,06	1,9E-5	9,9E-6	21	24,1
(b7)	2	0,06	1,9E-5	1,2E-5	36	16,6
(b8)	2	0,06	1,9E-5	1,4E-5	46	14,0
(b9)	2	0,06	1,9E-5	1,6E-5	57	10,3

Tableau III.6 – Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position horizontale à travers l'échantillon de CL1 nettoyé.

Comme dans le premier cas réalisé sur l'échantillon de Fontainebleau FB1, lors de l'injection de la solution de KI sans tensioactif à différents débits (valeurs de N_c faible $< 5E-6$), la saturation résiduelle d'huile ne varie pas beaucoup par rapport à la saturation résiduelle initiale. Par contre en injectant une solution de KI contenant du tensioactif à faible débit ($Q = 1$ à 2 cc/hr), la saturation varie significativement jusqu'à des valeurs très basses. La saturation résiduelle en huile atteint une valeur de 0,4 % (resp. 10, 3 %) après injection de 18 VP de SDBS (resp. 57 VP) à travers l'échantillon de Fontainebleau FB1 (resp. Clashach CL1).

La différence qui existe entre les résultats d'injection du tensioactif à travers les deux échantillons est la valeur de VP nécessaire pour mobiliser l'huile résiduelle. Cela s'explique par le fait que les deux échantillons n'ont pas la même saturation résiduelle en huile à la fin de l'injection d'eau. En outre, le rapport de leur saturation résiduelle $((51,7-10,3)/(13,5-0,4) = 3,16)$ est quasiment égal au rapport des volumes de pores du tensioactif injectés à travers ces échantillons $(57/18 = 3,17)$. Soit une décroissance de 0,73 % de la saturation résiduelle en huile pour 1 volume de pores du tensioactif injecté.

3.1.1 Analyse des profils de saturation

Les saturations locales obtenues à chaque passage de l'échantillon au scanner sont représentées sur la figure III.8. D'après la figure III.8 (a), nous remarquons que le profil de saturation locale de l'échantillon de Fontainebleau FB1 obtenue après injection de 9 VP de la solution de tensioactif n'est pas homogène. On observe que la première partie de la carotte est totalement désaturée, tandis que la saturation dans la deuxième partie a une valeur intermédiaire ($S_{or} = 8$ %). Lorsqu'on augmente le temps d'injection en maintenant la même vitesse, la carotte se désature complètement (après injection de 18 VP en cumulé). Le même phénomène est observé sur les profils de saturation résiduelle en huile de l'échantillon de Clashach CL1 (cf. figure III.8 (b)). En revanche, l'effet est moins prononcé par rapport à l'échantillon de grès de Fontainebleau FB1. Si l'on compare les profils de saturation (a3) et (b9), on observe que la transition entre les saturations faibles et les saturations élevées est plus accentuée dans le cas (a3) que dans le cas (b9).

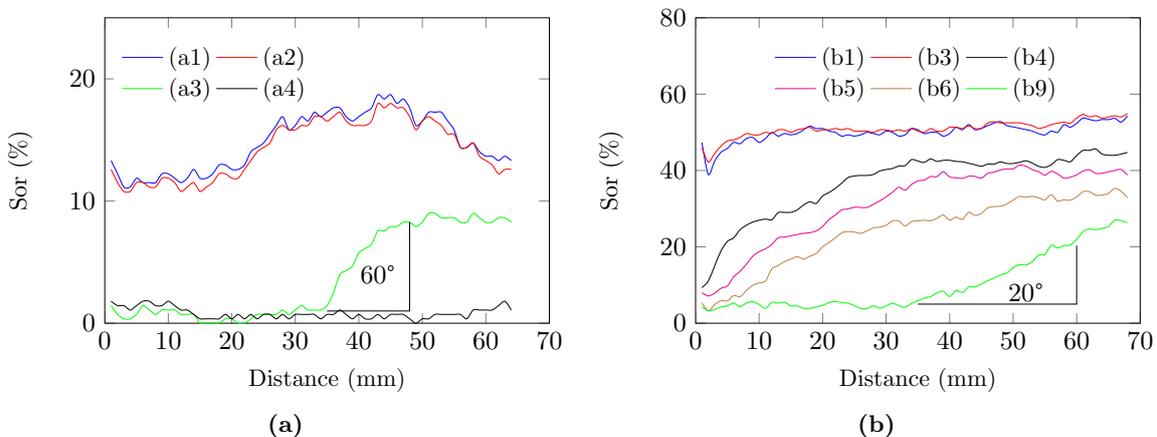


Figure III.8 – Profils de saturation résiduelle en huile obtenus après chaque injection en position horizontale, (a) Fontainebleau FB1 et (b) Clashach CL1.

En fait, les angles de transition des profils de saturation (a3) et (b9) par rapport à l'axe horizontal (direction de l'écoulement) sont respectivement estimés à 60° et 20° (cf. figure III.8). Pour compléter cette analyse, un traitement d'images 3D par Avizo a été effectué pour mieux comprendre les hétérogénéités de ces profils de saturation et la différence observée entre les deux échantillons.

3.1.2 Analyse 3D de la saturation

La figure III.9 montre la distribution 3D de la saturation résiduelle d'huile dans les échantillons de Fontainebleau FB1 (a2-a4)¹ et de Clashach CL1 (b3-b9). La première image des figures (a) et (b) représente la distribution 3D de saturation obtenue à la fin de l'injection d'eau (images (a2) et (b3)). La couleur verte représente les saturations d'huile d'environ 50 % et la couleur bleue est celle des saturations d'huile faibles (de 0 à 20 %), tandis que la couleur rouge représente les saturations d'huile les plus élevées.

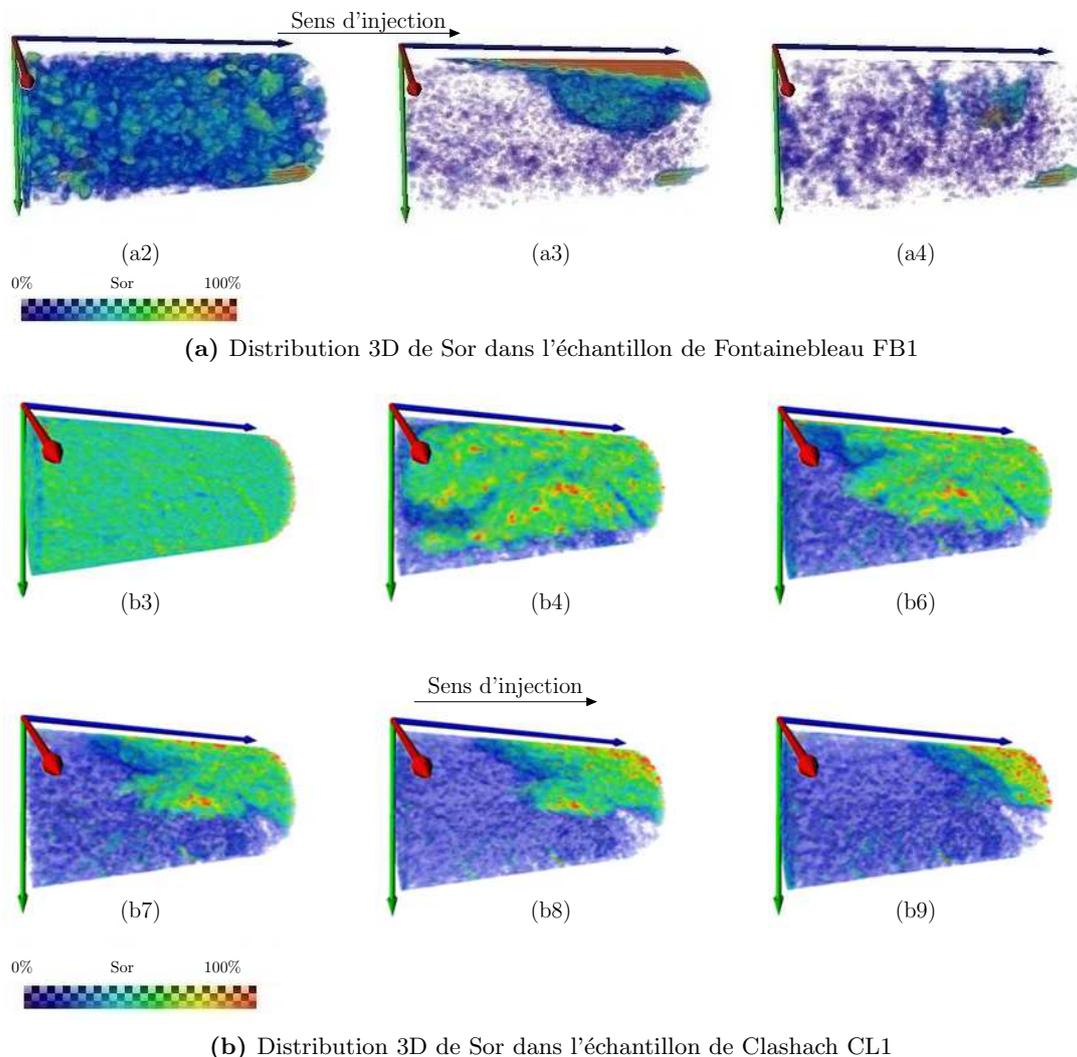


Figure III.9 – Analyse par Avizo de la distribution 3D de la saturation résiduelle d'huile.

Après l'injection d'eau, les distributions 3D de saturation résiduelle en huile sont homogènes

1. La notation des images sur les figures est similaire avec les profils de saturation

sur tout le volume des deux échantillons. En revanche, après injection de la solution KI contenant du tensioactif, on observe une migration de l'huile vers le haut de l'échantillon mettant en évidence les effets gravitaires qui induisent le caractère hétérogène de l'injection. Pendant l'injection du tensioactif, ces images montrent que les effets gravitaires sont très prononcés dans le cas de l'échantillon de Fontainebleau FB1 à cause de la valeur élevée du nombre de Bond. Celui-ci est de l'ordre de 2×10^{-4} contre une valeur de l'ordre de 2×10^{-5} pour l'échantillon de Clashach CL1. Cette différence est notamment due à l'écart important entre les valeurs de perméabilité absolue à l'eau des deux échantillons. Il faut signaler que ces effets gravitaires se manifestent en parallèle avec les forces visqueuses. Dans le cas d'injection du tensioactif à travers l'échantillon de FB1, le rapport moyen entre le nombre de Bond et le nombre capillaire est d'environ 14, alors que dans le deuxième cas le rapport est d'environ 0,8. On comprend pourquoi les angles de transition sur les profils de saturation (a3) et (b9) sont différents.

Calcul théorique de l'angle de déplacement d'huile

La figure III.10 schématise l'action vectorielle des forces visqueuses (\vec{F}_V) et les forces gravitaires (\vec{F}_G) sur la mobilisation de l'huile résiduelle dans les échantillons de Fontainebleau FB1 et Clashach CL1. La résultante des deux forces (\vec{F}_T) constitue la direction de l'huile pendant l'injection comme cela est montré sur la figure III.10. Il est possible d'estimer théoriquement l'angle formé avec l'axe horizontal (axe d'injection) (Ω) par la formule suivante :

$$\Omega \approx \arctan\left(\frac{|\vec{F}_G|}{|\vec{F}_V|}\right) = \arctan\left(\frac{N_b}{N_c}\right) \quad (\text{III.1})$$

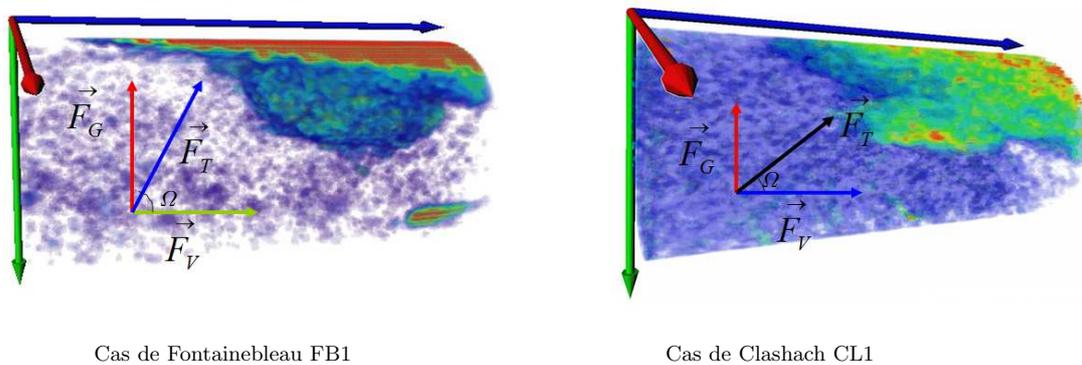


Figure III.10 – Schéma de principe montrant la direction de déplacement d'huile résiduelle dans le cas d'injection en position horizontale. Les deux images correspondent aux profils de saturation (a3) et (b9).

Les valeurs de Ω calculées dans le cas de l'échantillon de Fontainebleau FB1 et l'échantillon de Clashach CL1 (cas (a3) et (b9)) sont respectivement 86° et 40° . Ces valeurs sont relativement élevées par rapport à celles déterminées sur les profils de saturation (cf. figure III.8). Cette différence est peut être due à l'influence des hétérogénéités sur la forme des profils de saturation.

3.1.3 Indication de la pression

L'analyse de la pression différentielle pendant l'injection est très importante pour déterminer la stabilité de la saturation résiduelle et le calcul des perméabilités relatives. Dans les deux cas précédents, le profil de la pression différentielle est stable pendant l'injection d'eau parce que la saturation résiduelle ne varie pas beaucoup à l'exception du cas où la première valeur de la saturation résiduelle S_{or}^* est différente de la valeur de S_{ori} . C'est le cas pour le test effectué sur l'échantillon de grès de Clashach CL1 ($S_{ori} = 55\%$ et $S_{or}^* = 51\%$).

Concernant les tests d'injection de la solution du tensioactif, la pression différentielle est plus au moins en décroissance avec le nombre de volume de pores injecté. Pour l'échantillon de Fontainebleau FB1, la pression différentielle enregistrée est au-dessus de 1 mbar, soit la valeur minimale donnée par le capteur de pression. Cette valeur ne permet pas d'indiquer la stabilité de la saturation résiduelle. Cela est normal parce que la perméabilité de l'échantillon est de 5 Darcy et le débit d'injection est 1 cc/hr. Pour l'échantillon de Clashach CL1, la pression différentielle enregistrée pendant l'injection du tensioactif varie entre 1 à 15 mbar. Dans ce cas, la pression différentielle augmente progressivement pendant l'injection du premier VP de tensioactif jusqu'à ce qu'elle atteigne un pic, puis diminue progressivement (variation logarithmique en fonction de VP). En revanche, vu le débit d'injection très faible, les variations de pression enregistrées d'un VP à l'autre sont de l'ordre de 0,2 mbar.

3.1.4 Analyse des effluents après injection du tensioactif

Pour toutes les expériences d'injection du tensioactif, et ce point est très important à noter pour la suite de nos observations, les effluents récupérés à la sortie du milieu poreux sont identiques à la solution injectée. L'huile est récupérée sous forme d'émulsions en raison de la grande quantité de solution du tensioactif injectée. La taille des objets est très petite. Un test de vérification de la concentration de la solution SDBS récupérée à la sortie du milieu poreux a été effectuée sur toute la durée de l'expérience (test réalisé sur l'échantillon de grès de Clashach CL1).

La procédure consiste à doser des échantillons d'effluents récupérés après injection. Ce dosage est réalisé automatiquement à l'aide du titrateur automatique 11 postes Compact TitrioSampler 862. Le principe consiste à introduire la solution SDBS dans une solution biphasique eau/solvant MIBK/Ethanol mixte à 50/50 en volume. Sous forte agitation, la Hyamine 1622 est ajoutée à l'aide d'une burette automatique par incrémentation du volume. La Hyamine forme, avec la solution SDBS un complexe insoluble dans la phase aqueuse et soluble dans la phase organique. Au fil du dosage, le potentiel de la phase aqueuse mesuré par l'électrode ayant une forte affinité pour le tensioactif évolue. La courbe potentiométrique obtenue est tracée et le point équivalent est déterminé.

La figure III.11 montre la variation de la concentration du SDBS et le volume d'huile récupéré (le volume cumulé en % VP) en fonction du nombre du volume de pores injecté dans l'échantillon de grès de Clashach CL1. Ces résultats montrent une variation légère (incertitude estimée à 10 %) de la concentration du SDBS par rapport à la concentration de référence (10 g/l). De tels résultats indiquent que, lors de l'injection, l'adsorption n'implique que de faibles quantités par

rapport aux quantités injectées.

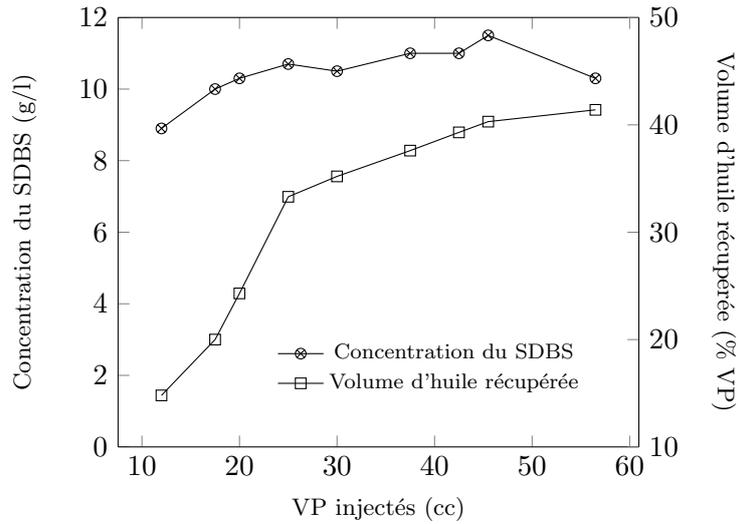


Figure III.11 – Analyse des effluents après injection de la solution du tensioactif.

3.2 Conclusions

Les deux tests effectués montrent l'efficacité de l'injection de tensioactifs à faible débit qui correspond à un nombre capillaire d'environ 10^{-5} . Cette valeur du nombre capillaire semble très faible pour mobiliser toute l'huile piégée après injection d'eau. En effet, l'état de saturation locale très hétérogène s'explique par la domination des effets gravitaires. Quand les effets capillaires sont très bas, l'huile monte vers la partie haute de la carotte et se déplace peu à peu sous l'effet des forces visqueuses. D'après Pennell *et al.* (1996), le nombre capillaire est majoré par un autre nombre adimensionnel : le nombre de Bond, défini par le rapport entre les forces de gravité et les forces capillaires. Dans notre cas, quand on injecte la solution KI sans tensioactif, la valeur du nombre de Bond est de l'ordre de 10^{-7} . Après ajout du tensioactif, cette valeur devient 10^{-4} , ce qui donne un nombre adimensionnel total (N_t) du même ordre de grandeur.

Ces conclusions nous permettront d'introduire le nombre de Bond dans la caractérisation de la CDC. Pour rappel, les équations du nombre total de piégeage (N_t) dans un cas horizontal et vertical sont respectivement :

$$N_t = \sqrt{N_c^2 + N_b^2} \quad (\text{III.2})$$

$$N_t = |N_c + N_b| \quad (\text{III.3})$$

4 Essais en position verticale

Les essais réalisés en position horizontale montrent que la prise en compte des effets gravitaires dans l'interprétation de la CDC est primordiale. En revanche, ces expériences relèvent de fortes hétérogénéités des profils de saturation résiduelle en huile pendant l'injection de la solution du tensioactif. En outre, à l'échelle du réservoir pétrolier, on suggère d'injecter du bas vers le haut du réservoir quand il s'agit d'un déplacement d'huile moins dense que la solution injectée. Ceci a pour but de maximiser la récupération d'huile et de limiter les agitations visqueuses dues aux effets gravitaires.

Dans cette partie, nous décrivons l'ensemble des essais réalisés en position verticale sur les échantillons de grès de Clashach et de Fontainebleau. Le but de ces expériences est de vérifier l'effet d'injection de la solution du tensioactif sur la saturation résiduelle en huile. Trois tests ont été réalisés sur les échantillons de CL1, CL2 et de Fontainebleau FB2. L'essai d'injection sur l'échantillon de CL1 a été effectué après un deuxième nettoyage ($\bar{S}_{wi} = 10.4\%$, $\bar{S}_{ori} = 49.1\%$: valeurs moyennes des profils S_{wi3} et S_{ori3} représentés sur la figure III.7 (a)). Les profils de saturation S_{wi} et S_{ori} des autres échantillons (FB2, CL2) sont représentés sur la figure III.5.

4.1 Résultats des CL1 et CL2

Le tableau III.7 et III.8 résument les différentes injections effectuées sur les échantillons de Clashach CL1 et CL2.

Test	Q (cc/hr)	σ_{ow} (mN/m)	N_c	N_b	VP	S_{or} (%)
Inject. d'eau KI 50 g/l						
(c1)	10	40	7,3E-8	2,7E-9		49,1
(c2)	100	40	7,3E-7	4,3E-9		49,4
Inject. de SDBS (1 %)						
(c3)	6	0,06	5,6E-5	1,5E-6	20	48,7
(c4)	50	0,06	4,7E-4	1,6E-6	84	35,8
(c5)	100	0,06	9,3E-4	1,6E-6	110	32,1
(c6)	300	0,06	2,8E-3	1,9E-5	221	5,1

Tableau III.7 – Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Clashach CL1 nettoyé.

Test	Q (cc/hr)	σ_{ow} (mN/m)	N_c	N_b	VP	S_{or} (%)
Inject. d'eau KI 40 g/l						
(d1)	10	40	7,6E-8	1,4E-9		43,3
(d2)	80	40	6,0E-7	3,4E-9		43,3
Inject. de SDBS (1 %)						
(d3)	2	0,1	1,0E-5	2,5E-6	42	19,6
(d4)	4	0,1	2,1E-5	4,9E-6	72	6,5

Tableau III.8 – Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Clashach CL2.

On remarque une légère variation de la saturation résiduelle d'huile (S_{or}) après l'injection

de la solution KI 50 g/l contenant du tensioactif à faible débit. La variation significative de la saturation résiduelle est obtenue entre l'injection à 100 cc/hr et 300 cc/hr . Contrairement aux tests précédents, le débit de désaturation de l'échantillon est très élevé, soit deux décades sur la valeur du nombre capillaire par rapport aux premiers tests. L'échantillon est quasiment désaturé d'huile après l'injection de 221 VP au total de la solution de KI 50 g/l contenant du tensioactif.

En revanche, ces observations ne sont pas confirmées par les résultats de saturation résiduelle d'huile obtenus après injection du tensioactif à travers l'échantillon de grès de Clashach CL2. En effet, la saturation résiduelle atteint la valeur de 6 % à la valeur du nombre capillaire de 2×10^{-5} et après injection de 72 VP au total de la solution de KI 40 g/l contenant du tensioactif. La seule différence entre les deux essais est la salinité de la solution de KI. Cette différence induit une diminution de la valeur de la tension interfaciale entre la solution SDBS et l'huile. La masse volumique et la viscosité de la solution KI 40 g/l contenant 1 % en poids de SDBS sont respectivement 1,026 g/cm^3 et 1,60 cP . Il est difficile de supposer que ce changement de salinité est la cause de la dispersion des résultats de la saturation en fonction du nombre capillaire.

4.1.1 Analyse des profils de saturation

Les profils de saturations locales sont représentés sur la figure III.12. Après injection de tensioactif, ils sont hétérogènes. Ces hétérogénéités sont plus importantes dans l'échantillon de Clashach CL1 que dans celle de Clashach CL2. En effet, pendant l'injection de la solution du tensioactif, la saturation résiduelle en huile diminue progressivement et plus fortement sur l'entrée et la sortie des deux échantillons que dans la partie centrale.

Les hétérogénéités de ces profils de saturation semblent corrélées avec les profils de porosité locale. Ceci est plus vrai pour l'échantillon de Clashach CL2 que pour l'échantillon de Clashach CL1. Cela signifie qu'un autre paramètre a joué sur le caractère plus hétérogène de l'injection observé dans l'échantillon de Clashach CL1. Il est possible que la vitesse d'injection ait joué un rôle important sur le degré des hétérogénéités des profils de saturation.

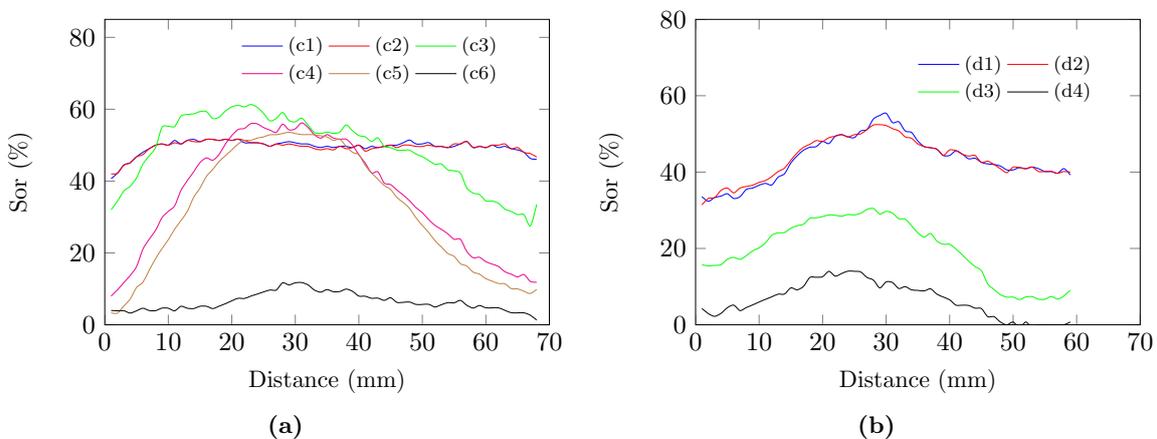
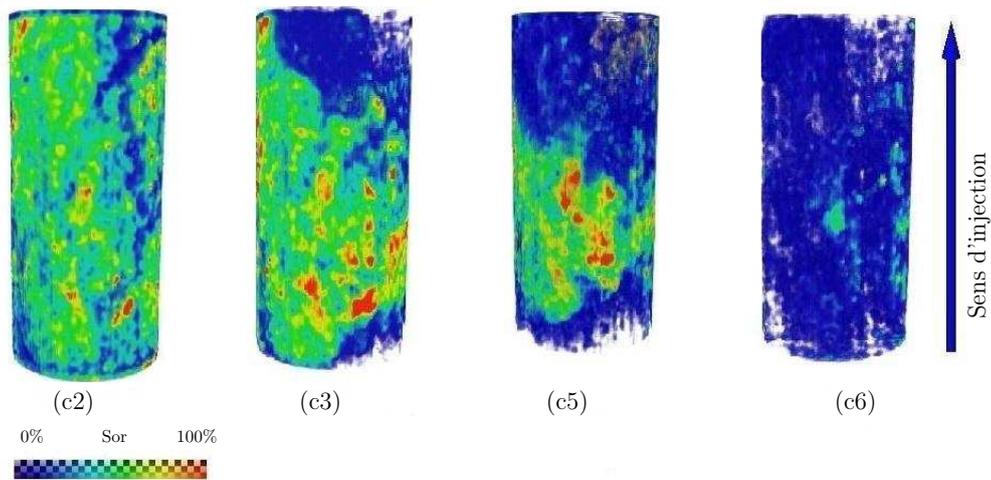


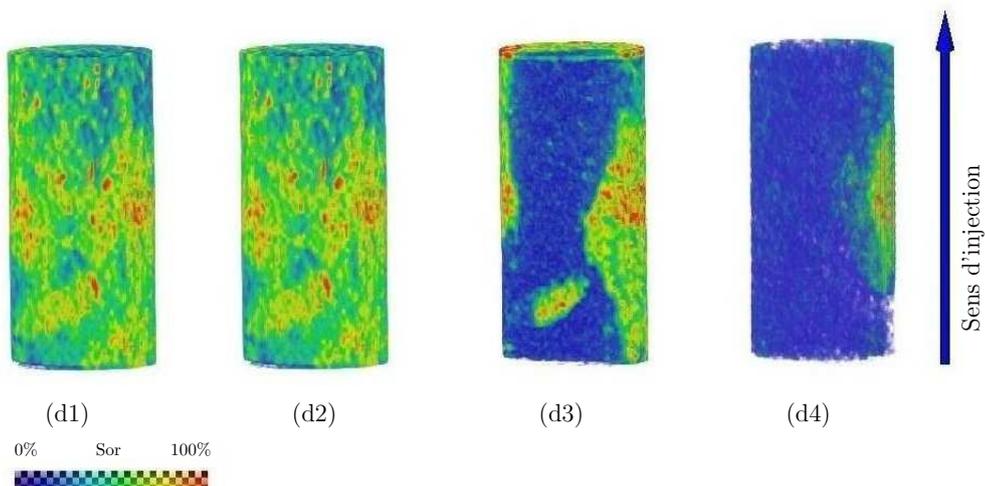
Figure III.12 — Profils de saturation résiduelle en huile obtenus après chaque injection en position verticale, (a) Clashach CL1 et (b) Clashach CL2.

4.1.2 Analyse 3D de la saturation

L'analyse des images 3D représentées sur la figure III.13 confirme les résultats des profils de saturation résiduelle en huile obtenus dans les expériences d'injection en position verticale. Dans la séquence d'images 3D, nous observons que l'huile est piégée au centre de l'échantillon lors de l'injection de la solution du tensioactif. Comme cela a été mentionné plus haut, cette partie de l'huile piégée est mobilisée à faible nombre capillaire dans l'échantillon de Clashach CL2 et deux décades en plus dans l'échantillon de Clashach CL1. Des chemins préférentiels peuvent être créés au cours du déplacement de l'huile résiduelle. Ils semblent plus prononcés dans l'échantillon CL1 que dans l'échantillon CL2.



(a) Distribution 3D de Sor dans l'échantillon de Clashach CL1



(b) Distribution 3D de Sor dans l'échantillon de Clashach CL2

Figure III.13 – Analyse 3D de la distribution d'huile dans les échantillons de Clashach CL1 et CL2.

4.2 Résultats du Fontainebleau FB2

Ce test a été réalisé pour vérifier les résultats obtenus sur les échantillons de grès de Clashach CL1 et CL2. Le tableau III.9 résume les différents balayages effectués sur l'échantillon de grès de Fontainebleau FB2 et les saturations résiduelles moyennes correspondantes. On remarque qu'après injection de 37 VP de tensioactif à faible débit ($Q = 2-8 \text{ cc/hr}$), la saturation résiduelle moyenne atteint une valeur très faible de l'ordre de 5 %. Le débit d'injection de la solution tensioactif a été augmenté pour optimiser le temps d'injection parce qu'on estime qu'un facteur 2 à 4 sur les faibles nombres capillaires a le même impact sur la variation de la saturation résiduelle. Ces résultats confirment ceux obtenus sur l'échantillon de grès de Clashach CL2. Les profils de saturation résiduelle en huile sont représentés sur la figure III.14. Comme on

Test	Q (cc/hr)	σ_{ow} (mN/m)	N_c	N_b	VP	S_{or} (%)
Inject. d'eau KI 40 g/l						
(e1)	20	40	1,5E-8	5,5E-9		25,3
(e2)	80	40	6,0E-7	4,8E-9		26,1
Inject. de SDBS (1 %)						
(e3)	2	0,1	9,1E-6	5,8E-6	10	22,2
(e4)	8	0,1	3,6E-5	1,1E-5	24	17,5
(e5)	8	0,1	3,6E-5	1,4E-5	37	5,1

Tableau III.9 – Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Fontainebleau FB2.

voit sur cette figure, après injection de la solution du tensioactif à bas nombre capillaire (faible débit d'injection $Q = 2-8 \text{ cc/hr}$), la saturation résiduelle varie en diagonale. C'est-à-dire que la saturation est plus faible à l'entrée et qu'elle augmente sur la longueur de l'échantillon. Cela n'est évidemment pas dû aux effets gravitaires comme on l'a expliqué dans la section précédente (résultats d'injection en horizontal obtenus sur le Clashach CL1). Ce qui est remarquable, c'est la similarité entre le profil de porosité locale et les profils de saturation (e3-e5). En revanche, la saturation résiduelle locale est proportionnelle à la valeur de la porosité locale, ce qui ne correspond pas à la conclusion obtenue sur l'échantillon de grès de Clashach CL2.

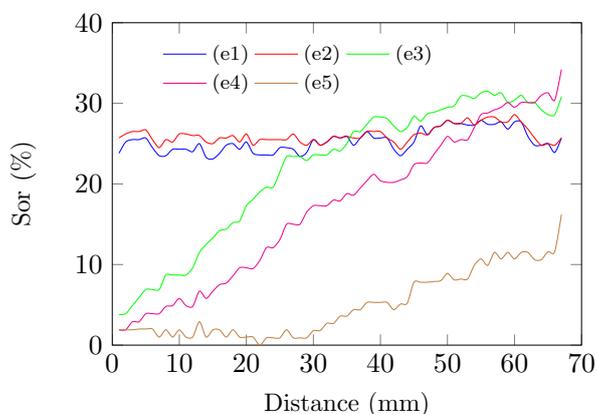


Figure III.14 – Profils des saturations résiduelles locales obtenues sur l'échantillon de FB2.

4.2.1 Analyse 3D de la saturation

L'analyse images 3D montre que la distribution de la saturation résiduelle en huile est hétérogène après injection de la solution du tensioactif. Elle confirme les résultats obtenus sur les profils de saturation. Comme nous l'avons précisé précédemment, ces images 3D confirment que ces hétérogénéités ne sont pas créées par les effets gravitaires mais plutôt par la présence des chemins préférentiels. Les images 3D après injection montrent ainsi une forte densité de saturation sur la partie extérieure de l'échantillon ($L = 3-7 \text{ cm}$) par rapport à la partie centrale (cf. figure III.15). Après injection de la solution du tensioactif, la partie centrale de l'échantillon se désature d'huile tandis que la partie extérieure reste chargée en huile (coupes XZ des images e3 et e4).

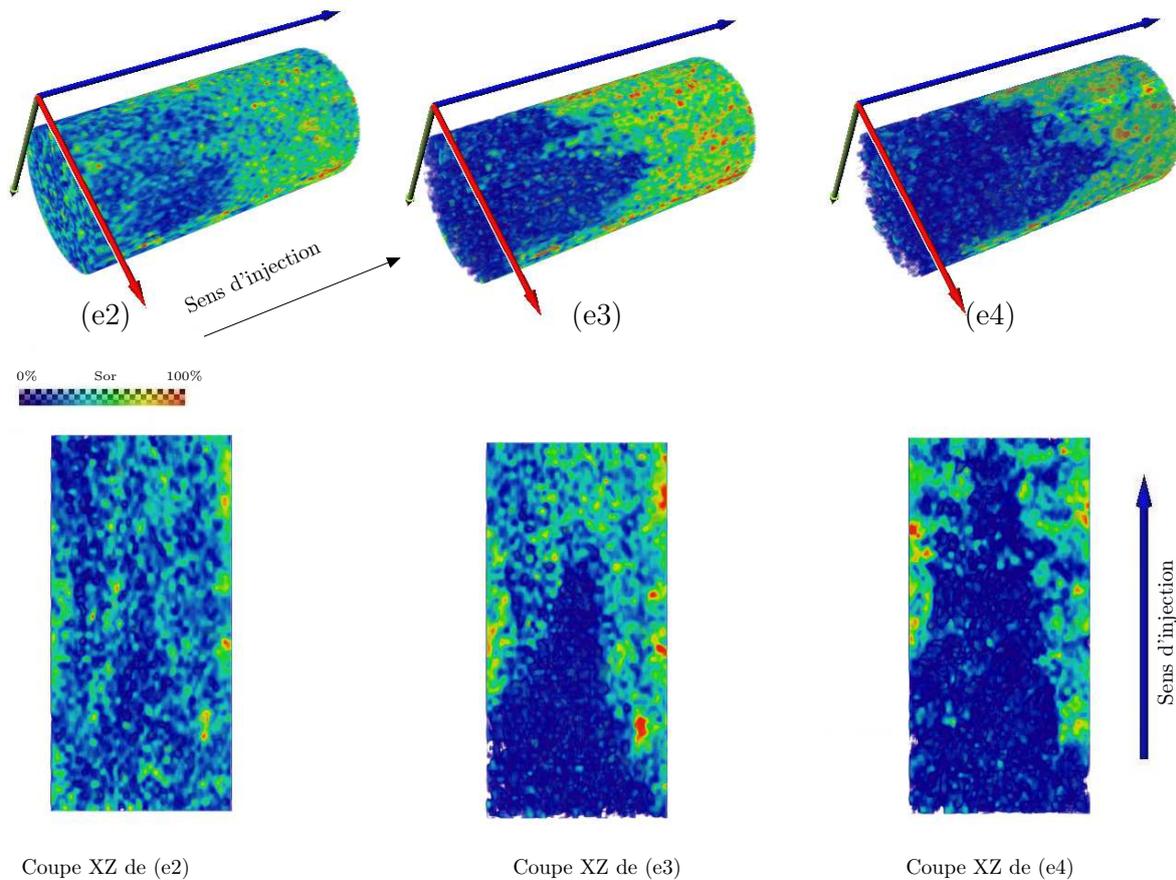


Figure III.15 – Analyse 3D de la saturation résiduelle en huile dans l'échantillon de FB2.

4.3 Conclusions

Les trois expériences réalisées en position verticale sur les échantillons de grès de Clashach CL1, CL2 et de Fontainebleau FB1, montrent la présence d'hétérogénéités de saturation considérables pendant l'injection de la solution du tensioactif à faible débit. Ces hétérogénéités semblent corrélées avec les profils de porosité locale. En revanche, la variation de la saturation résiduelle locale est très importante et dépasse les variations des profils de porosité locales.

5 Résultats des CDC

La figure III.16 illustre les courbes de désaturation capillaire obtenues à partir de divers tests effectués en position verticale et horizontale. Les courbes représentées correspondent aux résultats des tableaux III.5, III.6, III.7, III.8 et III.9. Ces courbes traduisent la variation de la saturation résiduelle normalisée en fonction du nombre total de piégeage (N_t , pour prendre en compte les forces gravitaires). La saturation résiduelle est normalisée par rapport à la première valeur de saturation résiduelle obtenue après injection d'eau.

Le nombre N_t critique des échantillons de grès de Fontainebleau FB1 et de grès de Clashach CL1 n'est pas défini d'une manière précise dans les expériences d'écoulement horizontal. Comme il a été mentionné dans la section 2, la saturation résiduelle en huile diminue de manière significative à bas nombre capillaire. Dans un premier temps, nous avons précisé que cela était dû aux effets gravitaires et notamment à la valeur du nombre de Bond, surtout dans le cas de l'échantillon de FB1 où la valeur du nombre de Bond est de l'ordre de 10^{-4} . A l'exception du test vertical réalisé sur l'échantillon de Clashach CL1, les CDC obtenues en écoulement vertical confirment celles obtenues en écoulement horizontal. C'est le cas si on compare la CDC de Clashach CL2 obtenue dans des conditions d'injection en vertical et la CDC de Clashach CL1 en horizontal.

Pour le Clashach CL1, le nombre N_t critique obtenu dans l'expérience d'écoulement vertical est extrêmement élevé par rapport aux données des autres CDC. Cela est dû aux effets des hétérogénéités locales très prononcés (cf. figure III.13) qui décalent considérablement la CDC vers les grandes valeurs de nombre capillaire. En effet, l'huile résiduelle est mobilisée par des nombres capillaires extrêmement élevés par rapport aux autres tests. Ceci est la conséquence d'une partie locale de l'huile piégée au centre de l'échantillon qui exige un débit très élevé pour être mobilisée. Cette expérience montre clairement que les hétérogénéités locales qui ne sont pas capturées par les propriétés pétrophysiques peuvent avoir des conséquences considérables sur la valeur du nombre capillaire critique et principalement la position de la courbe de désaturation capillaire.

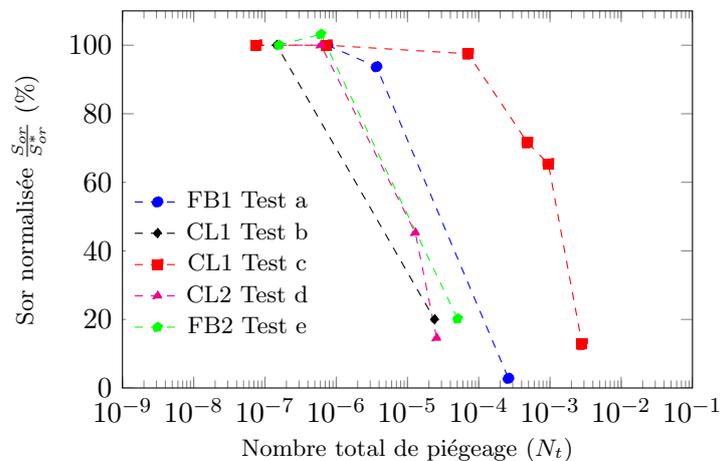


Figure III.16 – Courbes de désaturation capillaire obtenues en écoulement vertical et horizontal.

6 Observations complémentaires à l'échelle du réservoir

Nous présentons dans cette partie, les résultats des simulations numériques des déplacements diphasiques effectuées avec le simulateur OpenFlow. Dans un premier temps, nous présentons une description simplifiée du simulateur OpenFlow et les jeux de données prises pour la simulation d'un déplacement d'huile par injection d'eau et par injection de la solution de tensioactif (modèle géométrique, propriétés pétrophysiques). Ensuite, nous montrons les résultats préliminaires des simulations numériques obtenus dans deux types de configurations d'écoulement : écoulement horizontal et vertical.

6.1 Présentation du simulateur

OpenFlow est un environnement développé par la compagnie Beicip-Franlab et IFP Energies Nouvelles, il regroupe plusieurs logiciels comme cela est montré sur la figure III.17. Nous nous intéressons ici à Puma Flow, qui est un simulateur d'écoulement basé sur la résolution des équations d'écoulement diphasique des fluides dans les milieux poreux.

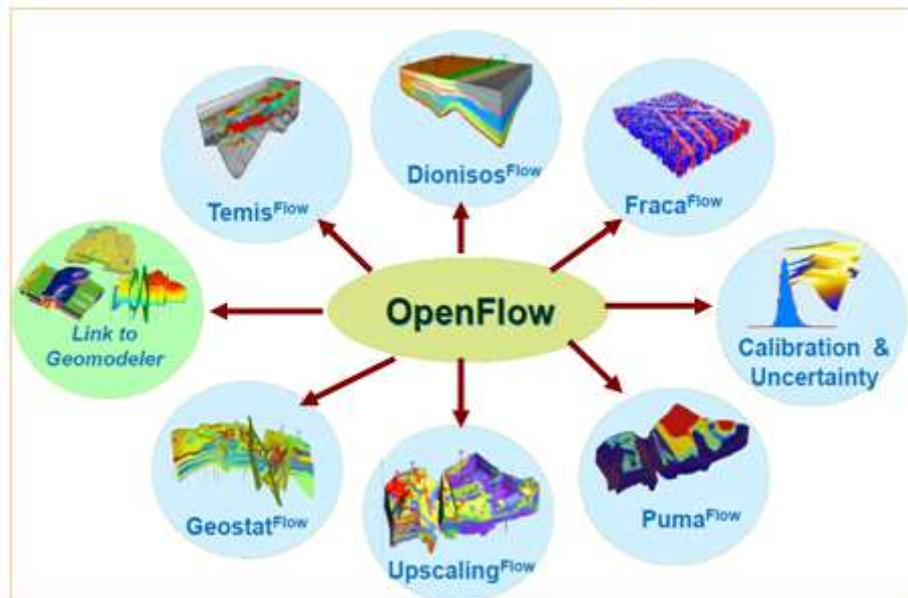


Figure III.17 – Les bases d'OpenFlow.

La résolution de ces équations d'écoulement nécessitent de définir des variables d'entrées et des variables de sorties. Les données d'entrées du Puma flow sont :

- la géométrie du réservoir et plus particulièrement le nombre de cellules selon les trois directions, la taille de la grille, les pas du maillage,
- les propriétés pétrophysiques (porosité, perméabilité). Il faut spécifier les perméabilités horizontales et les perméabilités verticales,
- les perméabilités relatives et les pressions capillaires. Ces données sont insérées soit à l'aide d'une formule analytique ou via une tabulation,
- la compressibilité de la roche et les données de PVT (pression, volume et température),
- les conditions initiales, de température, de pression et le contact eau-huile,

- l'aspect numérique : cette section définit les caractéristiques du schéma numérique utilisé pour la résolution des équations discrétisées (temps de calcul, pas de temps, critères de convergence),
- les données des puits : l'emplacement, leurs natures (injection ou production), leurs complétions et les paramètres de production et d'injection (par exemple pression d'injection, débit de production imposé).

Dans notre cas, nous nous intéressons à une seule variable de sortie qui concerne l'évolution du champ de saturation d'huile en fonction du temps. En effet, les simulations numériques ont été réalisées sur un modèle géométrique très petit par rapport à la taille d'un réservoir pétrolier. Le modèle géométrique a une forme d'un parallélépipède de dimension similaire à la taille des carottes utilisées dans les expériences d'injection des fluides aux laboratoires. Les dimensions L_x , L_y et L_z sont respectivement 83 mm , 35 mm , 35 mm . Le nombre de mailles suivant les axes x , y et z sont respectivement 83, 1 et 35.

Données pétrophysiques

Les données de pressions capillaires eau-huile (injection d'eau avec et sans tensioactif) et les perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau sont représentées sur la figure III.18. La courbe de pression capillaire dans le cas d'injection d'eau est générée à l'aide des données de porosimétrie mercure. Pour le cas d'injection de la solution de tensioactif, on multiplie la pression capillaire eau-huile par la tension interfaciale ($\sigma = 0,06\text{ Dynes/cm}$). La valeur de la saturation irréductible en eau (S_{wi}) est supposée égale à 0,10 tandis que la valeur finale de la saturation résiduelle en huile (S_{or}) pour une pression capillaire positive est égale à 0,8. Les courbes de perméabilités relatives K_{rw} et K_{ro} sont générées via une tabulation. On suppose que la variation de K_{ro} et K_{rw} est similaire dans les deux cas : injection d'eau et injection de tensioactif.

L'injection de la solution de tensioactif est simulée uniquement par le changement de la pression capillaire par rapport à l'injection d'eau. Ces simulations ne prennent pas en compte l'adsorption de tensioactif sur la roche et la discontinuité de l'huile.

Deux types de modèles ont été choisis : un modèle d'écoulement horizontal et vertical. Pour les deux cas, des cartes de porosité et de perméabilité sont attribuées au modèle géométrique. La carte de porosité est déterminée par conversion des niveaux de gris récupérés sur les images scanner des carottes en valeur numérique de porosité. La porosité locale ϕ_i est déterminée par l'équation suivante :

$$\phi_i = \bar{\phi} \times \frac{\bar{CT}}{CT_i} \quad (\text{III.4})$$

où \bar{CT} et CT_i sont respectivement le niveau de gris moyen et locale et $\bar{\phi}$ la porosité moyenne mesurée au laboratoire. Pour adapter le champ de porosité au nombre de mailles choisies, nous avons appliqué une méthode d'upscaling (moyenne arithmétique). Un exemple est montré sur la figure III.19. Dans notre cas, le modèle de perméabilité est supposé en corrélation exponentielle avec le modèle de la porosité. La perméabilité de chaque maille K_i est déterminée par l'équation suivante :

$$K_i = \bar{K} \times e^{\phi_i - \bar{\phi}} \quad (\text{III.5})$$

où \bar{K} est la perméabilité absolue à l'eau mesurée au laboratoire. Pour comparer entre les résultats du cas horizontal et ceux du cas vertical sur le même modèle, le maillage $83 \times 1 \times 35$ adapté à l'écoulement horizontal (en imposant un écoulement selon l'axe X) est transformé en maillage $35 \times 1 \times 83$ dans le cas vertical (en imposant l'écoulement selon l'axe Z).

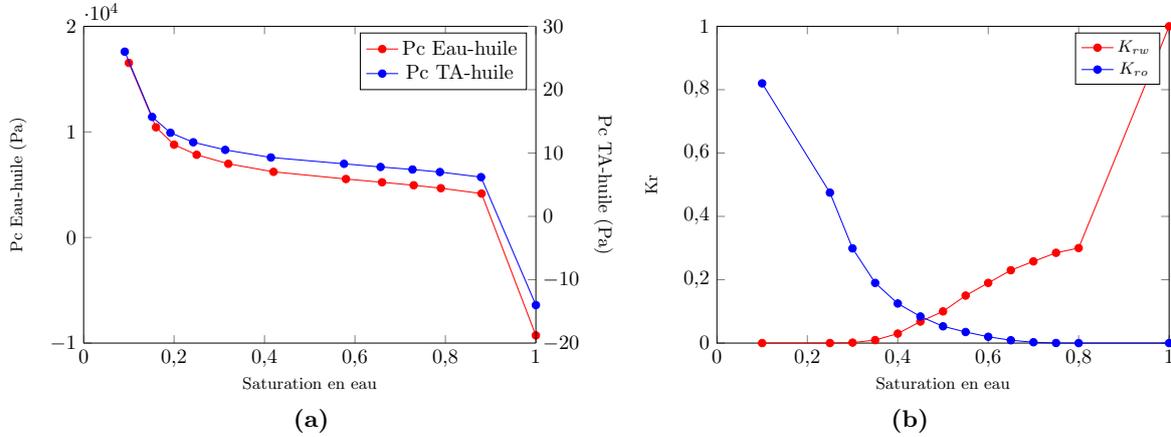


Figure III.18 – (a) modèles de pression capillaire et (b) perméabilités relatives choisies pour les simulations numériques.

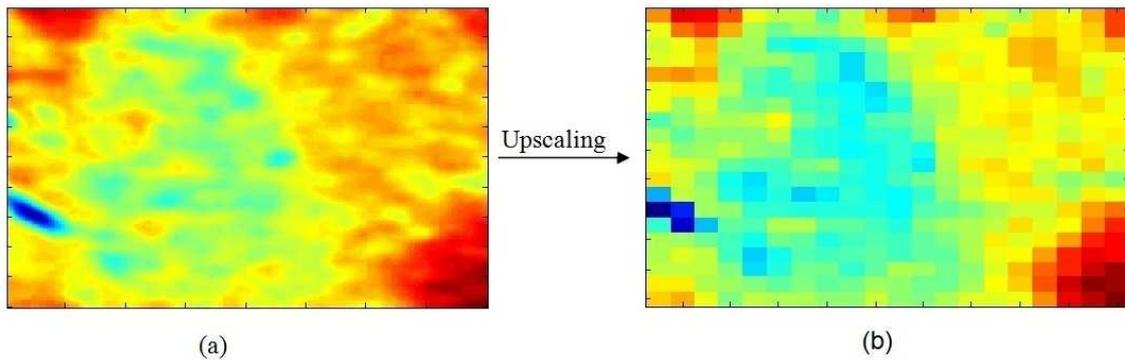


Figure III.19 – Champ de porosité déterminée par moyenne arithmétique.

6.2 Résultats et discussion

Le changement d'échelle accélère le temps de calcul des simulations, mais réduit les hétérogénéités du modèle initial (cf. figure III.19). Les simulations présentées ci-dessous se focalisent essentiellement sur l'effet du nombre capillaire et du nombre de Bond sur le déplacement d'huile par l'eau. Il est ainsi difficile de quantifier les effets des hétérogénéités du milieu poreux avec un modèle où l'huile résiduelle est considérée comme une phase continue.

Quatre cas de simulations ont été réalisés suivant la valeur du nombre de Bond. En effet, nous fixons la valeur du nombre capillaire dans chaque type d'injection (injection d'eau ou injection de tensioactif) et on varie la différence de densité eau-huile pour obtenir plusieurs valeurs possibles du nombre de Bond. Les différents cas sont résumés dans le tableau III.10. Les valeurs moyennes de la perméabilité absolue et de la porosité dans le modèle choisi sont respectivement 350 md et 13% .

Test	Q (cc/hr)	μ_w (cP)	N_c	$\Delta\rho$ (g/cc)	N_b
Inject. d'eau					
(S1)	3	1,75	3,0E-8	0,3	8,0E-9
(S2)	3	1,75	3,0E-8	1,2	3,2E-8
Inject. de tensioactif					
(S3)	3	1,75	2,0E-5	0,3	5,2E-6
(S4)	3	1,75	2,0E-5	1,2	2,1E-5

Tableau III.10 – Nombres adimensionnels calculés dans différents cas de simulation.

Résultats du cas horizontal

Les profils de saturation résiduelle en huile dans le cas d'injection d'eau (cas S1 et S2) et de tensioactif (cas S3 et S4) en position horizontale sont présentés sur la figure III.20. Ces profils sont calculés suivant la direction d'injection. Dans les cas S1 et S3, on remarque un effet considérable du nombre de Bond sur les profils de saturation. Ils sont très accentués (angles de transition entre les saturations faibles et élevées) dans le cas d'injection de tensioactif. Ces observations sont confirmées dans les cas S4 où la valeur de nombre de Bond est 4 fois supérieure par rapport au cas S3.

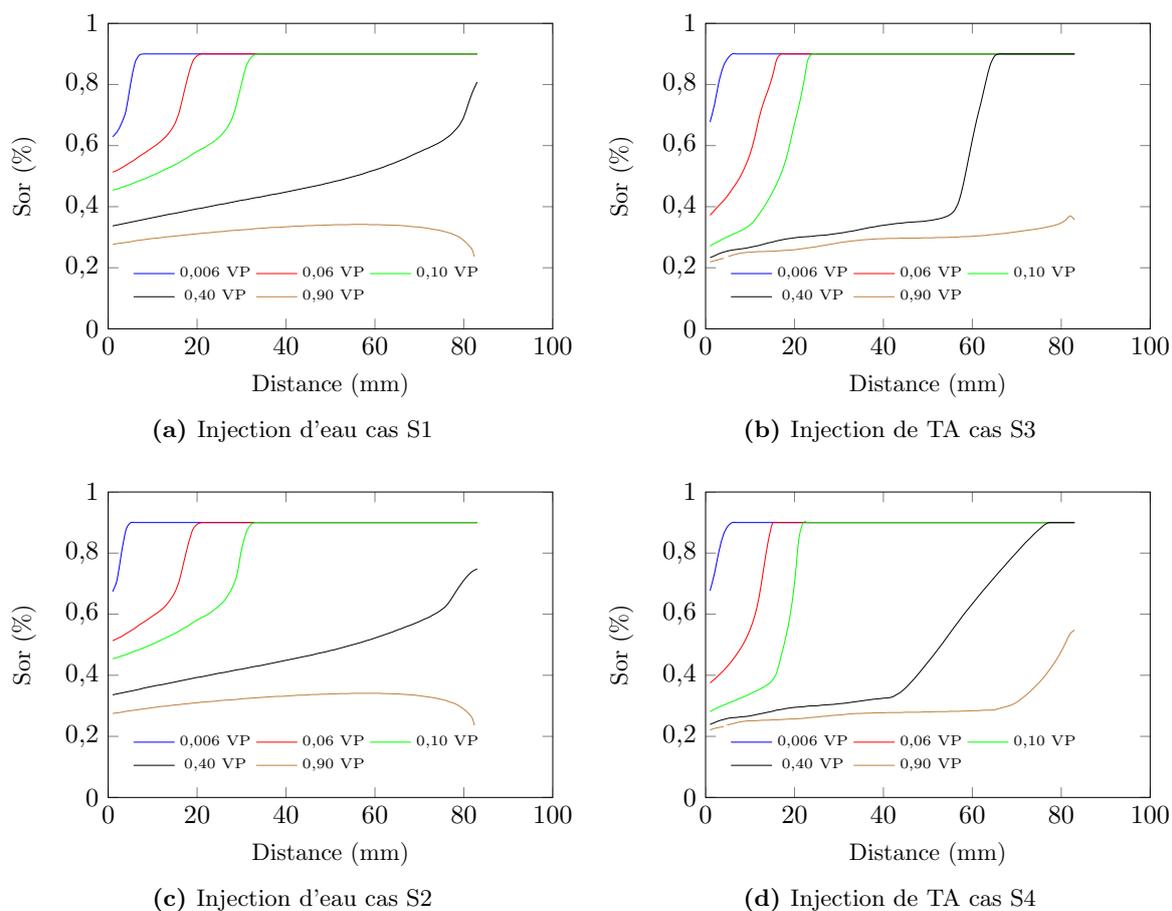


Figure III.20 – Profils de saturation résiduelle d'huile obtenus dans le cas d'injection d'eau en position horizontale.

Les images 2D montrent que l'avancement du front est totalement différent entre l'injection de tensioactif et l'injection d'eau. On remarque un effet gravitaire sur le front du déplacement de la phase huile. Un exemple de l'évolution de la saturation résiduelle dans les deux cas est représenté sur la figure III.21. En effet, dans le cas d'injection d'eau, la valeur de nombre de Bond a très peu d'influence sur le déplacement de l'huile dans le cas S1 car le nombre capillaire est supérieur au nombre de Bond. En revanche, dans ce cas, les forces capillaires sont dominantes (cf. gradient de saturation sur les images (a)). Dans le cas S2, la valeur de nombre du Bond est supérieure à la valeur du nombre capillaire. Par conséquent, on obtient des effets gravitaires sur le déplacement de l'huile mais le gradient de saturation est toujours élevé parce que les forces capillaires sont toujours dominantes (N_c et $N_b < 10^{-7}$).

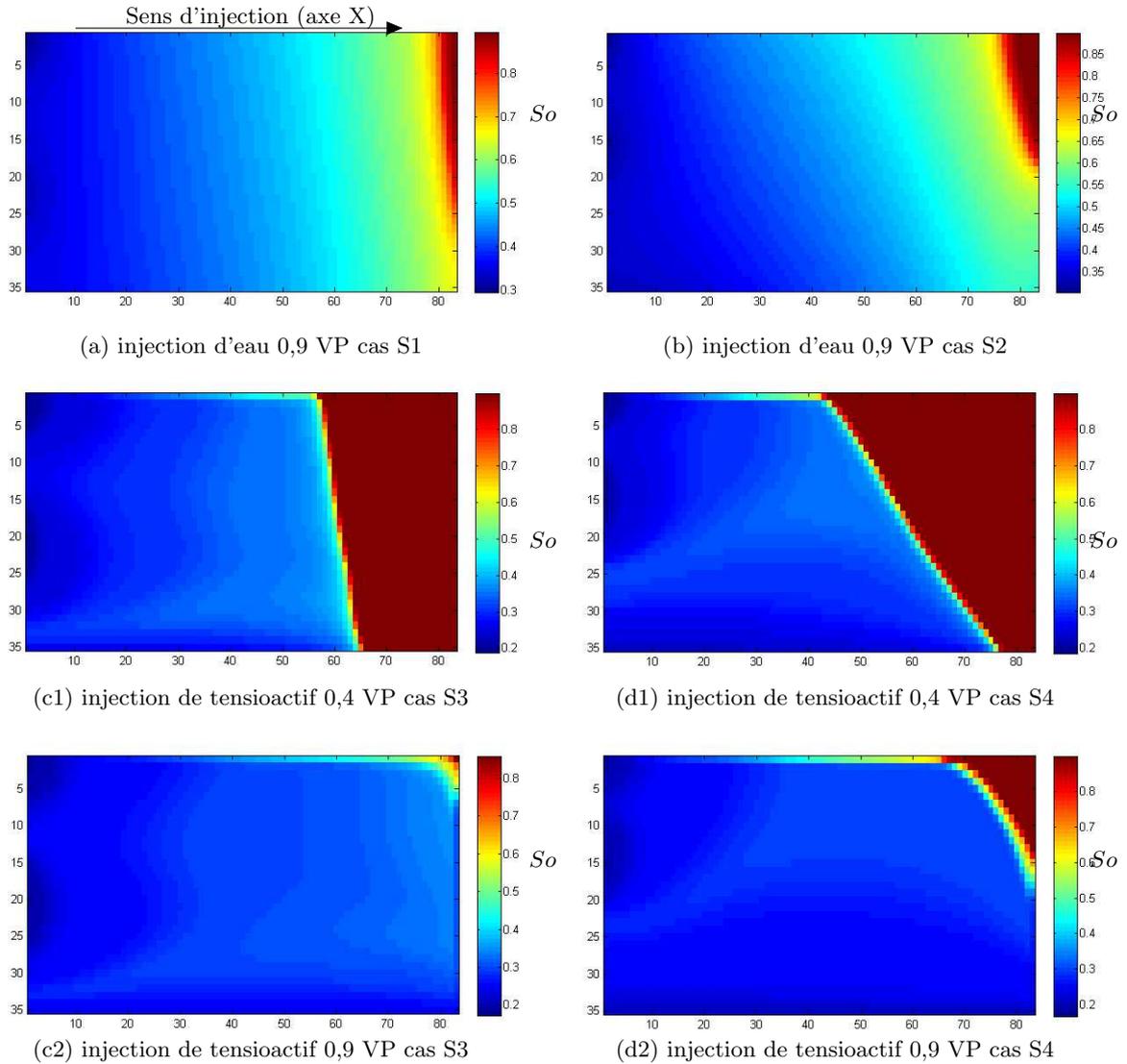


Figure III.21 – Avancement du front d'eau en écoulement horizontal : cas d'injection d'eau (S1 et S2) et cas d'injection de tensioactif (S3 et S4).

Dans le cas d'injection de tensioactif, on se retrouve dans les mêmes situations que les cas S1 et S2, mais avec des forces capillaires très basses. Par conséquent, après passage du tensioactif, la saturation devient très basse et le gradient de saturation est très faible (cf. images (c1) et (d1)).

Dans le cas S3, la valeur du nombre de Bond est inférieure à la valeur du nombre capillaire, les effets gravitaires sont présents mais dominés par les forces visqueuses comme dans le cas S1 (injection d'eau). La différence entre le cas S1 et S3 est dans la concentration de l'huile qui s'accumule dans la partie haute de l'échantillon (comparaison entre les images (a) et (c2)). Les mêmes observations sont acquises lors de la comparaison entre les cas S2 et S4 (comparaison entre les images (b) et (d1)). Enfin, dans un régime où les forces gravitaires sont élevées (cas S4 $N_b \approx N_c$ et $N_b > 10^{-5}$) on observe un déplacement d'huile significatif vers la partie haute (direction z).

Résultats du cas vertical

Les profils de saturation obtenus dans le cas d'injection d'eau et de tensioactif en position verticale dans le même modèle sont présentés sur la figure III.22. On remarque que les profils de saturation dans chaque type d'injection (injection d'eau ou injection de tensioactif) ne sont pas influencés par le nombre de Bond. En revanche, il y a une différence entre les profils de saturation d'huile obtenus dans le cas d'injection d'eau avec ceux obtenus dans le cas d'injection de tensioactif.

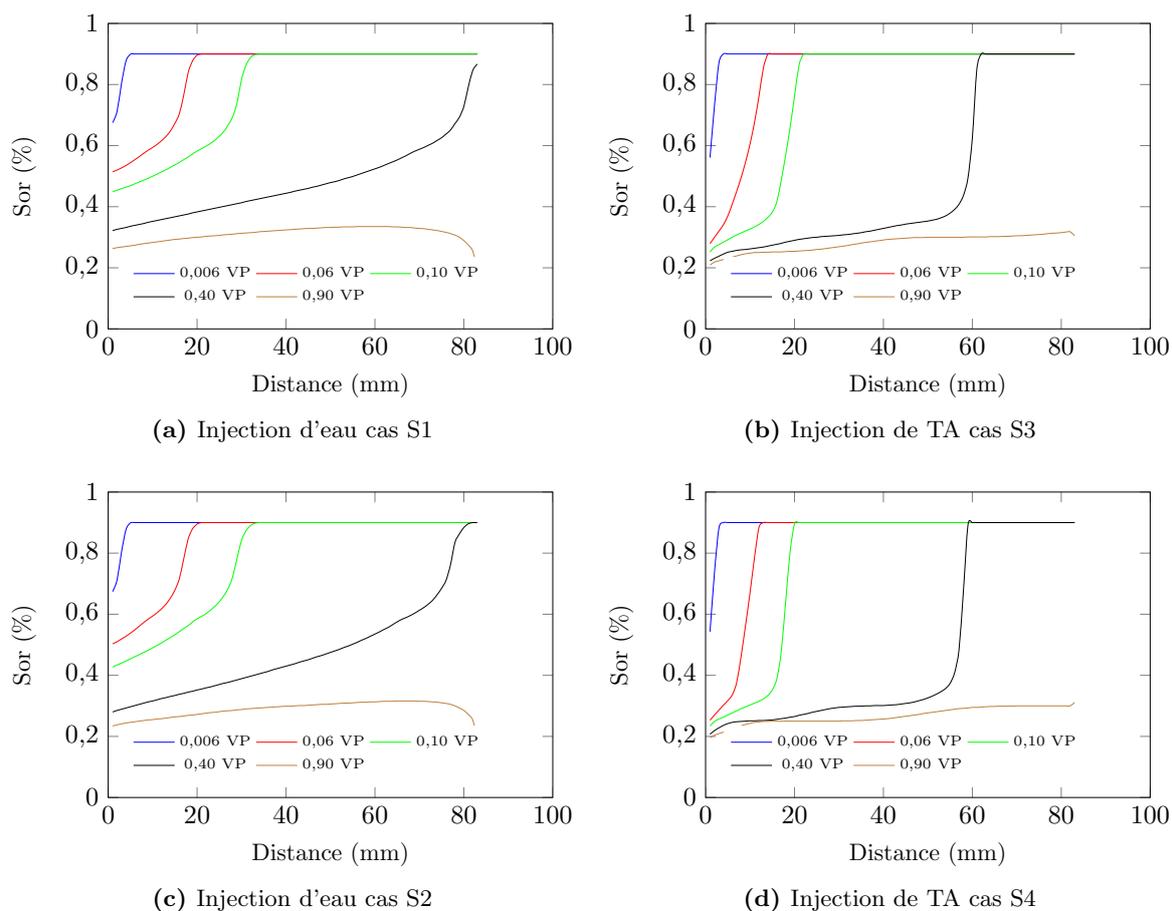


Figure III.22 – Profils de saturation résiduelle d'huile obtenus dans le cas d'injection d'eau en position verticale.

Les images 2D dans le cas d'injection d'eau (cas S1 et S2) montrent que le front du dépla-

cement est similaire à celui observé dans le cas horizontal (présence de gradient de saturation élevé le long de la ligne d'injection), mais on n'observe pas l'effet du nombre de Bond parce que les forces gravitaires agissent dans le même sens que les forces visqueuses (cf. images (a) et (b) sur la figure III.23). Les mêmes conclusions sont acquises dans le cas d'injection de la solution de tensioactif (cf. images (c) et (d) sur la figure III.23). Ce qu'il faut signaler aussi sur l'injection de tensioactif en position verticale est la présence de certaines hétérogénéités de la saturation résiduelle en huile au cours de temps.

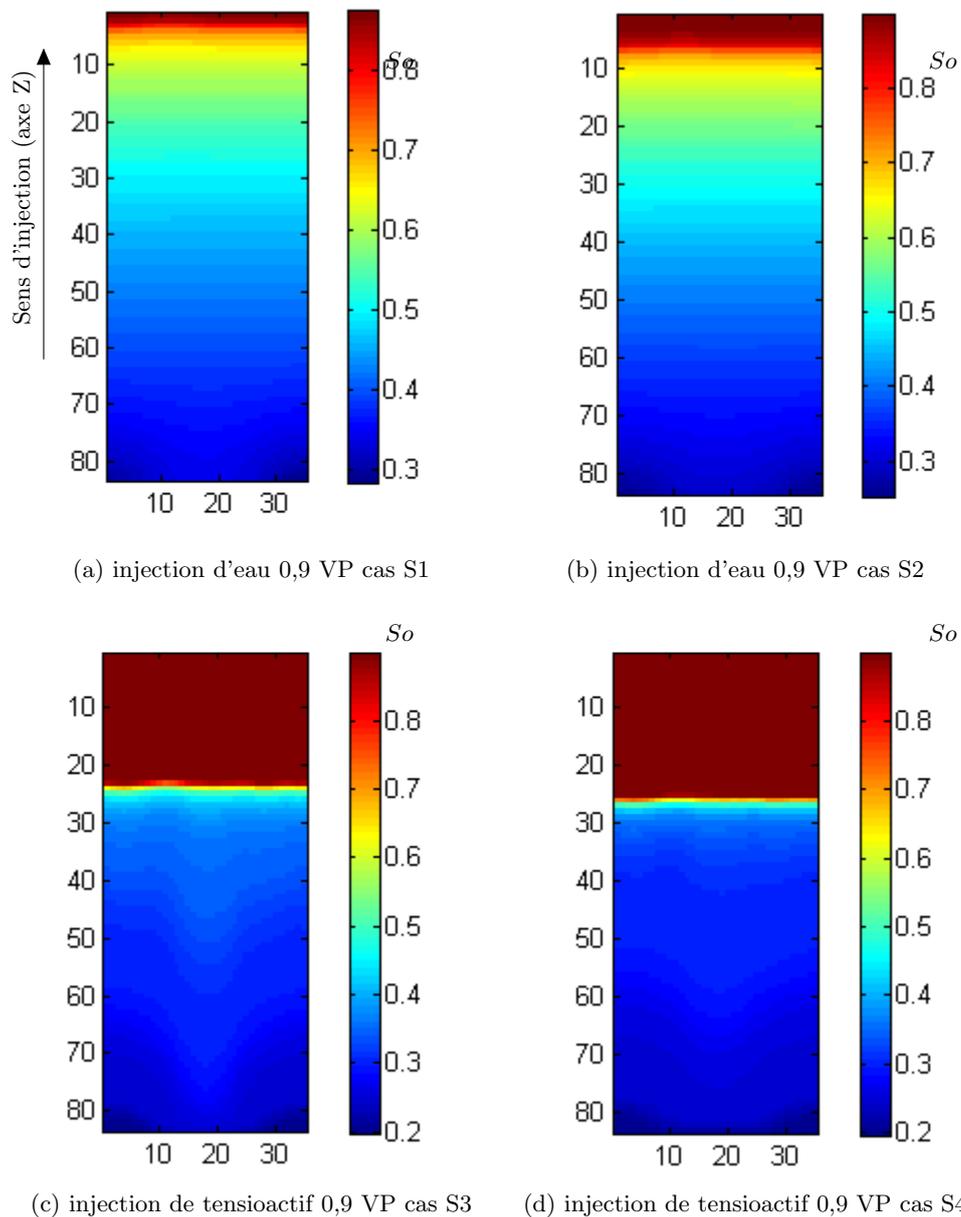


Figure III.23 – Avancement du front d'eau en écoulement vertical : cas d'injection d'eau (S1 et S2) et cas d'injection de tensioactif (S3 et S4).

7 Conclusion du chapitre III

Nous avons montré dans ce chapitre la faisabilité de la méthodologie expérimentale suivie à travers les différentes observations acquises sur les différents tests effectués en variant la position d'injection. Cette méthodologie couple les essais d'injection sur carotte et l'observation des profils de saturation par scanner. Ainsi, il nous a été possible d'observer après chaque étape d'injection de saumure avec ou sans tensioactif, la répartition spatiale de l'huile résiduelle dans la carotte.

Nous avons vu dans la première et la deuxième partie de ce chapitre, l'apport fourni par l'analyse tomographique par rayons X en terme de caractérisation des hétérogénéités dans les milieux poreux. Ces hétérogénéités ont été évaluées grâce aux profils TRX obtenus à l'état sec et l'état saturé. Les profils TRX permettent de déterminer la porosité locale de chaque échantillon. Ce paramètre est ensuite utilisé pour évaluer l'état des profils de saturation obtenus après les cycles de drainage et d'imbibition. En plus de la dépendance de la saturation résiduelle en huile avec les propriétés pétrophysiques macroscopiques, nous avons constaté une certaine dépendance des profils de saturation résiduelle en huile avec les propriétés locales du milieu poreux telle que la porosité locale.

Sur l'ensemble des tests d'injection effectués sur les échantillons de grès de Fontainebleau et de Clashach, nous avons constaté une compétition entre les forces de gravité en plus des forces visqueuses et des forces capillaires, sur le déplacement de l'huile par la solution KI contenant des tensioactifs. L'effet des forces de gravité a été mis en évidence par des essais d'injection en position horizontale. L'analyse des profils de saturation locale en huile et le traitement des images issues du scanner par les logiciels Image J et Avizo, ont permis d'observer clairement la migration de l'huile vers la partie haute de l'échantillon. Cet effet est d'autant plus prononcé que la perméabilité de l'échantillon est élevée. Ces essais montrent qu'il faut impérativement tenir compte des effets de gravité lors de la caractérisation de la CDC.

En outre, les expériences d'injection réalisées en position verticale montrent des hétérogénéités très importantes des profils de saturation résiduelle. Ces hétérogénéités sont créées dès l'injection de la solution du tensioactif. Elles sont considérées comme anormales en partant de l'hypothèse que l'injection en position verticale (de bas en haut) conditionne un sens d'action unique des forces gravitaires et des forces visqueuses sur la mobilisation de l'huile résiduelle. Dans les trois tests réalisés, la relation de ces hétérogénéités avec la porosité locale semble écartée, elles sont probablement dues aux chemins préférentiels créés dès injection de quelques volumes de pores de la solution du tensioactif. Dans ce cas, la porosité locale peut jouer sur la manière dont ces chemins préférentiels se développent au fur et à mesure de l'injection du tensioactif à travers le milieu poreux.

En ce qui concerne la caractérisation de la CDC, nous avons constaté que la saturation résiduelle tend vers des valeurs faibles pour un nombre capillaire de l'ordre de 10^{-5} à l'exception de l'essai vertical réalisé sur l'échantillon de CL1. La formulation du tensioactif injecté ne permet pas de caractériser d'une manière précise la CDC, parce que le plus faible débit de la pompe utilisé et une tension interfaciale de l'ordre de 10^{-1} désaturent totalement l'huile résiduelle à travers les carottes. Cela est en désaccord avec la plupart des résultats de la littérature qui rapporte un nombre capillaire autour de 10^{-3} .

Une étude complémentaire par simulation numérique à l'échelle de réservoir montre que les effets gravitaires jouent un rôle très important dans le déplacement de l'huile résiduelle quand la pression capillaire est très faible dans le milieu poreux. Les simulations numériques présentées ne prennent pas en compte le mécanisme de mobilisation de l'huile à l'échelle du pore, mais elle fournissent des éléments de compréhension très intéressants et elles confirment les résultats obtenus sur les expériences réalisées en écoulement horizontal.

En outre, nous avons soulevé de nombreuses questions : la CDC dépend-elle des fluides ? Est-ce que les hétérogénéités des profils de saturation obtenues en position verticale sont réellement dues aux hétérogénéités des échantillons ou simplement aux propriétés de la formulation du tensioactif ?

CHAPITRE IV

CARACTERISATION MACROSCOPIQUE DES CDC

Sommaire

1	Présentation de nouveaux échantillons	128
1.1	Analyse des échantillons par tomographie RX	128
1.2	Dimensions et propriétés pétrophysiques	130
1.3	Porosité locale	130
2	Changements apportés à la formulation	131
2.1	Description de la nouvelle formulation	131
2.2	Stabilisation de la saturation	132
2.3	Analyse des effluents	133
2.4	Essai de reproductibilité	133
3	Résultats des CDC et discussion	136
3.1	Expériences réalisées	136
3.2	Profils de saturation	138
3.3	Analyse 3D de la saturation	139
3.3.1	Berea BE1	139
3.3.2	Bentheim BH1	140
3.3.3	Fontainebleau FB2	140
3.3.4	Clashach CL2	140
3.4	Évolution de la pression différentielle	142
3.5	Mesure ex situ des CDC	143
3.6	Perméabilités relatives à l'eau	144
3.7	Effet des fluides sur la CDC	146
3.8	Régimes d'écoulement	148
4	Interprétation macroscopique de la CDC	150
4.1	Relation entre la CDC et la structure poreuse	150
4.2	Application	152
5	Conclusion du chapitre IV	153

Nous avons vu dans le chapitre précédent les effets considérables de la force gravitaire et des hétérogénéités du milieu poreux sur la mobilisation de l'huile résiduelle pendant l'injection de la solution de tensioactif. Pour séparer les effets gravitaires et les hétérogénéités du milieu poreux de l'effet de la formulation, nous avons suivi une nouvelle méthodologie qui consiste à tester une nouvelle formulation sur les mêmes échantillons et sur de nouveaux échantillons très homogènes par rapport aux échantillons sélectionnés précédemment. Ce chapitre est focalisé sur l'étude de l'effet de la formulation (fluides) et la structure poreuse sur la CDC.

Il est divisé en quatre parties. La première partie est dédiée à la description de nouveaux échantillons sélectionnés dont la structure locale est considérée comme homogène. Nous décrivons ainsi les profils de la porosité locale et les profils des saturations correspondants obtenus après les cycles de drainage et d'imbibition spontanée (saturation irréductible en eau S_{wi} et saturation initiale en huile S_{ori}). La deuxième partie est dédiée à la description de la nouvelle formulation et aux changements apportés par rapport à l'ancienne formulation (concentration du tensioactif, viscosité, tension interfaciale). Dans cette partie, nous présentons ainsi un exemple de l'évolution de la pression en fonction de la saturation résiduelle en huile. Cet exemple sert à démontrer la stabilisation de la saturation résiduelle en huile pendant l'injection de la solution de tensioactif. Dans la troisième partie considérée comme la partie centrale de ce chapitre, nous interprétons les résultats des CDC obtenus sur l'ensemble des échantillons testés. La dernière partie de ce chapitre est consacrée à l'interprétation macroscopique de l'ensemble des CDC obtenues avec la nouvelle formulation.

1 Présentation de nouveaux échantillons

Deux nouveaux échantillons de tests ont été sélectionnés dans deux types de grès différents. Le premier échantillon est un grès de Berea BE1 plus poreux et moins perméable et le deuxième est un grès de Bentheim BH1 plus poreux et plus perméable. Comme dans le chapitre III, nous décrivons dans cette partie l'analyse tomographique faite sur ces échantillons ainsi que leurs propriétés pétrophysiques tout en faisant une comparaison à chaque fois avec les échantillons décrits précédemment dans le chapitre III.

1.1 Analyse des échantillons par tomographie RX

La figure IV.1 illustre les profils de densité mesurés par TRX de deux échantillons à l'état sec (CT_{sec}) et à l'état saturé à 100 % solution de KI 40 g/l (CT_{refw}) et à 100 % de n-Décane (CT_{refo}). Les valeurs moyennes des niveaux de gris CT_{sec} , CT_{refo} et CT_{refw} dans l'échantillon de BE1 (resp. dans l'échantillon de Bentheim BH1) sont 1502, 1639 et 1821 en unité CT (resp. 1250, 1418 et 1657). La différence ΔCT_{ow} est estimée à 239 en unité CT dans l'échantillon de Bentheim BH1 et 182 en unité CT dans l'échantillon de Berea BE1.

Les écarts type 2 (cf. définition chapitre III) dans les échantillons de Berea BE1 et de Bentheim BH1 sont respectivement 5 et 3. Ces valeurs sont relativement faibles par rapport aux valeurs obtenues dans les échantillons de Clashach et de Fontainebleau citées dans le tableau III.1. L'écart type 1 est estimé à 53 pour l'échantillon de Berea BE1 et à 30 pour l'échantillon de Bentheim BH1. La valeur élevée de l'écart type 1 (cf. définition chapitre III) dans l'échantillon

de Berea par rapport à l'écart type 2 est due à la présence hétérogène des oxydes, dont le niveau CT est très élevé par rapport au niveau CT moyen du quartz. Les oxydes sont repérés par leur couleur blanche sur les images tomographiques. Un exemple de la présence des oxydes dans l'échantillon de Berea est représenté sur la figure IV.2. En revanche, que ce soit pour l'échantillon de Berea ou de Bentheim, on voit clairement une répartition plus homogène du niveau de gris par rapport aux échantillons de Fontainebleau FB2 et de Clashach CL1 et CL2.

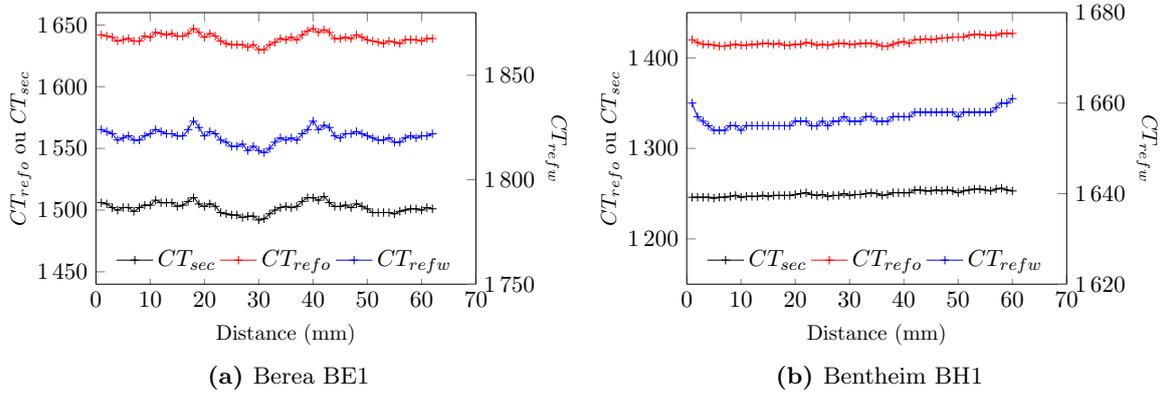


Figure IV.1 – Profils mesurés par TRX des échantillons de Berea BE1 et de Bentheim BH1.

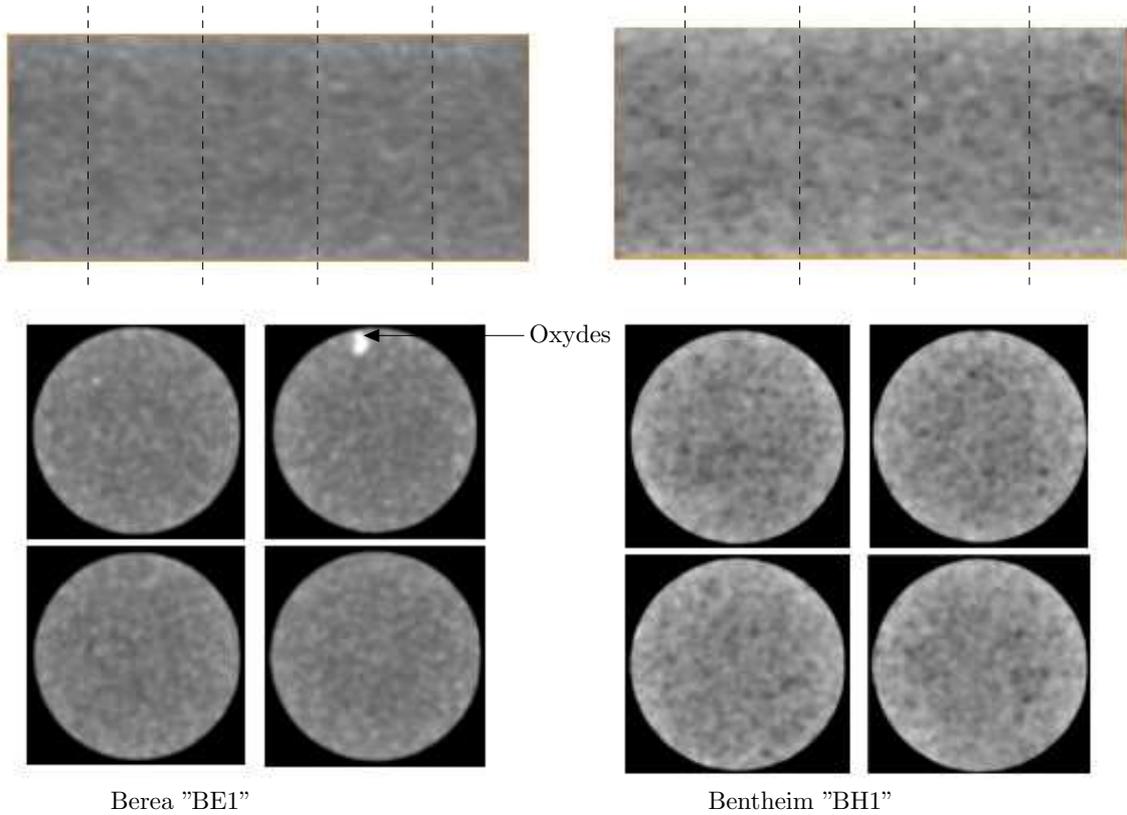


Figure IV.2 – Coupes longitudinales et transversales des échantillons de BE1 et de BH1 à l'état sec.

1.2 Dimensions et propriétés pétrophysiques

Les dimensions et les propriétés pétrophysiques des deux échantillons sont illustrées dans le tableau IV.1. La perméabilité absolue à l'eau et la porosité de l'échantillon de Bentheim sont corrélées suivant la relation établie dans le chapitre III (cf. figure III.3 (a)). En revanche, cette corrélation ne s'applique pas pour l'échantillon de Berea qui possède une porosité très élevée par rapport à sa perméabilité absolue à l'eau. Les facteurs de formation des échantillons de Berea BE1 et de Bentheim BH1 sont corrélés avec la relation établie dans le chapitre III (cf. figure III.3 (b)).

Type d'échantillon	D (mm)	L_e (mm)	VP (cc)	K (mD)	ϕ (%)	F
Berea BE1	33	75	12,4	208	19,4	19,0
Bentheim BH1	33	72	8,8	2676	22,1	36,1

Tableau IV.1 – Dimensions et propriétés pétrophysiques des échantillons de Berea BE1 et de Bentheim BH1.

1.3 Porosité locale

Les profils de porosité locale normalisée sont représentés sur la figure IV.3 (a) et (b). On remarque que ces profils sont homogènes. La variation de la porosité locale normalisée des deux échantillons est très faible.

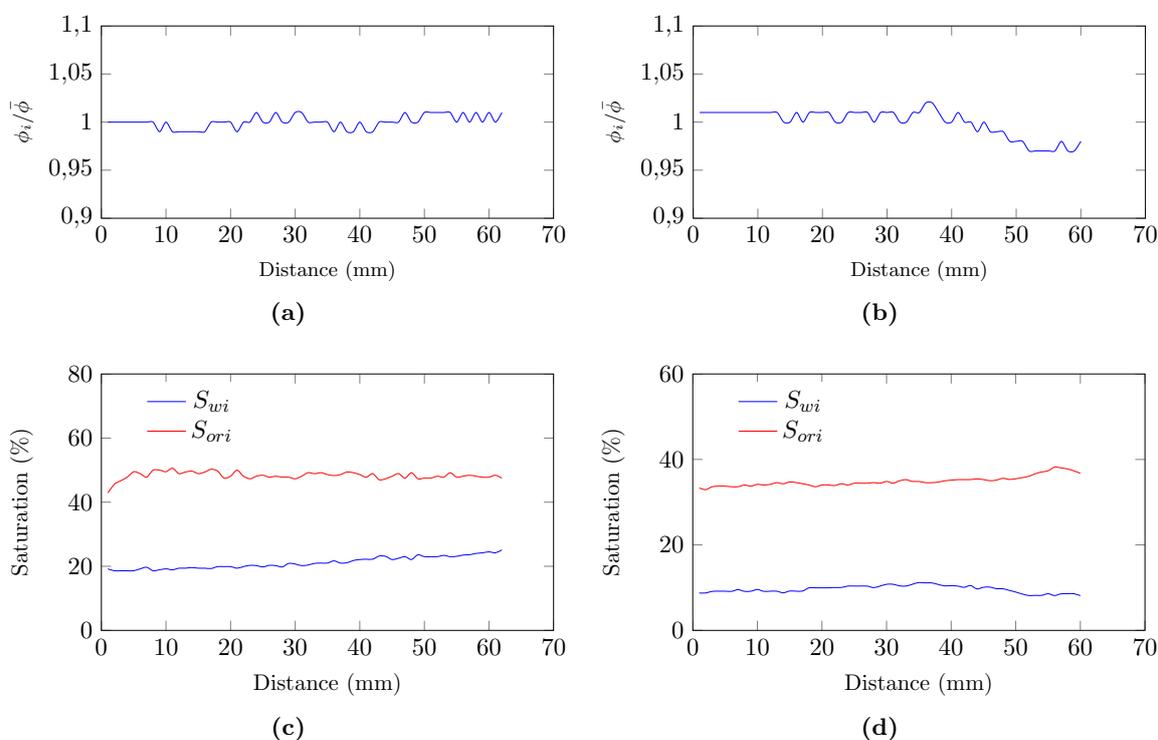


Figure IV.3 – Profils de porosité locale normalisée : (a) Berea BE1 et (b) Bentheimer BH1. Profils de S_{wi} et S_{or}^* : (c) Berea BE1 et (d) Bentheimer BH1.

Ces profils homogènes de porosité locale sont la conséquence des profils de saturation locale S_{wi} et S_{ori} homogènes sur toute la longueur des deux échantillons. Ces profils de saturation sont représentés sur la figure IV.3 (c) et (d). Les valeurs moyennes de S_{wi} et S_{ori} établies dans l'échantillon de grès de Berea BE1 (resp. dans l'échantillon de grès de Bentheim BH1) sont 22 % et 48 % (resp. 10 % et 35 %).

2 Changements apportés à la formulation

Dans cette partie, nous décrivons les changements apportés à la formulation. Ces changements concernent principalement la composition de la solution du tensioactif (salinité de l'eau, concentration du tensioactif et concentration de l'Isobutanol) et la préparation.

Nous décrivons premièrement les caractéristiques chimiques de la nouvelle formulation, puis nous montrons un exemple d'injection de cette formulation à travers le milieu poreux tout en comparant avec les résultats obtenus avec l'ancienne formulation. Cela a pour but de déterminer expérimentalement si la nouvelle formulation donne des effets comparables à ceux de l'ancienne formulation. Dans cette partie, nous décrivons également un test de reproductibilité obtenue sur l'échantillon de Bentheim BH1 avec la nouvelle formulation.

2.1 Description de la nouvelle formulation

Suite aux derniers résultats d'injection du tensioactif en position verticale, obtenus sur les échantillons de grès de Clashach CL2 et de grès de Fontainebleau FB2, la concentration du tensioactif a été modifiée afin d'obtenir une solution avec moins d'émulsions en injection. La valeur de la nouvelle concentration de SDBS dans la solution de KI est de 0,025 %, soit un facteur 40 par rapport à la concentration de SDBS utilisée lors des premières expériences. Cette concentration a été choisie de telle sorte qu'on ne se rapproche pas de la concentration micellaire critique (CMC), pour éviter des variations significatives de la tension interfaciale pour des variations très faibles de la concentration de SDBS.

Les concentrations de KI (40 g/l) et d'Isobutanol (5 %) restent inchangées, quant à la température de préparation ou la température à laquelle la solution de SDBS est limpide (T_p), elle passe de 50 °C à la température ambiante. Par conséquent, toutes les opérations d'injection et de mesure ont été réalisées à la même température (température ambiante). Le tableau IV.2 résume les différents changements apportés à la nouvelle formulation et la comparaison des propriétés physico-chimiques entre les deux formulations.

Type d'échantillon	C_{SDBS} (wt. %)	C_{Isob} (%)	σ_{ow} (mN/m)	μ_w (cP)	T_p (°C)
Formulation #1	1	5	0,1	1,60	50
Formulation #2	0,025	5	0,3	1,11	22

Tableau IV.2 – Comparaison des propriétés chimiques entre l'ancienne formulation et la nouvelle formulation.

La tension interfaciale entre l'huile et la nouvelle solution du tensioactif mesurée à la tem-

pérature ambiante est de $0,3 \text{ Dynes/cm}$. Cette valeur est légèrement supérieure à l'ancienne valeur de la tension interfaciale mesurée à $50 \text{ }^\circ\text{C}$ (cf. tableau IV.2). La viscosité de la solution du tensioactif mesurée dans les mêmes conditions que la tension interfaciale est de 1.11 cP , soit un rapport de viscosité μ_o/μ_w de $0,8$. En tenant compte des nouvelles valeurs de la tension interfaciale et de la viscosité, le nombre capillaire diminue d'un facteur de $4,5$ par rapport au premier cas (pour le même débit d'injection). Cela permettra de mieux cibler le nombre capillaire critique. La nouvelle valeur de la tension interfaciale permet ainsi de réduire le nombre de Bond par un facteur 3 .

2.2 Stabilisation de la saturation

Dans le chapitre III, nous avons vu une décroissance de la saturation résiduelle en huile pendant l'injection de la solution du tensioactif à faible débit. Les expériences d'injection de SDBS à $0,025 \text{ wt. } \%$ en concentration ont montré une stabilisation de la saturation résiduelle en huile après la stabilisation de la pression différentielle. Un exemple d'évolution de la pression différentielle et de la saturation résiduelle en huile en fonction du temps est représenté sur la figure IV.4. Cet exemple correspond à l'injection de 37 volumes de pores de la solution tensioactif à 20 cc/hr (soit $4,8 \times 10^{-5}$ en nombre capillaire) dans l'échantillon de Berea BE1. La saturation résiduelle est mesurée à différentes étapes intermédiaires d'injection de la solution du tensioactif et correspond à différentes formes de pression différentielle. Au début de la phase d'injection, la pression différentielle enregistrée augmente progressivement jusqu'à ce qu'elle atteigne son maximum puis diminue progressivement en fonction du temps jusqu'à une phase de stabilisation comme cela est montré sur la figure IV.4 (a). La majorité de l'huile résiduelle est mobilisée après l'injection de quelques volumes de pores. Sur l'exemple présenté sur la figure IV.4 (a), la saturation résiduelle moyenne en huile passe de $36,6 \%$ (avant le début d'injection) à $26,4 \%$ au bout de l'injection de 5 volumes de pores. Après injection de 6 VP supplémentaires, la saturation résiduelle moyenne en huile passe de $26,4 \%$ à 24% puis elle atteint $22,3 \%$ après injection de 26 VP supplémentaires.

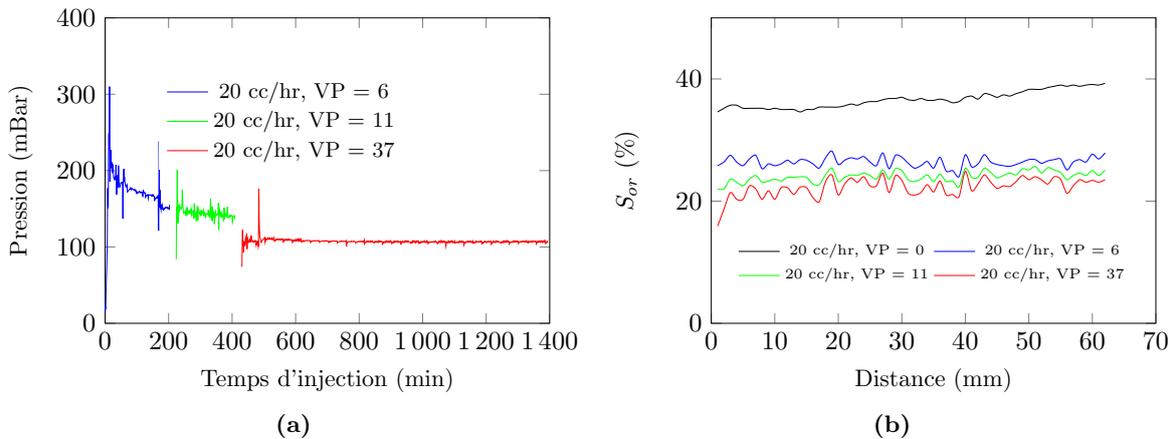


Figure IV.4 – Profils de pression différentielle (a) et S_{or} (b) obtenues après injection de 6 VP , 11 VP et 37 VP de la solution du tensioactif à 20 cc/hr .

En outre, d'après les observations expérimentales sur l'analyse des effluents, la majorité de

l'huile est mobilisée dès l'injection de 2 VP. La partie de l'analyse des effluents est traitée ci-dessous.

2.3 Analyse des effluents

Les effluents recueillis pendant l'injection de la solution du tensioactif 0,025 wt. % en concentration confirment les résultats observés sur les données de la pression différentielle et les profils de saturation résiduelle en huile. En effet, après injection de la solution du tensioactif à la vitesse de la pompe choisie, la grande quantité de l'huile récupérée sur la durée totale d'injection (jusqu'à la stabilisation de la pression) est mobilisée dès injection des premiers volumes de pores.

La figure IV.5 illustre une visualisation des effluents (mélange de la solution du tensioactif injectée et l'huile récupérée) après injection de quelques volumes de pores de la solution du tensioactif dans un échantillon de Berea BE1. Cette photo a été prise après 140 min d'injection de la solution du tensioactif à 20 *cc/hr*. Cela correspond à un point de la courbe de pression différentielle représentée par la couleur bleue sur la figure IV.4.

On remarque une séparation parfaite entre l'huile et la solution du tensioactif. Cela constitue une indication supplémentaire sur la stabilisation de la saturation résiduelle en huile dans le milieu poreux, en plus des données de la pression différentielle et les profils de saturation. Par ailleurs, une mesure de la tension interfaciale et de la viscosité des effluents sans la phase huile confirment les valeurs de référence illustrées dans le tableau IV.2.

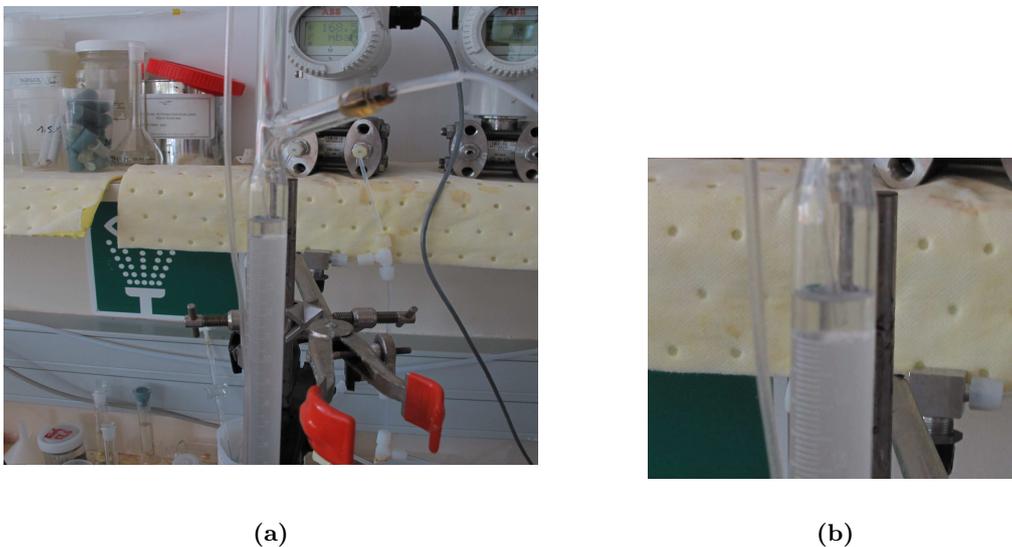


Figure IV.5 – Visualisation du mélange huile-solution du tensioactif après leur sortie du milieu poreux (échantillon du grès de Berea BE1).

2.4 Essai de reproductibilité

Un test de la reproductibilité de la CDC a été réalisé sur l'échantillon de Bentheim BH1. Contrairement au test de reproductibilité réalisé sur l'échantillon de Clashach CL1, ce test a été réalisé avec utilisation de plusieurs débits d'injection du tensioactif. Le nombre capillaire varie entre 10^{-8} et 10^{-3} . Cet intervalle correspond à deux cycles d'injection : deux injections

de la solution KI 40 g/l et cinq injections de la solution du tensioactif à 0,025 % en poids. Les débits d'injection utilisés et les résultats de la saturation résiduelle en huile sont reportés dans le tableau IV.3. Les valeurs des perméabilités relatives « end-points » reportées sur le tableau IV.3 sont calculées en prenant en compte la pression différentielle de la phase de stabilisation, c'est-à-dire à la fin de l'injection.

Q (cc/hr)	S_{or1} (%)	K_{rw1}	S_{or2} (%)	K_{rw2}	ΔS_{or} (%)
Injection d'eau (KI 40 g/l)					
20	31,4	0,14	35,1	0,18	3,9
200	29,9	0,18	34,9	0,20	5,0
Injection du tensioactif (0,025 wt. %)					
10	26,8	0,22	31,7	0,25	4,9
50	24,6	0,27	25,4	0,42	0,8
150	17,6	0,40	18,1	0,63	0,5
300	11,8	0,42	12,2	0,73	0,4
499	10,8	0,56	9,7	0,81	1,1

Tableau IV.3 – Comparaison des résultats de S_{or} et de K_{rw} obtenus dans les deux essais d'injection réalisés sur l'échantillon de Bentheim BH1.

Le rapport minimal entre la valeur du nombre capillaire et la valeur correspondante du nombre de Bond est estimé à 2. Ce rapport induit un changement non significatif sur la valeur du nombre total de piégeage (N_t). Les courbes de désaturation capillaires obtenues dans les deux essais sont représentées sur la figure IV.6 (a).

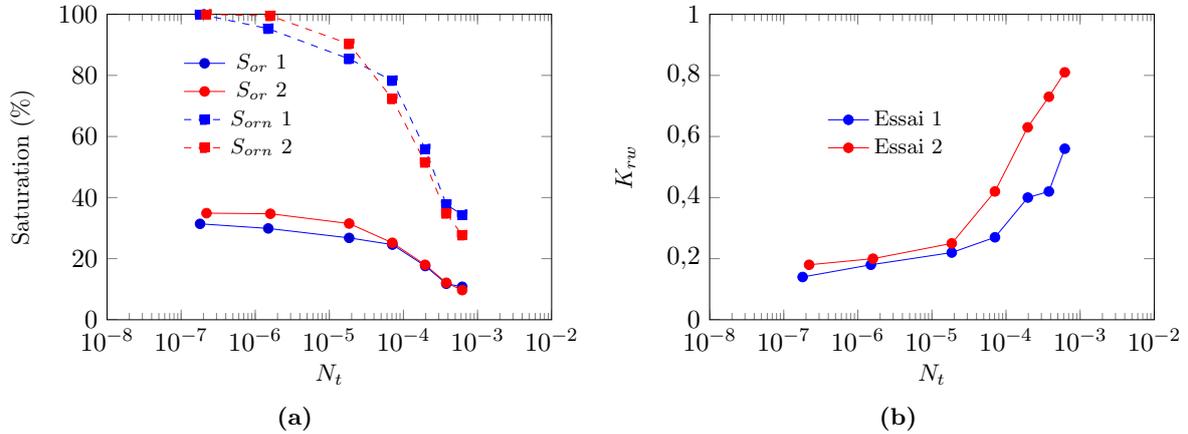


Figure IV.6 – (a) variation de la saturation résiduelle en huile (S_{or}) et S_{or} normalisée (S_{orn}) en fonction de N_t , (b) variation des perméabilités relatives en fonction de N_t .

On remarque une bonne similarité entre les deux courbes de désaturation capillaires obtenues sur l'échantillon de Bentheim, mais on constate une différence de 5 % sur les premières valeurs des saturations résiduelles des essais 1 et 2 (les trois premières valeurs de la CDC), cela revient en partie à une différence initiale qui existe entre les valeurs des saturations résiduelles initiales S_{ori1} et S_{ori2} . Les valeurs de S_{ori1} et S_{ori2} sont respectivement de 38,1 % et de 35,1 % tandis que les premières valeurs moyennes de S_{or}^* de l'essai 1 et l'essai 2 sont respectivement de 31,4 %

et de 35,1 %.

L'analyse des profils de saturation montre que les deux profils de S_{wi} obtenus après drainage sont similaires ($\langle S_{wi} \rangle = 9,6$ %, cf. figure IV.7 (a)). Elle montre ainsi l'existence des hétérogénéités sur le profil de S_{ori1} (cf. figure IV.7 (a)). L'analyse 3D par Avizo montre qu'une quantité de l'huile agglomérée est piégée sur deux parties de l'échantillon ($L_e = 2$ cm, $L_e = 5$ cm, cf. figure IV.7 (c)), ce qui explique la valeur supérieure de S_{ori1} par rapport à la valeur de S_{ori2} . Cette quantité d'huile est ensuite mobilisée par injection d'eau et porte la valeur moyenne de S_{or}^* au-dessus de la valeur attendue (cf. figure IV.7 (b)). Après injection de la solution du tensioactif, l'écart entre les saturations résiduelles moyennes en huile diminue et devient non significatif dans les quatre derniers points (0,6 %). Une comparaison des profils de saturation obtenus après injection de la solution du tensioactif à 499 cc/hr (N_{max}) est représentée sur la figure IV.7 (b). En revanche, sur ces derniers points, un écart de 0,2 à 0,3 entre les perméabilités relatives est obtenu, cet écart est probablement dû à la configuration du passage des fluides, c'est-à-dire les chemins de passage créés après injection d'eau ne sont plus les mêmes dans les deux essais. Cette différence induit une pression très importante dans le premier essai à cause des hétérogénéités (moins de chemins de passage que dans le deuxième essai). Nous détaillerons les résultats du deuxième test dans la section 3 de ce chapitre.

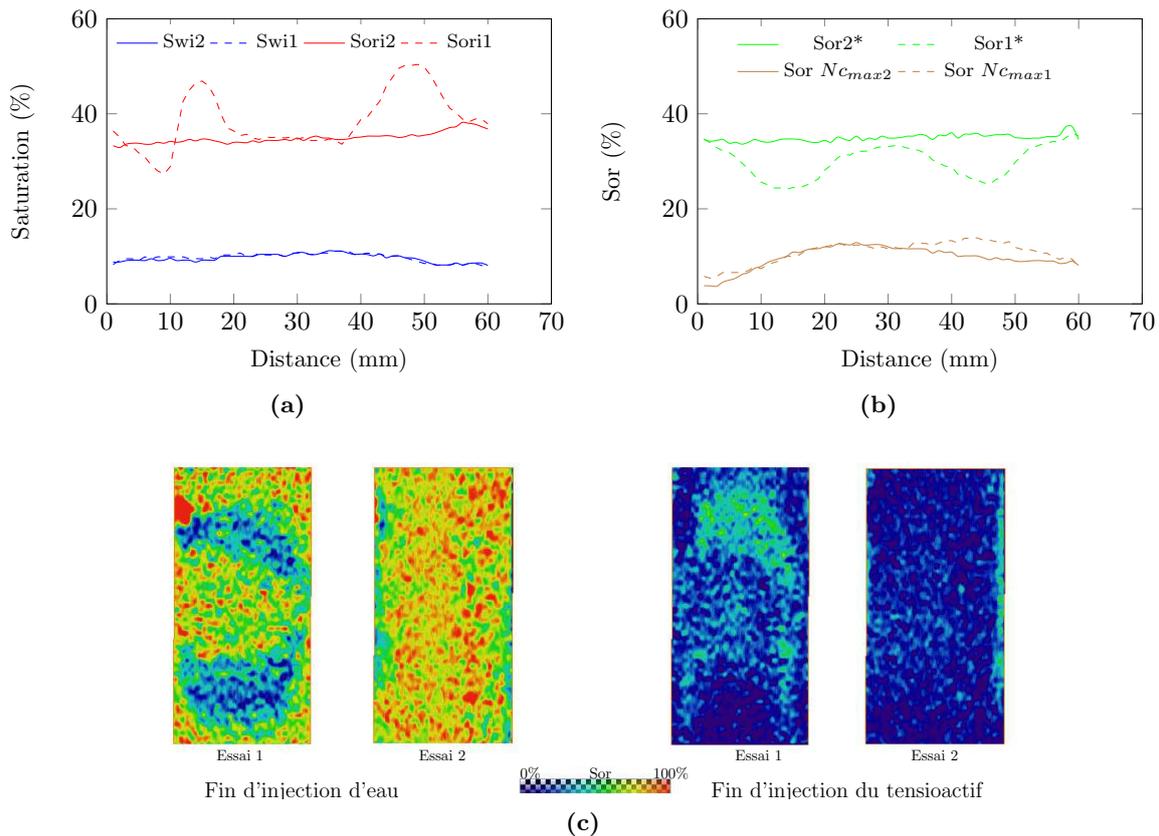


Figure IV.7 – (a et b) comparaison des profils de saturation entre les essais 1 et 2, (c) comparaison des coupes transversales XZ entre les essais 1 et 2.

3 Résultats des CDC et discussion

Dans cette partie, nous décrivons les résultats d'injection de la nouvelle formulation, obtenus en suivant la même méthodologie expérimentale que lors des précédentes expériences (injection d'eau puis injection de la solution du tensioactif). Ces expériences ont été réalisées dans les mêmes conditions (même salinité 40 g/l, même température d'injection 22 °C, même formulation du tensioactif). Nous présentons dans la première partie les résultats d'injection des expériences réalisées. Ensuite, nous discutons de l'état des profils de saturation et les résultats des CDC obtenues, en faisant référence à chaque fois aux anciens résultats décrits dans le chapitre III.

3.1 Expériences réalisées

Quatre expériences ont été réalisées avec l'utilisation de la nouvelle formulation sur quatre échantillons de grès différents. Deux expériences ont été réalisées sur les deux échantillons décrits dans ce chapitre (échantillons de Berea BE1 et de Bentheim BH1). En parallèle, nous avons reproduit les mêmes séquences d'injection sur les échantillons de grès de Fontainebleau FB2 et de Clashach CL2. Les tableaux IV.4 IV.5 IV.6 et IV.7 résument respectivement les différents balayages effectués sur les échantillons du grès Berea BE1, de Bentheim BH1, de Fontainebleau FB2 et de Clashach CL2. Les saturations résiduelles moyennes correspondantes sont ainsi reportées sur ces tableaux.

On remarque que l'huile résiduelle est mobilisée par injection du tensioactif à des débits allant jusqu'à 499 *cc/hr*. Ce débit correspond à des valeurs du nombre capillaire de 6×10^{-4} et un nombre de Bond maximum de 2×10^{-5} obtenu dans le cas (g7). Ces résultats montrent également que la saturation résiduelle finale obtenue à la fin de l'injection (valeur élevée du nombre capillaire) est différente dans chaque échantillon. Elle est très faible dans les échantillons de Berea BE1 et de Fontainebleau FB2 (les valeurs sont respectivement 3,9 % et 0 %). Elle est relativement élevée dans les échantillons de Bentheim BH1 et de Clashach CL2 (les valeurs sont respectivement 9,7 % et 8,5 %).

Test	Q (<i>cc/hr</i>)	σ_{ow} (<i>mN/m</i>)	N_c	N_b	VP	S_{or} (%)
Injection d'eau						
(f1)	10	40	7,6E-8	0,2E-9		48,2
(f2)	30	40	2,3E-7	0,2E-9		48,5
Inject. de SDBS (0,025 wt. %)						
(f3)	4	0,3	4,8E-6	1,9E-7	13	36,6
(f4)	20	0,3	2,4E-5	4,9E-7	50	22,3
(f5)	100	0,3	1,2E-4	8,1E-7	76	11,0
(f6)	300	0,3	3,6E-4	9,8E-7	131	3,9

Tableau IV.4 – Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Berea BE1.

Test	Q (cc/hr)	σ_{ow} (mN/m)	N_c	N_b	VP	S_{or} (%)
Injection d'eau						
(g1)	20	40	1,5E-7	3,5E-8		35,1
(g2)	200	40	1,5E-6	3,9E-8		34,9
Inject. de SDBS (0,025 wt. %)						
(g3)	10	0,3	1,2E-5	6,5E-6	17	31,7
(g4)	50	0,3	6,0E-5	1,1E-5	32	25,4
(g5)	150	0,3	1,8E-4	1,6E-5	51	18,1
(g6)	300	0,3	3,6E-4	1,9E-5	75	12,2
(g7)	499	0,3	6,0E-4	2,1E-5	91	9,7

Tableau IV.5 – Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Bentheim BH1.

Test	Q (cc/hr)	σ_{ow} (mN/m)	N_c	N_b	VP	S_{or} (%)
Injection d'eau						
(h1)	10	40	7,6E-8	3,2E-9		25,0
(h2)	80	40	6,0E-7	5,4E-9		24,7
Inject. de SDBS (0,025 wt. %)						
(h3)	10	0,3	1,2E-5	1,5E-6	24	23,2
(h4)	50	0,3	6,0E-5	2,7E-6	52	9,8
(h5)	150	0,3	1,8E-4	2,8E-6	98	3,2
(h6)	499	0,3	6,0E-4	2,9E-6	162	0,0

Tableau IV.6 – Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Fontainebleau FB2.

Test	Q (cc/hr)	σ_{ow} (mN/m)	N_c	N_b	VP	S_{or} (%)
Injection d'eau						
(i1)	10	40	7,6E-8	2,9E-9		38,4
(i2)	80	40	6,0E-7	3,3E-9		38,6
Inject. de SDBS (0,025 wt. %)						
(i3)	10	0,3	1,2E-5	1,6E-6	19	34,3
(i4)	50	0,3	6,0E-5	3,3E-6	33	23,3
(i5)	150	0,3	1,8E-4	3,9E-6	53	15,7
(i6)	300	0,3	3,6E-4	4,0E-6	83	10,9
(i7)	499	0,3	6,0E-4	4,1E-6	111	8,5

Tableau IV.7 – Nombres adimensionnels et saturations résiduelles en huile obtenues au cours des balayages réalisés en position verticale à travers l'échantillon de Clashach CL2.

3.2 Profils de saturation

Les profils de saturation résiduelle en huile des quatre échantillons sont représentés sur la figure IV.8. Les profils de saturation obtenus après injection du tensioactif dans les échantillons du grès de Berea BE1 et de Bentheim BH1 semblent homogènes quelle que soit la valeur du nombre capillaire. Cela est dû en partie aux profils de saturation S_{or} homogènes obtenus après injection d'eau (profils de porosité homogènes, cf. section 1.3). L'entrée des deux échantillons ($L_e = 1$ à 2 cm) est plus désaturée par rapport à la saturation moyenne des profils. Ce phénomène est plus prononcé quand la vitesse d'injection est grande. Une possible explication de ce phénomène est que la vitesse locale à l'entrée de l'échantillon est plus importante que la vitesse moyenne (hétérogénéité due à la distribution de la vitesse).

Concernant les deux autres échantillons (FB2 et CL2), l'hétérogénéité des profils de saturation résiduelle en huile après injection d'eau est observée. Comme mentionné dans le chapitre III, ces hétérogénéités sont dues aux profils des porosités locales. Après injection de la solution de tensioactif, les profils de saturation deviennent homogènes avec un effet de bord très prononcé dans l'échantillon de Fontainebleau FB2. Vu les résultats de ces deux expériences, on peut déduire que la solution du tensioactif déloge l'huile des zones de forte saturation (porosité élevée), puis les zones de faible saturation.

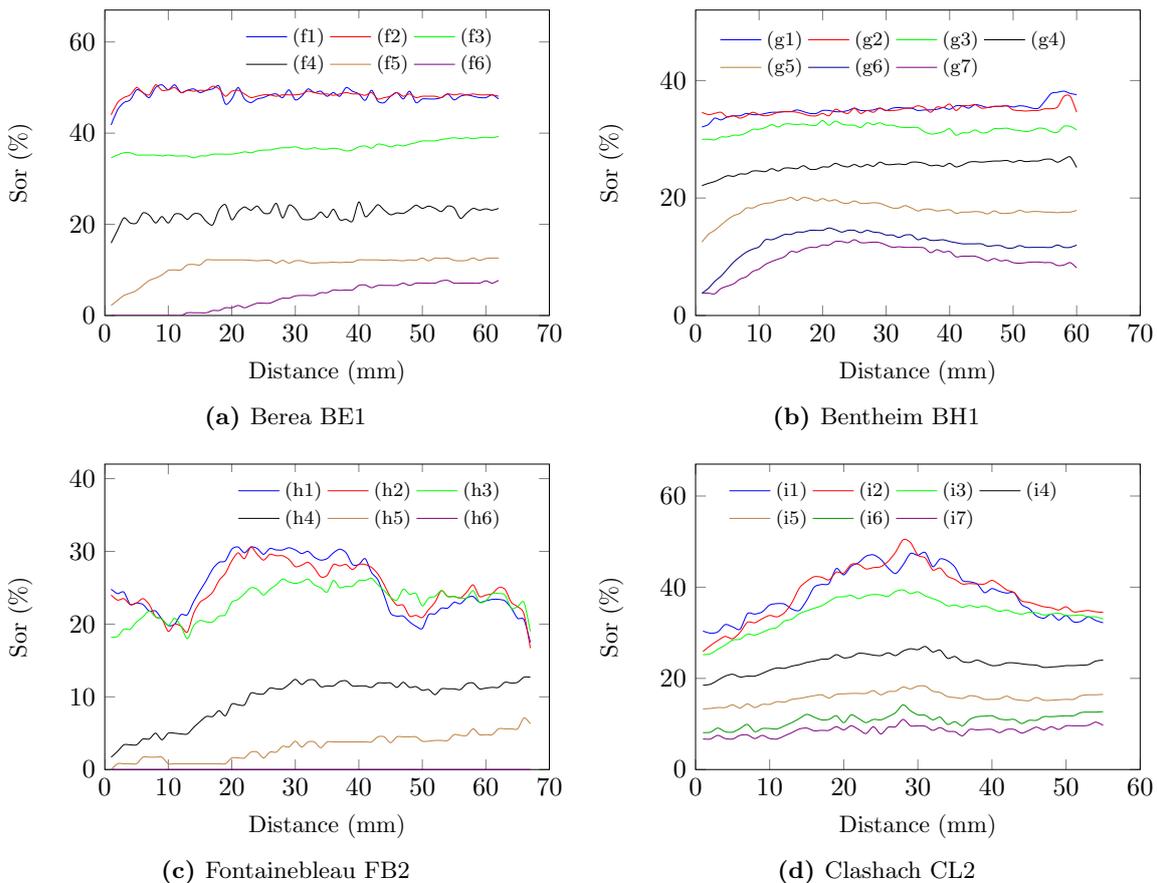


Figure IV.8 – Profils de saturation résiduelle en huile obtenus après chaque injection (en fonction du nombre capillaire).

3.3 Analyse 3D de la saturation

Les distributions 3D de la saturation dans les échantillons de Berea BE1, de Bentheim BH1, de Fontainebleau FB1 et de Clashach CL1 sont respectivement représentées sur les figure IV.9, IV.10, IV.11 et IV.12. Ces images confirment les résultats obtenus sur les profils de saturation résiduelle en huile, mais elles fournissent des informations supplémentaires sur la présence des hétérogénéités. Nous décrivons ci-dessous la distribution 3D de S_{or} de chaque échantillon pris séparément.

3.3.1 Berea BE1

Les distributions 3D de la saturation résiduelle en huile S_{or} obtenues dans l'échantillon de grès de Berea à différentes séquences d'injection sont représentées sur la figure IV.9. On remarque que la saturation est homogène sur tout le volume de l'échantillon sur la première image qui représente la distribution 3D de S_{or} à la fin de l'injection d'eau (image (f2)). Après injection de la solution du tensioactif, la variation 3D de la saturation résiduelle est faible à l'exception du cas d'injection de tensioactif à 4 cc/hr (image (f3)) où on remarque une forte distribution de l'huile sur une partie de l'échantillon et sur toute la longueur de l'échantillon (cf. indication sur la figure IV.9). Cette sur-concentration en huile influe légèrement sur le profil de saturation résiduelle ($\Delta S_{or} = 4\%$) et sur la valeur de la saturation résiduelle moyenne.

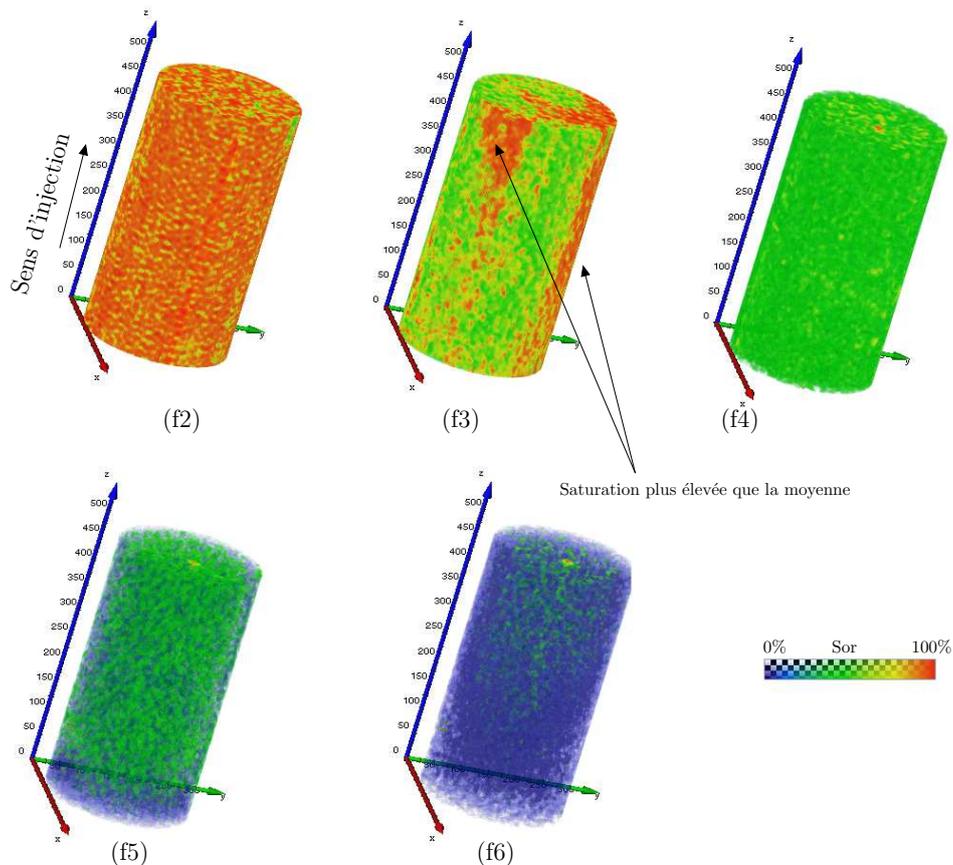


Figure IV.9 – Distribution 3D de la saturation résiduelle d'huile (S_{or}) dans l'échantillon de Berea BE1 pour différents nombres capillaires.

3.3.2 Bentheim BH1

La distribution 3D de S_{or} après injection d'eau dans l'échantillon de Bentheim BH1 est quasiment homogène sur tout le volume (image (g2)). Il est possible de retrouver des zones plus saturées que le reste du volume (cf. indication sur la figure IV.10). Comme dans l'échantillon de Berea BE1, la variation 3D de la saturation résiduelle en huile est très faible après injection de la solution du tensioactif à différents débits.

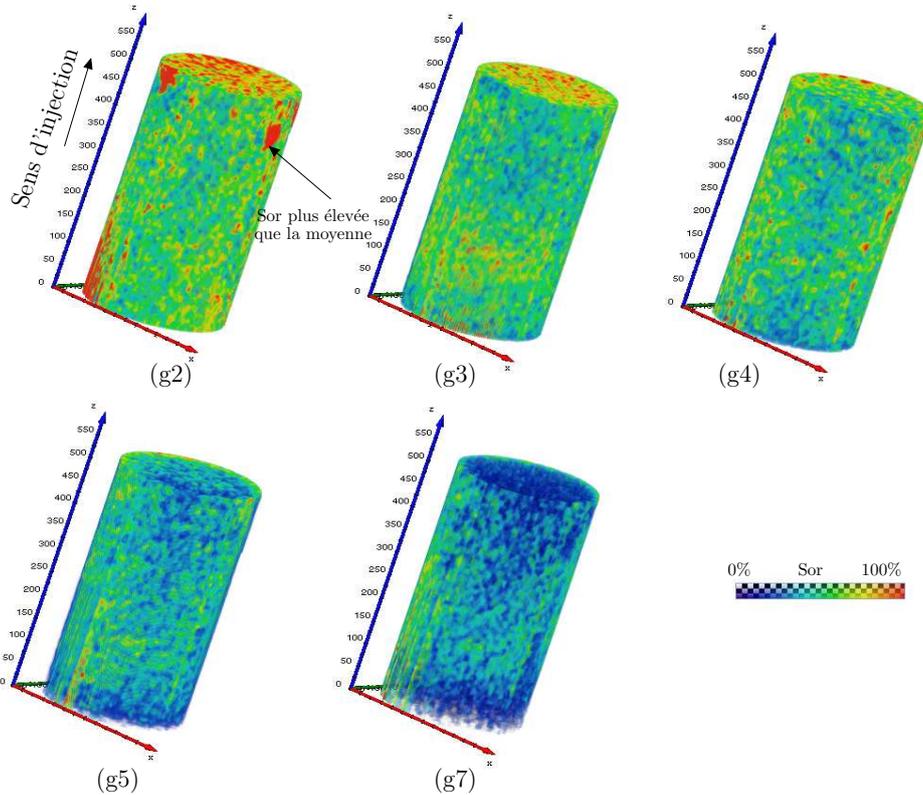


Figure IV.10 – Distribution 3D de S_{or} dans l'échantillon de Bentheim BH1 pour différents nombres capillaires.

3.3.3 Fontainebleau FB2

La distribution 3D de S_{or} après injection d'eau dans l'échantillon de Fontainebleau est similaire à celle de l'échantillon de Bentheim mais avec la présence de nombreuses de zones de saturation élevée. Ces zones sont réparties d'une manière hétérogène sur le volume de l'échantillon comme cela est montré sur la coupe transversale XZ faite sur l'image (h2). Après injection de la solution du tensioactif, on remarque un effet d'homogénéisation de la distribution de S_{or} , ce qui signifie qu'on désature plus les zones à teneur anormalement élevée en huile.

3.3.4 Clashach CL2

Cet échantillon présente des hétérogénéités très fortes de la saturation résiduelle en huile après injection d'eau (cf. le profil de saturation (i1) et (i2)), l'analyse 3D montre effectivement des zones très saturées en huile (cf. indication sur la figure IV.12). Ces zones sont plus difficiles à désaturer même après injection de la solution du tensioactif à faible débit comme nous l'avons

remarqué sur l'échantillon de Fontainebleau FB2. Cela est dû au degré des hétérogénéités et à la valeur élevée de la saturation résiduelle en huile. Ceci explique que l'effet d'homogénéisation de la distribution se produit à des valeurs très élevées du nombre capillaire comme cela est indiqué sur les coupes transversales obtenues sur les images (i5) et (i7).

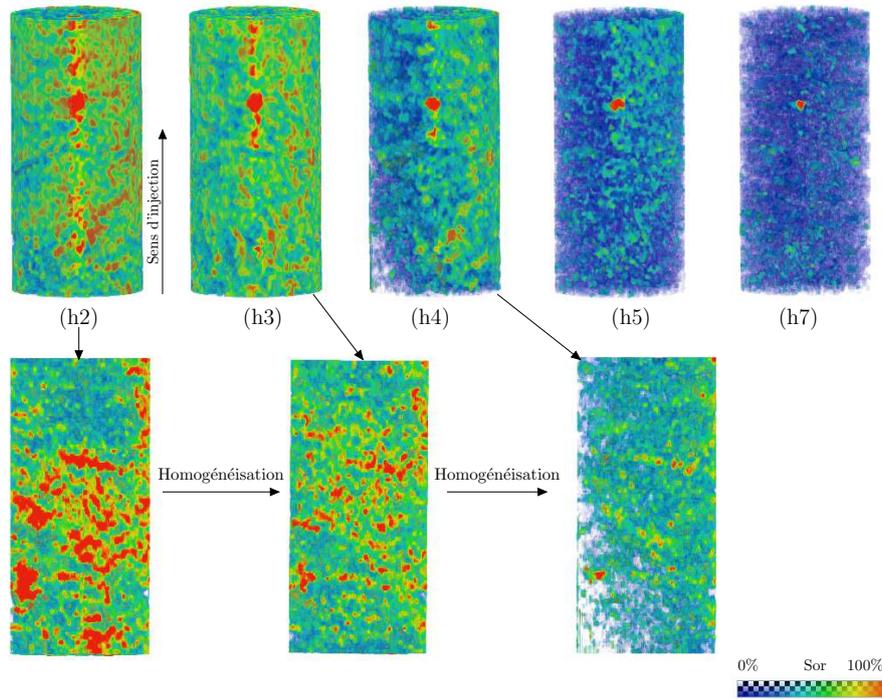


Figure IV.11 – Distribution 3D de S_{or} dans l'échantillon de FB2 pour différents nombres capillaires.

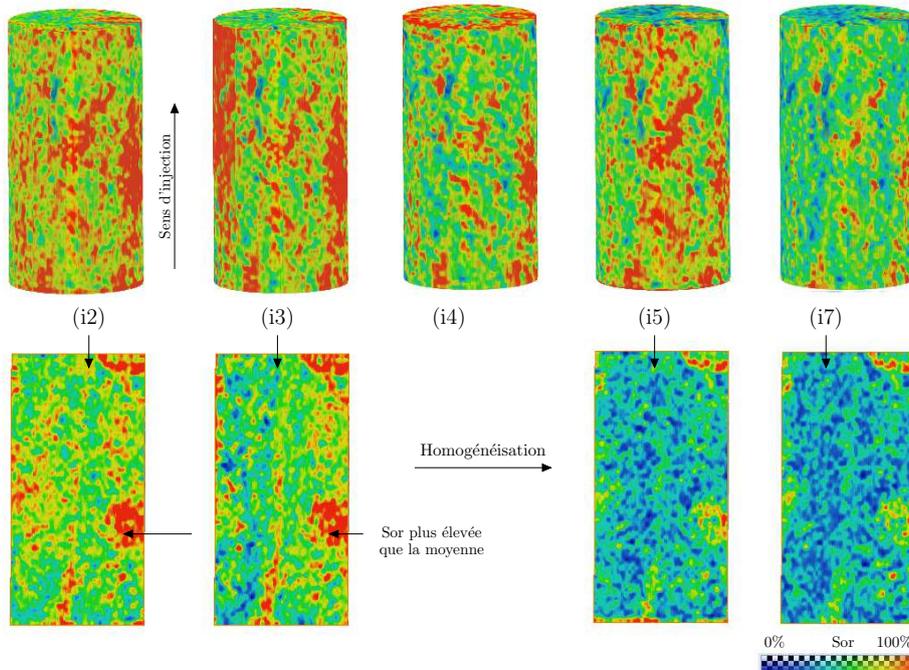


Figure IV.12 – Distribution 3D de S_{or} dans l'échantillon de CL2 pour différents nombres capillaires.

3.4 Évolution de la pression différentielle

La figure IV.13 montre l'évolution de la pression différentielle en fonction du nombre de volume de pores injecté. Cette figure représente uniquement le cas d'injection de la solution de tensioactif à différents débits. On remarque une augmentation significative de la pression différentielle dans les quatre échantillons dès l'injection de la solution de tensioactif. Le chemin parcouru par la phase huile à travers le milieu poreux correspond à la décroissance de la pression différentielle jusqu'à une valeur stable. On remarque que cette phase de décroissance de ΔP est très longue quand le débit d'injection est très faible (par exemple le cas d'injection de tensioactif à 4 cc/hr dans l'échantillon de Berea BE1). Cela est probablement dû à la vitesse de mobilisation des ganglions d'huile influencée par le processus dépiégeage-piégeage. Elles mettent plus de temps à se déplacer par rapport à la vitesse d'injection.

Ce phénomène est observé dans les échantillons de Fontainebleau FB1 et de Clashach CL2 lors de l'injection de la solution du tensioactif à faible débit (10 cc/hr). Pour l'échantillon de grès de Bentheim BH1, le profil de la pression différentielle normalisée atteint rapidement la valeur stable lors de l'injection de tensioactif à faible débit (10 cc/hr). L'augmentation de ΔP normalisée est moins significative (pas de pic de ΔP) par rapport aux autres échantillons de grès, parce que la mobilisation de l'huile résiduelle est moins élevée (cf. résultats de Sor de l'échantillon de Bentheim BH1 dans le tableau IV.5).

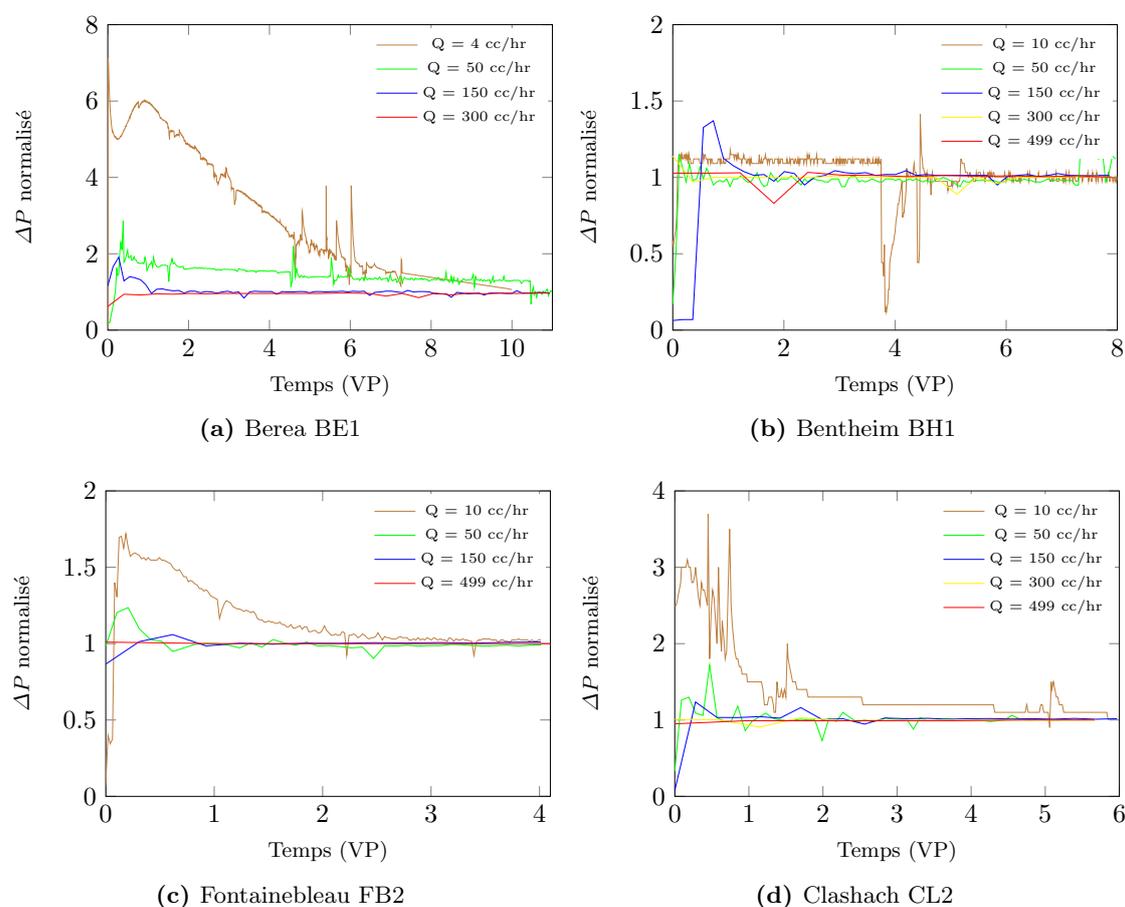


Figure IV.13 – Évolution de la pression différentielle normalisée pendant l'injection de tensioactif.

En ce qui concerne l'injection de tensioactif à des débits élevés (50-499 cc/hr), la pression différentielle atteint rapidement la phase stable. Cette transition est obtenue après injection de 1 à 2 VP. Pour ces débits, le phénomène cité ci-dessus est moins prononcé. Il est possible que l'écoulement de la phase huile soit moins influencé (gêné) par le processus dépiégeage-piégeage (les nouveaux ganglions d'huile mobilisés se déplacent à la vitesse de l'eau).

3.5 Mesure ex situ des CDC

Les courbes de désaturation capillaire (CDC) obtenues dans les quatre expériences sont représentées sur la figure IV.14. Les CDC sont représentées en fonction de la saturation résiduelle (resp. saturation résiduelle normalisée) sur la figure IV.14 (a) (resp. IV.14 (b)). Elles correspondent aux résultats reportés dans les tableaux IV.4 IV.5 IV.6 et IV.7. Pour rappel, dans ce cas, la valeur du nombre de Bond ne décale pas les points de saturation résiduelle en huile. Le maximum de la saturation résiduelle en huile piégée après injection d'eau est mobilisé dans la gamme du nombre capillaire entre 10^{-6} et 10^{-3} . La valeur du nombre capillaire critique (valeur minimum du nombre capillaire à laquelle l'huile résiduelle est mobilisée) est d'environ 10^{-5} . Cette valeur est relativement faible pour l'échantillon de grès de Berea BE1 par rapport aux autres échantillons de grès (d'après les débits imposés et les résultats de S_{or} associés).

En outre, on constate une dispersion importante de la variation de la saturation résiduelle normalisée en fonction du nombre capillaire entre les divers échantillons. Pour donner une idée de cette dispersion, nous multiplions les CDC par un coefficient afin d'obtenir une superposition de celles-ci. Pour faciliter l'opération nous estimons grâce aux courbes FIT (fonctions d'interpolation de type irrationnelles) la valeur des coefficients multiplicateurs, qui correspondent aux valeurs des nombres capillaires requises pour désaturer 50 % de la saturation résiduelle normalisée. Ces coefficients multiplicateurs sont déterminés par rapport à la CDC du Berea considérée comme référence. Les coefficients associés aux échantillons de Bentheim BH1, Clashach CL2 et de Fontainebleau FB2 sont respectivement 9,4, 4,5 et 2. Les valeurs de ces coefficients multiplicateurs sont comparables avec les valeurs des perméabilités absolues à l'eau de ces échantillons.

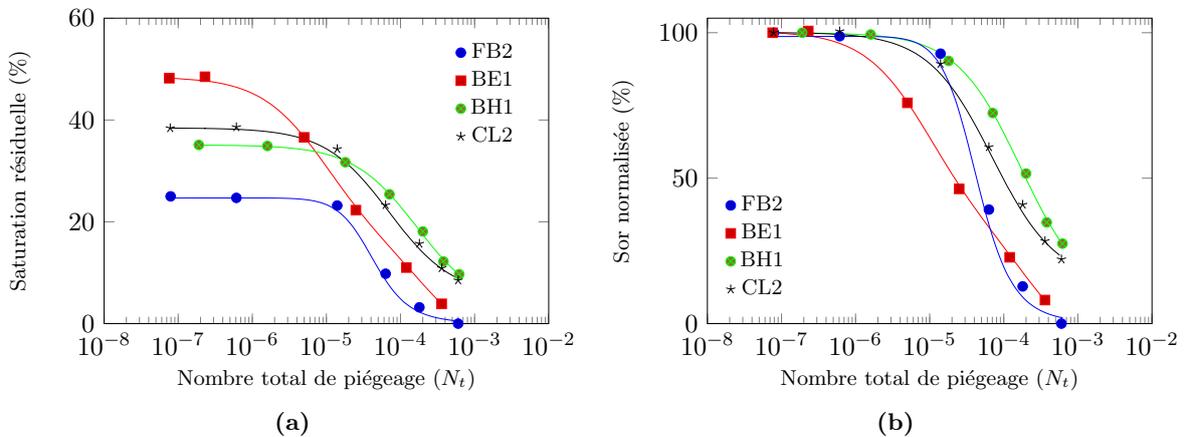


Figure IV.14 – Courbes de désaturation capillaire obtenues avec la nouvelle formulation, (a) saturation résiduelle en huile vs. $N_t = N_c + N_b$, (b) saturation résiduelle normalisée en huile vs. $N_t = N_c + N_b$.

On distingue un deuxième paramètre qui caractérise la CDC en plus du paramètre du décalage. Il concerne la pente des différentes CDC. Cette pente est similaire dans les échantillons de Berea BE1, Bentheim BH1 et de Clashach CL2. Elle est très accentuée dans l'échantillon de grès de Fontainebleau FB2. Nous avons vu dans la partie bibliographique (Stegemeier, 1977, Lake, 1989) que la CDC est déterminée à l'aide de la pression capillaire en drainage (distribution de rayons d'accès aux pores), mais nos données de la porosimétrie mercure ne montrent pas une relation entre la pente de la pression capillaire en drainage et la pente de la CDC pour les différents échantillons (cf. figures II.17, II.18, II.19 et II.20). Cette pente est probablement liée à un autre paramètre de la structure poreuse du grès de Fontainebleau FB2 (rapport entre les rayons de seuil et du pore). Cette partie sera étudiée plus loin.

3.6 Perméabilités relatives à l'eau

Les perméabilités relatives à l'eau K_{rw} "end-points" en fonction du nombre total de piégeage N_t et de saturation en eau sont représentées sur la figure IV.15 (a) et (b). Chaque point de (N_t, K_{rw}) sur la figure IV.15 (a) correspond à un point (N_t, S_{or}) sur cette figure IV.14 (b). On observe autant de dispersion des courbes de K_{rw} que pour les CDC. Dans la phase d'injection d'eau (solution de KI), la perméabilité relative est très faible et varie peu après l'augmentation du débit parce que la saturation résiduelle ne varie pas. Les valeurs de perméabilités relatives dans cette phase semblent corrélées avec la valeur de la saturation résiduelle. En effet, pour l'échantillon du grès de Fontainebleau FB2, la valeur de K_{rw} avoisine 25 % de la perméabilité absolue pour une saturation résiduelle de 25 %. Pour l'échantillon du grès de Berea BE1, la valeur de K_{rw} est très faible, la valeur calculée est de l'ordre de 2 % pour une saturation résiduelle de 48 %. Quant aux échantillons du grès de Clashach CL2 et du grès de Bentheim BH1, les valeurs de K_{rw} sont respectivement de l'ordre de 10 % et 20 % pour des saturations résiduelles de 38 % et 35 % (cf. figure IV.15 (c)).

Dans la phase d'injection de la solution du tensioactif, la valeur de la perméabilité relative à l'eau augmente significativement avec l'augmentation du nombre capillaire. Cela est attendu parce qu'une quantité d'huile résiduelle est mobilisée dès l'augmentation du nombre capillaire. En plus de la dispersion observée sur la variation de la perméabilité relative en fonction du nombre capillaire entre les différents échantillons, on constate aussi une dispersion au niveau de la valeur finale de K_{rw} (cf. figure IV.15 (b)). Elle atteint la valeur 1 dans les échantillons de Clashach CL2 et de Fontainebleau FB2. Quant aux échantillons du grès de Bentheim BH1 et de Berea BE1, les valeurs finales de K_{rw} sont respectivement 0,8 et 0,5. En effet, on s'attend à une corrélation entre la valeur finale de K_{rw} et la saturation résiduelle en huile correspondante, comme dans la phase d'injection d'eau. Si on prend le cas de l'échantillon du grès de Fontainebleau FB2, il est évident que la valeur de K_{rw} atteint une valeur de 1 pour une saturation résiduelle nulle. Pour le cas de l'échantillon de Bentheim BH1, la valeur 0,8 de K_{rw} finale semble cohérente avec la valeur de saturation résiduelle de l'ordre de 9 %. En revanche, dans le cas de l'échantillon de Berea BE1, la valeur finale de K_{rw} semble trop faible pour une saturation résiduelle en huile de 3 %. Elle est trop élevée pour une saturation résiduelle en huile de 9 % dans l'échantillon du grès de Clashach CL2.

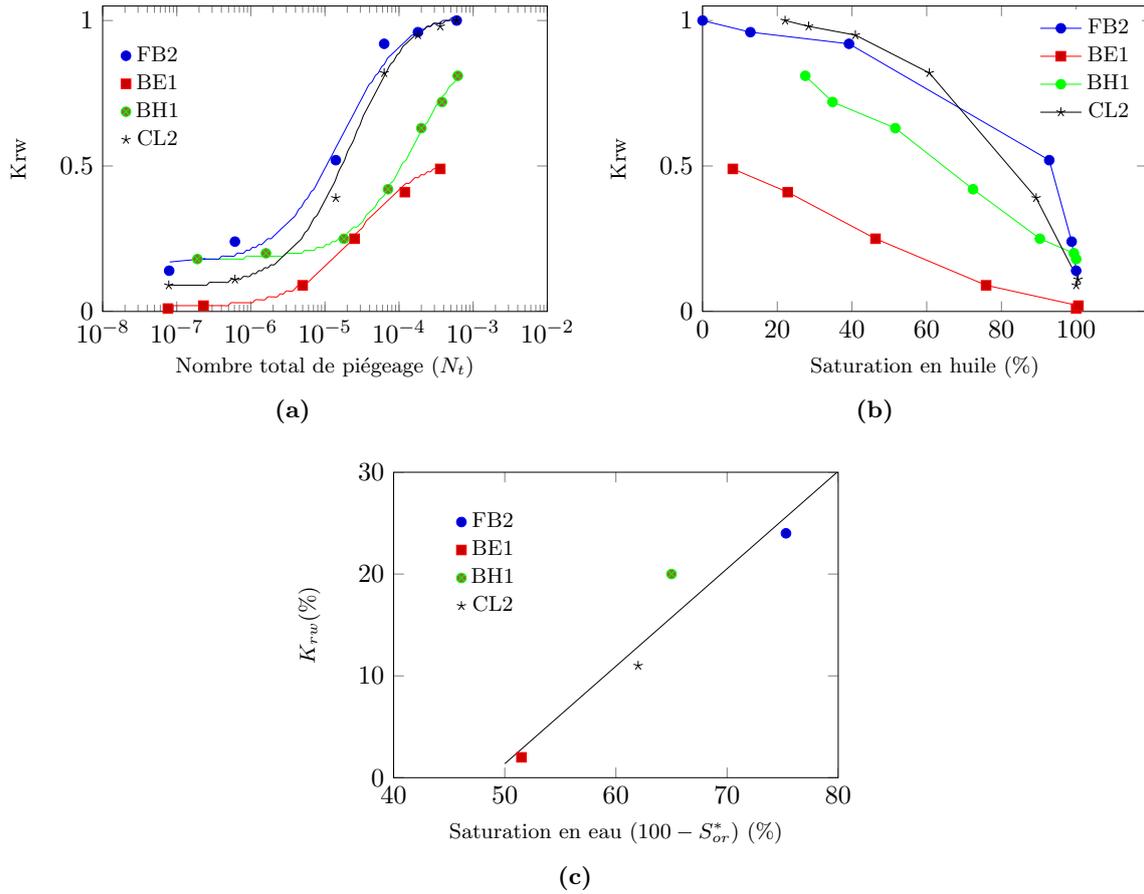


Figure IV.15 – Perméabilités relatives à l'eau (a) K_{rw} vs. N_t , (b) K_{rw} vs. S_{orn} (c) variation de la perméabilité relative K_{rw} (*end-point* à la fin d'injection d'eau) en fonction de la saturation en eau.

Nous pensons que la dispersion de K_{rw} finale est due à deux principaux facteurs :

- la répartition de l'huile résiduelle et les chemins de passage de l'eau dans le milieu poreux à la valeur maximale du nombre capillaire. Dans le cas de l'échantillon de Clashach CL2, la valeur de 9 % de S_{or} ne gêne pas la circulation de l'eau (cf. figure IV.16), alors que c'est le cas dans l'échantillon de Berea BE1 pour une valeur de S_{or} plus faible. Il est possible que la sur-concentration de la saturation d'huile dans la deuxième partie de l'échantillon bloque la circulation d'eau (cf. profil de saturation (f6) et l'image (f6) sur la figure IV.16) ;
- la structure poreuse différente de deux échantillons, l'échantillon de Berea est un échantillon plus poreux mais moins perméable, l'existence d'une petite quantité de l'huile peut réduire significativement la perméabilité effective à l'eau.

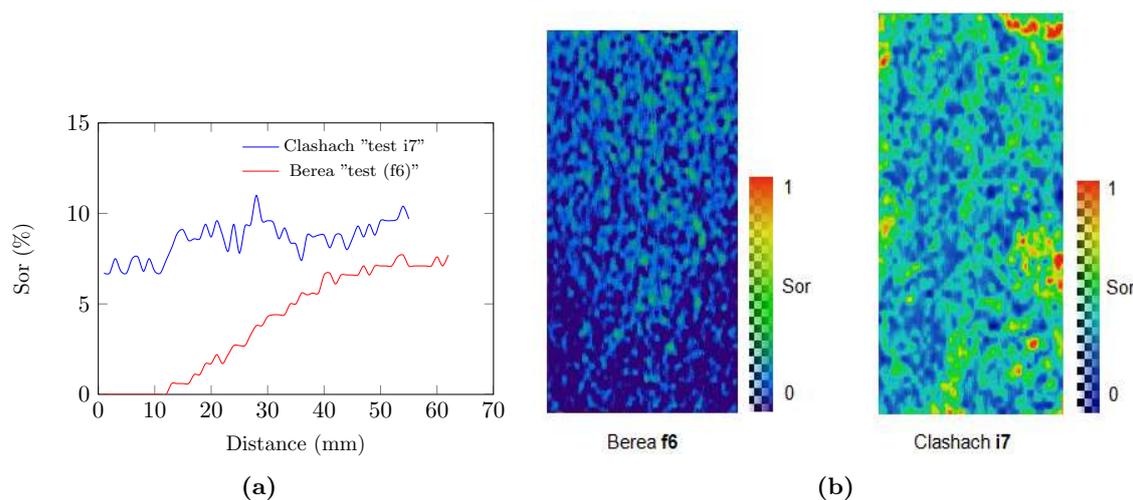


Figure IV.16 – Effet de la répartition de l’huile sur les perméabilités relatives : comparaison des profils de saturation (a) et les coupes transversales XZ correspondantes (b) obtenus à $N_{C_{max}}$ entre les échantillons de Berea BE1 et de Clashach CL2.

3.7 Effet des fluides sur la CDC

Une dispersion est notable quand on compare les résultats de CDC obtenus avec la nouvelle et l’ancienne formulation sur les deux échantillons de grès de Fontainebleau FB2 et du grès de Clashach CL2 (cf. figure IV.17). Il est difficile de comparer les nombres capillaires critiques dans les deux cas car on ne dispose pas des saturations intermédiaires dans le premier cas (injection du tensioactif à 1 wt. %). En effet, le nombre capillaire requis pour la désaturation de la saturation résiduelle en huile est plus grand dans le deuxième cas (CDC obtenues avec injection du tensioactif à 0,025 wt. %, noté formulation 2 sur la figure IV.17). Le nombre capillaire est un nombre adimensionnel, théoriquement la variation de la saturation résiduelle pour un même nombre capillaire calculée par variation du débit où la tension interfaciale devrait être la même, mais dans notre cas, les expériences démontrent le contraire. Étant donné que les propriétés chimiques des deux formulations sont différentes, celles-ci peuvent induire des changements au niveau des mécanismes de mobilisation de l’huile résiduelle. Elles peuvent aussi induire (1) une variation de la répartition d’huile dans le milieu poreux et de la mobilité d’huile (cf. figure IV.18) et (2) une variation de taille des ganglions d’huile.

Dans une étude expérimentale réalisée par [Morrow et al. \(1988\)](#), sur quatre empilements de grains de taille différente et l’utilisation de quatre valeurs différentes de tension interfaciale élevées ($\sigma = 17, 11,8, 6,6$ et $2,8$ mN/m), la courbe de désaturation capillaire dépend uniquement du nombre capillaire et ne varie pas en fonction de la tension interfaciale. Dans leur cas, il est possible que la variation de la tension interfaciale ne conduise pas à un changement du mécanisme de mobilisation de l’huile dans un milieu poreux modèle qui ne présente pas d’hétérogénéités. Dans notre cas, la différence de deux valeurs de tension interfaciale n’est pas significative, mais, du point de vue expérimental, les changements sont significatifs en comparant par exemple les profils de saturation ou les effluents recueillis dans les deux cas. Dans le premier cas, les effluents sont recueillis sous forme d’émulsions alors que dans le deuxième cas, il forme une phase séparée

(cf. figure IV.5). Dans une étude récente, [Simjoo et Zitha \(2013\)](#) ont montré l'existence de deux régimes de mobilisation d'huile par injection de la mousse, générée par l'injection du gaz et de tensioactif. Ces auteurs ont montré que l'huile est mobilisée par régime banc d'huile suivie par une longue mobilisation par un régime "tail production". L'hypothèse de l'existence d'un deuxième régime dans notre premier cas (injection du tensioactif à 1 wt. %) est possible. En revanche, ces auteurs ont précisé que la dispersion de l'huile est moins influencée par la concentration de tensioactif.

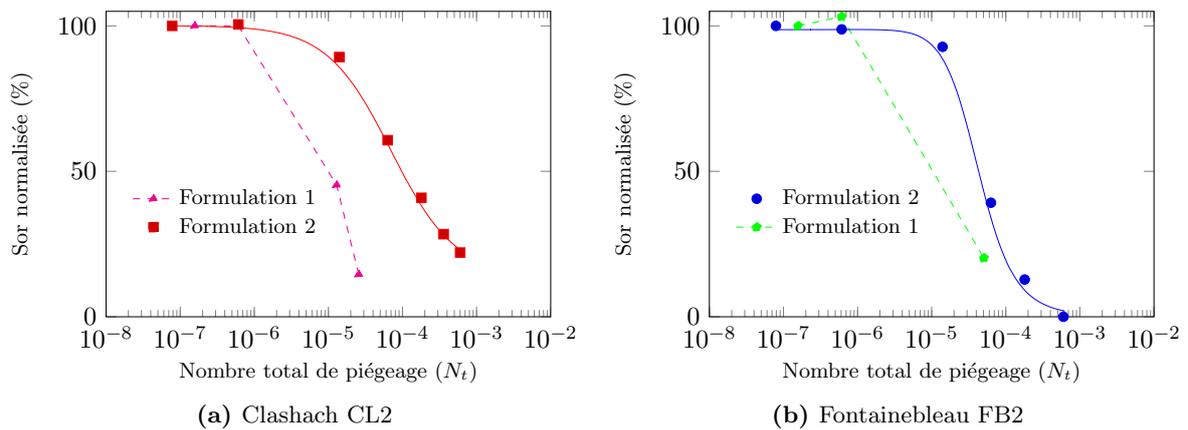


Figure IV.17 – Effet des fluides (concentration du tensioactif) sur les courbes de désaturation capillaires.

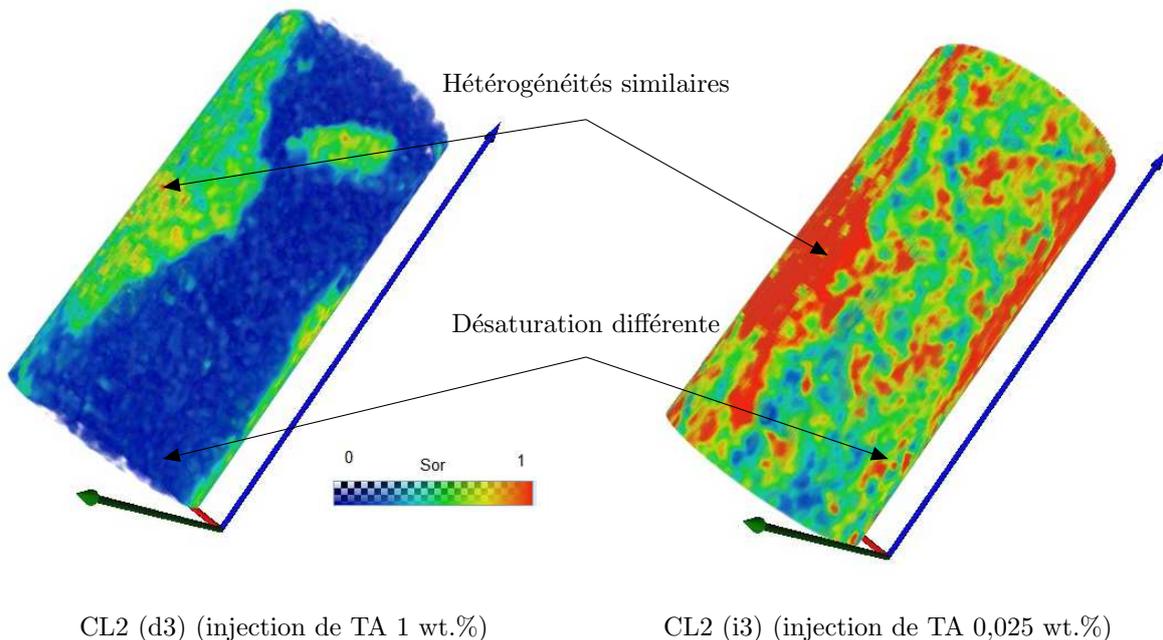


Figure IV.18 – Illustration d'une comparaison en images 3D de l'effet de la formulation sur la saturation résiduelle en huile dans l'échantillon de Clashach CL2 ($N_c = 10^{-5}$).

3.8 Régimes d'écoulement

Dans cette partie, le but est de vérifier expérimentalement la linéarité de la relation de Darcy lors de la mobilisation de l'huile résiduelle. En effet, Tallakstad *et al.* (2009a,b), Yiotis *et al.* (2013) ont observés numériquement la non linéarité de l'équation de Darcy. Dans le même contexte, cette non linéarité est prouvée par Sinha et Hansen (2012) dans un écoulement de deux phases en régime permanent.

Nous introduisons grâce à l'équation de Darcy un nouveau nombre adimensionnel de gradient de pression noté $\Delta\tilde{P}$. Le gradient de pression exprimé par l'équation de Darcy est :

$$\frac{\Delta P}{L_e} = \frac{\mu_w}{K K_{rw}(S_{or})} V \quad (\text{IV.1})$$

En introduisant la tension interfaciale eau-huile (σ_{ow}) dans le deuxième terme de l'équation IV.1, on obtient :

$$\frac{\Delta P}{L_e} = \underbrace{\frac{\mu_w V}{\sigma_{ow}}}_{\text{Nombre capillaire}} \frac{\sigma_{ow}}{K K_{rw}(S_{or})} = N_c \frac{\sigma_{ow}}{K K_{rw}(S_{or})} \quad (\text{IV.2})$$

En introduisant le nombre adimensionnel $\Delta\tilde{P} = \Delta P / \bar{P}$ et la fonction $S_{or} = F(N_c)$, l'équation IV.2 peut se transformer par la manière suivante :

$$\Delta\tilde{P} = \frac{N_c}{K_{rw}(N_c)} \quad (\text{IV.3})$$

où le terme \bar{P} est exprimé par la relation suivante :

$$\bar{P} = \frac{\sigma_{ow} L_e}{K} \quad (\text{IV.4})$$

La figure IV.19 montre la variation du nouveau nombre adimensionnel $\Delta\tilde{P}$ en fonction du nombre capillaire ($N_c \approx N_t$) pour chaque échantillon. On remarque l'existence de trois régimes caractérisés par un coefficient ξ telle que $\Delta\tilde{P} \approx N_c^\xi$. Le premier régime est un régime linéaire ($\xi = 1$), il correspond aux valeurs de N_c inférieures à la valeur de nombre capillaire critique requise pour la mobilisation d'huile (N_{cc} , on le renomme N_{c1} dans cette partie). Ce régime est observé lors de l'injection de la solution KI sans tensioactif où la mobilisation de l'huile est quasiment nulle. L'écoulement d'eau est régi par la loi de Darcy (similaire à un écoulement monophasique) avec une perméabilité effective inférieure à la perméabilité absolue à cause de la présence de la phase huile à travers le milieu poreux.

Quand la valeur de N_c est supérieure à N_{c1} , la valeur de ξ tend vers 0,5. Cette nouvelle proportionnalité est observée dans un intervalle spécifique de N_c ($[N_{c1} N_{c2}]$). Cette observation est très intéressante parce qu'elle confirme les résultats expérimentaux obtenus par Tallakstad *et al.* (2009a,b), Yiotis *et al.* (2013) et théoriques de Sinha et Hansen (2012). Dans notre cas, cette non linéarité est directement liée à la contribution des chemins d'accès d'eau (créés pendant la mobilisation des ganglions d'huile) et la perte de charge associée. En effet, une petite augmentation de la valeur de N_c au-delà de la valeur N_{c1} conduit à une mobilisation significative d'un nombre de ganglions d'huile et par conséquent la libération des nouveaux chemins d'accès

pour l'écoulement de la phase eau. Ces chemins contribuent exponentiellement à la perte de charge pendant l'écoulement, soit un exposant $1/\xi$ supérieure par rapport à la perte de charge obtenue dans un régime de Darcy.

Le troisième régime (valeur de $N_c > N_{c2}$) est caractérisé par une valeur de ξ égale à 1 comme le premier régime. Dans ce régime, on constate une petite mobilisation de l'huile résiduelle donc un nombre très faible de nouveaux chemins d'accès. Cela conduit à un écoulement de la phase eau sous le régime de Darcy avec une perméabilité effective très proche de la perméabilité absolue.

La valeur de l'exposant ξ obtenue dans le deuxième régime est très intéressante. Elle permet d'estimer la forme des courbes des perméabilité relatives dans l'intervalle de $N_c \in [N_{c1} N_{c2}]$ où le maximum de l'huile résiduelle est mobilisée. A l'aide de l'équation IV.3, on peut exprimer le K_{rw} dans l'intervalle $[N_{c1} N_{c2}]$ de la manière suivante :

$$K_{rw}(N_c) = \Gamma N_c^{0,5} \quad (\text{IV.5})$$

où Γ est une constante.

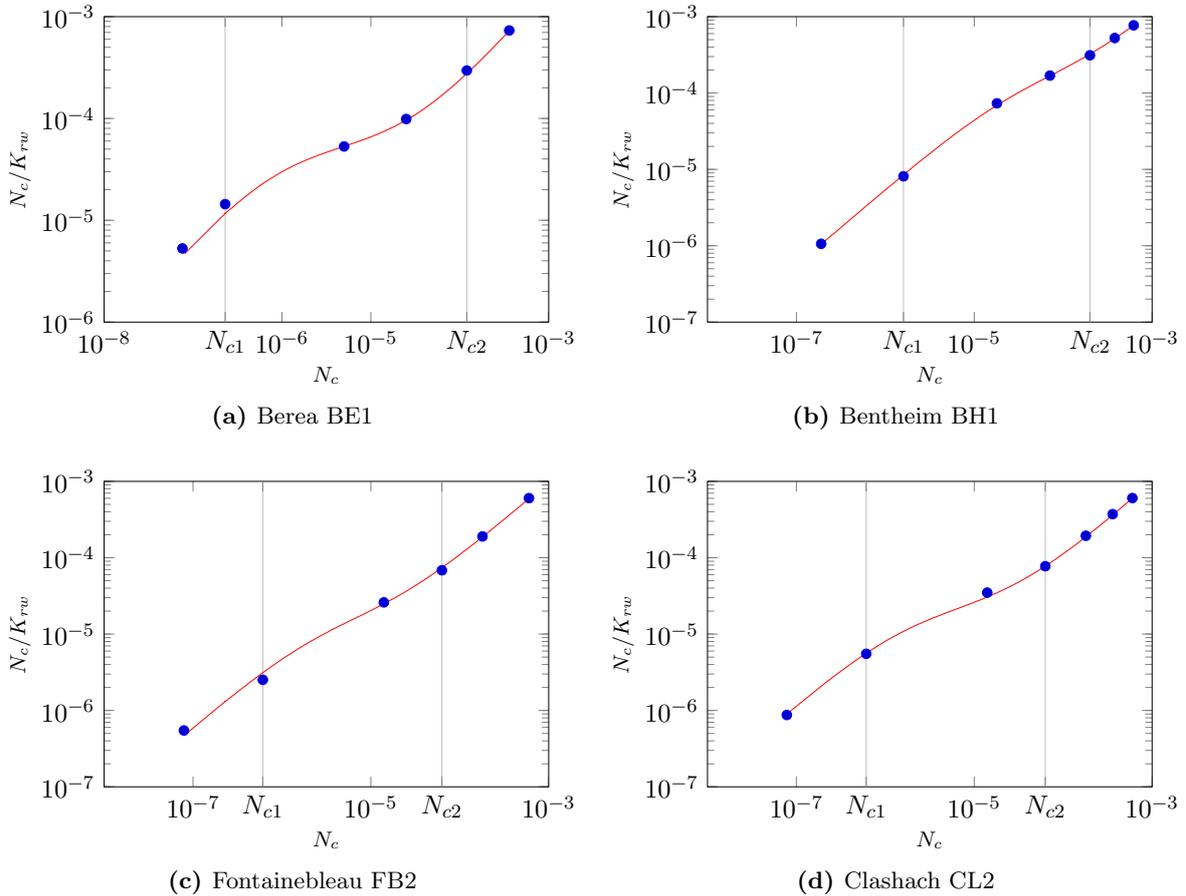


Figure IV.19 – Observation de différents régimes d'écoulement en reportant $\Delta\tilde{P}$ en fonction de N_c .

4 Interprétation macroscopique de la CDC

Dans cette section, nous décrivons le modèle du pore simplifié utilisé pour décrire la condition du piégeage d'un ganglion d'huile dans un capillaire. Nous décrivons ainsi les hypothèses prises en compte pour passer de cette condition du piégeage, de l'échelle du pore à l'échelle de la carotte. Le modèle est ensuite couplé avec les données expérimentales des perméabilités relatives. Le but de cette partie est d'expliquer la dispersion observée sur les CDC obtenues sur les différents échantillons cités plus haut.

4.1 Relation entre la CDC et la structure poreuse

Nous avons présenté dans la dernière section du chapitre I une synthèse bibliographique sur l'interprétation de la courbe de désaturation capillaire à l'échelle du pore. La majorité des études couple la loi Darcy et une condition de mobilisation à l'échelle du pore.

Dans un régime supposé toujours laminaire, cette condition stipule que pour mobiliser un ganglion d'huile piégé dans un pore d'un rayon R connecté à un seuil d'un rayon r_p , il faut appliquer un gradient de pression (ΔP_{min}) supérieur à la différence de pression capillaire (ΔP_c) qui retient le ganglion d'huile. La figure IV.20 présente une configuration de l'huile résiduelle dans un milieu poreux (Stegemeier, 1977) et le modèle du pore associé. On suppose que le ganglion d'huile est en position d'écoulement vertical (angle par rapport à l'horizontal = 90°) et que la pression dans la phase huile est constante.

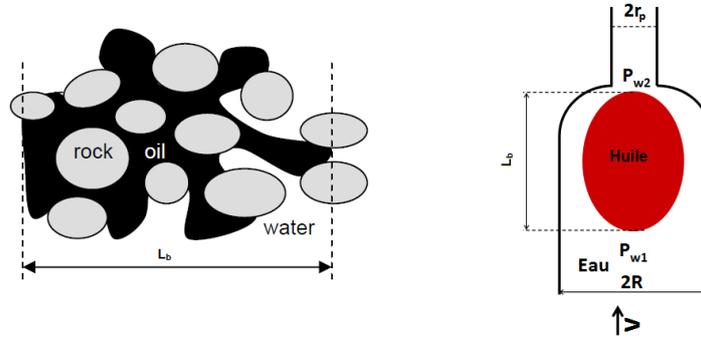


Figure IV.20 – (a) modèle du piégeage de l'huile dans un milieu poreux Stegemeier (1977), (b) modèle du piégeage capillaire simplifié représentatif du cas (a).

La pression capillaire qui retient le globule d'huile s'écrit comme suit :

$$\Delta P_c = 2\sigma_{ow} \cos \theta \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{R} \right) \quad (\text{IV.6})$$

où σ_{ow} est la tension interfaciale eau-huile et θ l'angle de contact eau-huile (les valeurs des angles d'avancée et de retrait du ménisque d'eau dans la phase huile sont identiques). Le gradient de pression de part et d'autre du globule d'huile est exprimé par l'équation IV.7 :

$$\Delta P = P_{w1} - P_{w2} - \rho_o g L_b \quad (\text{IV.7})$$

où ρ_o est la masse volumique de la phase huile, g l'accélération gravitaire et L_b la longueur de ganglion d'huile. D'après la condition de mobilisation $\Delta P_{min} = \Delta P_c$, on peut écrire :

$$P_{w1} - P_{w2} - \rho_o g L_b = 2\sigma_{ow} \cos \theta \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{R} \right) \quad (\text{IV.8})$$

Le gradient de pression est généré par l'écoulement de la phase d'eau autour du ganglion d'huile. Cela permet d'écrire la loi de Darcy comme suit :

$$V = - \frac{K K_{rw}}{\mu_w L} (P_{w1} - P_{w2} - \rho_w g L_b) \quad (\text{IV.9})$$

où ρ_w , V et μ_w sont respectivement la masse volumique, la vitesse superficielle et la viscosité de la phase eau. En introduisant le terme $(P_{w1} - P_{w2})$ déduit de l'équation IV.9 dans l'équation IV.8, on obtient :

$$\underbrace{\frac{V \mu_w}{\sigma_{ow} \cos \theta}}_{\text{Nombre capillaire}} + \underbrace{\frac{(\rho_w - \rho_o) g K K_{rw}}{\sigma_{ow} \cos \theta}}_{\text{Nombre de Bond}} = \frac{2K K_{rw}}{L_b} \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{R} \right) \quad (\text{IV.10})$$

Le premier terme de l'équation IV.10 est la somme de deux nombres adimensionnels : le nombre capillaire et le nombre de Bond. Par conséquent, on peut transformer l'équation IV.10 comme suit :

$$(N_t = N_c + N_b) = \frac{2K K_{rw}}{L_b} \left(\frac{1}{r_p} - \frac{1}{R} \right) \quad (\text{IV.11})$$

Cette équation montre que le nombre total du piégeage (ou le nombre capillaire si on néglige le nombre de Bond) dépend de trois paramètres : la perméabilité effective, la géométrie du milieu poreux et la longueur des ganglions. Ces trois paramètres ne sont pas indépendants puisque pour un nombre capillaire donné, la perméabilité effective dépend des chemins suivis par le fluide qui sont contrôlés par la taille des seuils de pores. La taille des ganglions dépend aussi de la taille des seuils de pores.

- la perméabilité effective du milieu poreux ($K K_{rw}$) est composée d'un terme constant la perméabilité absolue à l'eau K et d'un terme variable la perméabilité relative de l'eau K_{rw} . Ce dernier augmente avec le nombre capillaire parce que la saturation résiduelle en huile diminue. En effet, la mobilisation d'une quantité de l'huile permet de libérer des chemins de passage pour l'eau et par conséquent le gradient de pression diminue et K_{rw} augmente. Par ailleurs, d'après l'équation IV.11, le nombre capillaire requis pour la mobilisation d'une quantité de l'huile augmente avec la perméabilité absolue du milieu poreux indépendamment de la variation de la perméabilité relative,
- le deuxième paramètre constitue la géométrie du milieu poreux (les paramètres r_p et R). Dans un modèle de pore, le rayon du pore et celui du seuil de pore sont bien définis. Dans un milieu poreux naturel, on parle souvent des rayons équivalents ou rayons hydrauliques équivalents. Le rayon du seuil de pore (de piégeage ou de blocage) r_p dépend de la saturation résiduelle en huile. Pour exprimer la proportionnalité $r_p = f(S_{or})$, le r_p est relié à un autre paramètre qui dépend de la saturation tel que la pression capillaire du drainage. Quant au rayon équivalent du pore il est souvent considéré comme indépendant de

la saturation résiduelle en huile, il est relié à la perméabilité absolue du milieu poreux,

- le troisième paramètre est la longueur des ganglions d'huile L_b . Ce paramètre a fait l'objet de nombreuses études (sections 4 et 5 du chapitre I). Elles s'accordent sur le fait que la taille des ganglions d'huile diminue avec l'augmentation du nombre capillaire.

Il est difficile de corrélérer les trois paramètres entre eux sans avoir recourt à des données expérimentales. En ce qui concerne notre cas, la méthodologie suivie est décrite ci-dessous.

4.2 Application

Nous supposons que le rayon équivalent du pore R est très supérieur au rayon équivalent du seuil du pore r_p . Cela permettra de négliger le terme $1/R$ devant $1/r_p$ dans l'équation IV.11. Cette hypothèse est conçue du fait que le terme $1/R$ n'influe pas beaucoup sur la variabilité du terme $(1/r_p - 1/R)$ entre les différents échantillons de grès. À l'aide de cette hypothèse, l'équation IV.11 peut se réécrire de la façon suivante :

$$N_t = 2KK_{rw} \frac{1}{r_p L_b} \quad (\text{IV.12})$$

En divisant l'équation IV.12 par la perméabilité effective à l'eau KK_{rw} on obtient :

$$\frac{N_t}{KK_{rw}} = \frac{2}{r_p L_b} \quad (\text{IV.13})$$

Etant donné que nous disposons des données expérimentales des K_{rw} en fonction du nombre total du piégeage N_t , la relation IV.13 nous permettra d'évaluer à nouveau la variation de la saturation résiduelle en fonction de N_t/KK_{rw} dans les différents échantillons de grès, en mettant à l'écart l'effet de la perméabilité effective. Les résultats sont présentés sur la figure IV.21. On remarque une dispersion moins importante des nouvelles courbes tracées par rapport aux CDC. D'après la relation IV.13, cette nouvelle dispersion est due uniquement à la variation de la taille des seuils des pores (r_p) et la longueur des ganglions (L_b) entre les différents échantillons. Une étude complémentaire est présentée dans le chapitre V pour décrire la variation de la géométrie du milieu poreux et la variation la longueur des ganglions (L_b) en fonction du nombre capillaire dans les différents échantillons de grès.

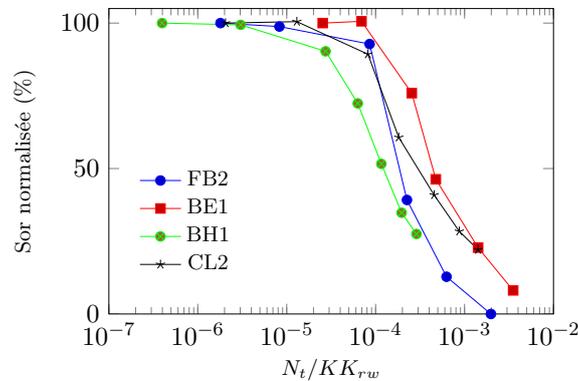


Figure IV.21 – Saturation résiduelle normalisée en fonction de N_t/KK_{rw} .

5 Conclusion du chapitre IV

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats d'essais d'injection de la nouvelle formulation de la solution du tensioactif dans quatre échantillons de grès différent. Un échantillon de grès de Bentheim et un autre de Berea ont été présentés comme des échantillons ayant moins d'hétérogénéités locales. Un cas de stabilité de la saturation résiduelle pendant l'injection de la nouvelle formulation dans un échantillon de Berea a été présenté. L'analyse de profil de saturation par tomographie X montre un accord entre l'évolution de la saturation résiduelle en huile et l'indication de la pression différentielle.

Nous avons présenté également dans ce chapitre un test de reproductibilité de la CDC sur un échantillon de grès de Bentheim BH1 avec l'utilisation de la nouvelle formulation. La CDC a été caractérisé dans la gamme du nombre capillaire entre 10^{-7} et 10^{-3} . Les résultats des deux essais montrent une bonne reproductibilité de la CDC. Ce test de reproductibilité renforce ainsi la faisabilité de la procédure expérimentale suivie.

Les résultats de l'ensemble des expériences réalisées avec la nouvelle formulation montrent un désaccord avec les résultats d'injection de l'ancienne formulation à travers le milieu poreux sur trois niveaux :

- l'état des profils de saturation résiduelle en huile après stabilisation de la pression différentielle : les expériences décrites dans ce chapitre ont montré que les profils de saturation sont plutôt homogènes quel que soit le débit d'injection de la nouvelle solution du tensioactif. En comparant avec les résultats d'injection de l'ancienne formulation du tensioactif, la différence est significative et pourtant les deux formulations ont les mêmes composants. Vu les résultats des deux cas, on peut déduire que les hétérogénéités de la saturation résiduelle en huile (profils de saturation) peuvent être influencées par les propriétés des fluides,
- la nature des effluents : une quantité d'huile non émulsionnée est recueillie après chaque injection de la solution du tensioactif (SDBS 0,025 % en concentration massique). Ces résultats confirment l'existence d'un régime de mobilisation différent de celui des expériences réalisées avec l'ancienne formulation (SDBS 1 % en concentration massique),
- les essais d'injection de la solution du tensioactif 0,025 wt. % montrent que la majorité de l'huile résiduelle est mobilisée à travers le milieu poreux par des nombres capillaires entre 10^{-5} et 10^{-3} .

Les essais sur carottes réalisés sur les différents échantillons de grès ont montré l'existence d'une dispersion importante des résultats de CDC par rapport à ceux de perméabilités relatives. La dispersion de CDC peut être corrélée avec la racine carrée de la perméabilité effective à l'eau. Cette corrélation a été déduite en corrélant pour chaque nombre capillaire, le seuil du pore qui contrôle la mobilisation de l'huile résiduelle en fonction de la perméabilité effective à l'eau. Néanmoins, elle ne tient pas compte de la variation de la longueur de ganglions. Les observations à l'échelle du pore nous permettront de mieux comprendre le comportement et la taille moyenne des ganglions d'huile en fonction du nombre capillaire.

CHAPITRE V

ÉTUDE DE LA DÉSATURATION CAPILLAIRE À L'ÉCHELLE DU PORE

Sommaire

1	Étude statistique de la microstructure	156
1.1	Mesure par microtomographie RX	156
1.1.1	Principe	156
1.1.2	Reconstruction des images en 3D	157
1.1.3	Méthodologie d'extraction du réseau poreux	157
1.2	Expériences	160
1.3	Résultats et discussion	161
1.3.1	Analyse de la porosité	161
1.3.2	Paramètres géométriques moyens	163
1.3.3	Distributions statistiques des paramètres géométriques	165
1.3.4	Distributions initiales des ganglions d'huile	166
1.4	Conclusion	170
2	Relation entre la CDC et la longueur des ganglions d'huile	171
2.1	Relation taille des ganglions/structure	171
2.2	Normalisation des CDC avec la taille des ganglions	172
2.3	Simulation des distributions initiales des ganglions d'huile	173
2.3.1	Méthodologie	173
2.3.2	Résultats et discussion	174
2.4	Conclusion	175
3	Étude de la dynamique des ganglions	176
3.1	La Ligne TOMCAT au SLS	176
3.2	Protocole expérimental	178
3.3	Expériences réalisées	179
3.4	Description quantitative	184
3.4.1	Traitement d'images	184
3.4.2	Résultats de saturation vs. N_c	187
3.4.3	Résultats en régime transitoire	193
3.5	Conclusion	196
4	Conclusion du chapitre V	197

Les études réalisées dans le chapitre précédent ont permis d'obtenir une série de CDC dans divers échantillons et dont la dispersion est très significative. La condition de mobilisation d'un ganglion d'huile à l'échelle locale montre une dépendance de la CDC de trois paramètres (1) perméabilité effective (2) paramètres géométrique et (3) taille des ganglions. L'interprétation de la CDC est donc basée sur une corrélation entre ces trois paramètres. Ce chapitre est dédié à l'étude complémentaire de cette approche par le biais d'une analyse quantitative à l'échelle locale des paramètres géométriques et de la taille des ganglions d'huile.

La première partie de ce chapitre est consacrée à l'extraction du réseau poreux par imagerie. L'utilisation de la microtomographie par rayons X nous permettra de déterminer la répartition des fluides pendant les cycles de drainage et d'imbibition dans des miniplugs représentatifs des échantillons de grès de Berea BE1, Bentheim BH1, Fontainebleau FB2 et de Clashach CL2. Vu la rapidité des phénomènes de déplacement des fluides à cette échelle, cette technique nous permettra seulement d'étudier les variables statiques de la microstructure et les distributions initiales des ganglions d'huile après imbibition spontanée. Il est ainsi possible de comparer ces distributions expérimentales des ganglions d'huile avec les résultats théoriques issus de la dérivation de la CDC.

La deuxième partie de ce chapitre est consacrée à l'observation expérimentale de la mobilisation de l'huile résiduelle après injection de la solution du tensioactif à différentes valeurs du nombre capillaire. L'expérimentation sous Synchrotron SLS nous permettra d'étudier l'évolution de la taille des ganglions en fonction du nombre capillaire ainsi que les mécanismes régissant leur mobilisation à l'échelle du pore (envahissement des fluides dans un pore, type de piégeage, coalescence des ganglions d'huile).

1 Étude statistique de la microstructure

Le principe de mesure de la microtomographie par rayons X et la démarche expérimentale suivie pour caractériser la structure poreuse de chaque échantillon sont présentées dans cette partie. Nous y présentons aussi la méthodologie d'extraction du réseau poreux par imagerie développée à IFP Energies nouvelles (Youssef *et al.*, 2007, 2008).

1.1 Mesure par microtomographie RX

1.1.1 Principe

Le micromètre utilisé pour cette étude est un Nanotom développé par la compagnie PHOENIX X-RAY. Les rayons X sont générés par l'impact d'un faisceau d'électrons focalisé à travers un tube d'une tension accélératrice maximale de 180 keV et une puissance de 15 W. Ce tube repose sur une fine cible en tungstène et génère un faisceau de rayons X en forme de cône qui couvre l'intégralité du détecteur digital de 2304x2304 pixels. L'acquisition 3D est obtenue par la rotation de l'échantillon. Ce dernier est fixé sur un dispositif qui assure une rotation de 0° à 360° avec un incrément de moins de 0.1°. Cette rotation est commandée à distance par ordinateur. La résolution spatiale 3D du micromètre peut atteindre 1 μm^3 par voxel (taille minimale de faisceau 0,9 μm). La taille minimale d'un pixel est de 0,5 micron. Le temps d'acquisition d'un

volume entier d'un échantillon est estimé entre 30 min et 3 heures.

1.1.2 Reconstruction des images en 3D

Après la fin de l'acquisition, les images sont transférées sous forme de projections 2D. Ensuite, ces projections sont converties en images 3D à l'aide d'un algorithme Feldkamp. Le dispositif expérimental est doté d'un filtre en cuivre afin de réduire les effets de durcissement du faisceau pendant l'acquisition. Ces effets sont ensuite éliminés par correction mathématique lors de la reconstruction.

L'acquisition est en 12 bits, mais les images sont codées en 16 bits. Elles sont transformées par la suite en 8 bit par une relation linéaire. Cela permet de réduire la taille du volume reconstruit et faciliter son traitement par la suite. On peut reconstruire un volume d'une taille de 1000x1000x1000 voxel, pour un temps de reconstruction estimé entre 10 à 15 min.

1.1.3 Méthodologie d'extraction du réseau poreux

La méthodologie d'extraction des paramètres de la microstructure qui constitue le réseau de pores est résumée en quatre étapes : la segmentation, l'extraction du squelette de réseau poreux, le partitionnement de l'espace poreux et enfin la détermination des paramètres géométriques du réseau de pore.

a. *Segmentation de l'image*

Cette étape consiste à isoler la porosité constituant l'espace poreux de la phase solide, grâce à une différence du niveau de gris qui existe entre les deux phases (cf. figure V.1 (a)). En effet, dans une roche monominérale, l'histogramme du volume reconstruit est caractérisé par deux pics bien définis sur l'échelle de gris de 0 à 255 comme cela est représenté sur la figure V.1 (b). Les fréquences de deux pics représentent la proportion de la phase solide et celle de l'espace poreux dans l'échantillon. La valeur de niveau de gris de la phase solide est supérieure à celle du vide. Il est ainsi possible d'estimer la porosité de l'échantillon (ϕ_{img}) à l'aide de l'histogramme par la formule suivante :

$$\phi_{img} = \frac{G_{max} - G_{moy}}{G_{max} - G_{min}} \quad (V.1)$$

où G_{max} et G_{min} sont respectivement le niveau de gris de pic de la phase solide et celui de vide. G_{moy} est le niveau de gris moyen dans l'échantillon sur l'échelle de gris de 0 à 255.

Le principe de la segmentation est d'attribuer une valeur unique à la phase solide (0) ainsi qu'à l'espace poreux (1). Mais la difficulté réside dans le choix de la valeur de seuillage permettant la séparation des deux phases. Généralement, il existe une valeur du niveau de gris dont la fréquence est minimale. Cette valeur est située entre les valeurs de niveau de gris de deux pics.

Une fois la séparation des deux phases effectuée, un filtre est appliqué pour améliorer et lisser les continuités des interfaces solide-espace poreux (en utilisant le module Avizo *remove Islands*). De plus, afin d'obtenir une continuité de tout l'espace poreux, nous éliminons les objets non connectés et les objets de la phase solide dont la taille est inférieure à 2000 voxels. Ces deux opérations sont essentielles mais diminuent la valeur de la porosité initialement sélectionnée. Pour l'éviter, il faut prendre une valeur de seuillage de telle sorte que la porosité soit majorée de 10 % par rapport à la valeur de référence. Sur l'histogramme représenté sur la figure V.1

(b), les deux valeurs de seuillage G_{s1} et G_{s2} sont représentées par des points bleu et rouge. **b.**

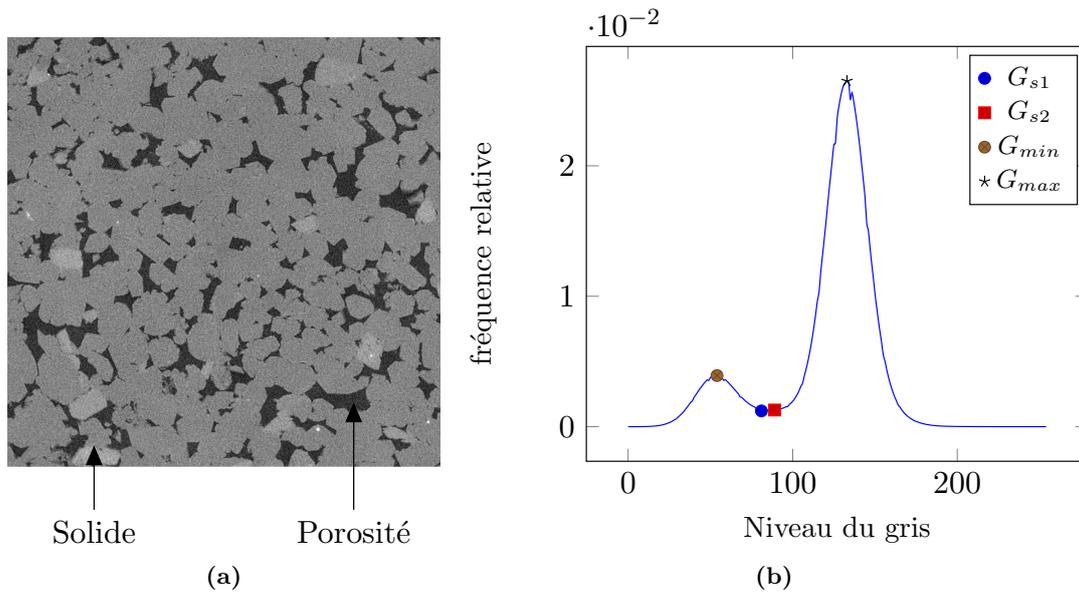


Figure V.1 – (a) image tomographique 2D et (b) histogramme de la densité de niveau de gris d'un échantillon de Clashach.

Extraction du squelette

Le squelette du milieu poreux est déterminé numériquement par un algorithme dit *Distance Ordered Homotopic Thinning* (Fouard *et al.*, 2004, Cassot *et al.*, 2006). Il combine une carte de distance et un algorithme d'amincissement. Le principe de cet algorithme est de calculer la distance minimale de chaque point du squelette et l'interface vide-solide en utilisant la méthode de Chamfer. Dans une seconde étape, l'algorithme d'amincissement "Thinning" est appliqué pour former le squelette du milieu poreux.

c. Partitionnement de l'espace poreux

Cette étape consiste à séparer l'espace poreux (le squelette) en pores et en canaux (seuils) distincts. Un algorithme en C++ développé à IFP Energies Nouvelles est utilisé pour le partitionnement. Cet algorithme est basé principalement sur la recherche des restrictions en déterminant les diamètres les plus petits sur l'ensemble de l'espace poreux. Les différentes étapes de cet algorithme sont représentées sur la figure V.2.

La première étape consiste en la séparation des lignes des pores et des canaux. Un pore peut être associé à plusieurs lignes tandis qu'un canal est associé à une seule ligne comme cela est montré sur la figure V.2 (b). Il faut noter que chaque ligne est constituée d'un ensemble de voxels connectés et dont le nombre de coordination est égale à celui des voxels de deux exterminés. Les lignes dont le nombre de coordination est égal à 1 sont éliminées du squelette, on les appelle les branches mortes (cf. figure V.2 (b)). Une fois le squelette nettoyé, la longueur de chaque ligne est calculée. Une ligne de pore est déterminée si sa longueur est inférieure au rayon de la sphère la plus petite le long de la ligne (inscrite à la section la plus petite). Dans le cas contraire, il s'agit d'une ligne d'un canal. L'algorithme permet de chercher les distances minimales qui séparent les lignes des canaux connectées. Elles sont schématisées par des points sur la figure V.2 (b). Ces points correspondent aux rayons minimum des seuils de pores. C'est à cette étape que les

longueurs des lignes des canaux et les rayons minimum des seuils de pores sont calculés.

La deuxième étape consiste à séparer les lignes de chaque pore. Les lignes reliant deux pores (lignes des canaux) sont coupées au niveau du rayon minimum (cf. figure V.2 (b)). Une valeur 0 de niveau de gris est attribuée au voxel associé à ce rayon. Cette opération permet de séparer tous les clusters lignes correspondent à un pore (cf. figure V.2 (c)), puis un niveau de gris sur l'échelle de 0 à 65535 est attribué à chaque cluster. Par la suite, le volume de chaque pore est déterminé par croissance de région confinée à l'espace porale. Un module *Avizo surface gen* permet de générer des surfaces qui sont par la suite extraites dans un programme en C++ pour calcul de surface et de périmètre des seuils.

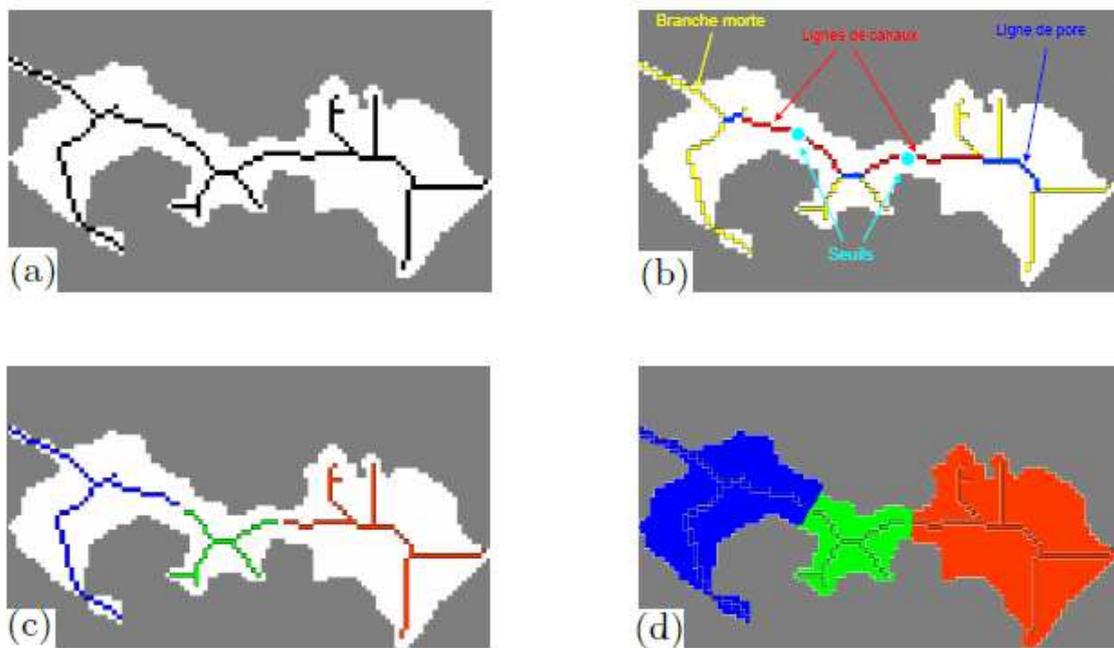


Figure V.2 – Les étapes de partitionnement de l'espace poreux, (a) Squelette initial, (b) détection des seuils de pores, (c) indexation des pores, (d) reconstruction du volume de chaque pore (Youssef *et al.*, 2007).

d. *Extraction des paramètres géométriques*

Les paramètres géométriques déterminés sont : le rayon minimum du seuil de pore, le rayon du pore, la longueur hydraulique du canal, le rayon hydraulique équivalent au seuil de pore et le nombre de coordination. Le rayon du seuil correspond au rayon de la petite constriction qui existe entre deux pores (r_{min}), le rayon hydraulique équivalent du seuil de pore est calculé en divisant la surface par le périmètre ($r_h = 2 \text{ surface} / \text{périmètre}$). Le rayon du pore est calculé à partir du volume de pore délimité par les constriction en considérant une forme sphérique. Le nombre de coordination d'un pore est le nombre de pores connectés à celui-ci.

La longueur hydraulique équivalente d'un canal (l_{eq}) est calculée en assimilant la conductivité équivalente (g_{eq}) à celle d'une tube cylindrique dont le rayon est équivalent au rayon du seuil r_{min} . Sachant que dans un premier temps, la conductivité équivalente g_{eq} est calculée par analogie électrique à une série de tubes cylindriques d'un rayon r_i , d'une longueur l_i et d'une conductivité hydraulique g_i . Le calcul de la conductivité équivalente g_{eq} par les deux méthodes (cf. équation V.2) permet de déterminer la longueur hydraulique l_{eq} de chaque canal par l'équation V.3. La

représentation schématique d'un canal réel connecté à deux pores est montré sur la figure V.3.

$$\frac{1}{g_{eq}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{g_i} = \frac{8\mu}{\pi} \sum_{i=1}^n \frac{l_i}{r_i^4} = \frac{8\mu l_{eq}}{\pi r_{min}^4} \quad (V.2)$$

$$l_{eq} = \sum_{i=1}^n l_i \left(\frac{r_{min}}{r_i} \right)^4 \quad (V.3)$$

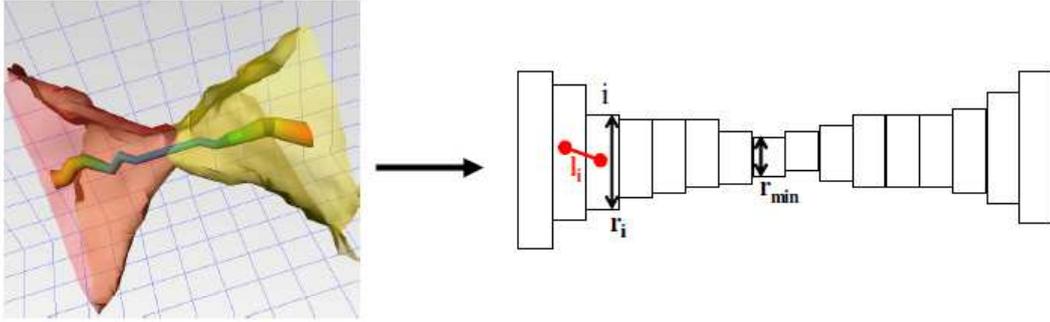


Figure V.3 – Représentation schématique d'un canal réel connecté à deux pores (Youssef *et al.*, 2008).

1.2 Expériences

Nos expériences ont été réalisées sur deux séries de miniplugs de diamètre 5,8 *mm* et d'une longueur d'environ 6 *mm*. Chaque série est composée de quatre échantillons de types de grès différents. Ces miniplugs ont été extraits dans les mêmes roches que les échantillons de grès de Berea BE1, Bentheim BH1, Fontainebleau FB2 et de Clashach CL2. L'objectif étant de retrouver les mêmes propriétés pétrophysiques de ces échantillons à petite échelle. Le choix de deux séries a pour but de vérifier la reproductibilité du réseau poreux.

Les échantillons de la première série ont été imagés au microtomographe RX uniquement à l'état sec. Les échantillons de la deuxième série sont enrobés sur les côtés d'une résine étanche d'une épaisseur de 0,5 *mm*. Après un scan au microtomographe RX à l'état sec, les échantillons sont saturés à 100 % de la solution de KI 50 g/l puis ils sont soumis à un drainage au décane par centrifugation à 10000 tr/min pendant 2 heures. Après imbibition spontanée dans la solution de KI 50 g/l pendant 24 heures, les échantillons sont scannés à nouveau en gardant la même position que le premier scan à l'état sec.

Pour éviter le séchage des échantillons pendant le scan, un dispositif est mis en place pour fixer les échantillons dans un tube en plastique de même diamètre que les échantillons résinés. Le tube en plastique a une longueur d'environ 1 *cm*. Une extrémité de ce tube est fixée à une tige longue qui assure la verticalité de l'échantillon. Une fois l'échantillon introduit dans le tube, une petite quantité de saumure est introduite sur la partie supérieure de l'échantillon et la deuxième extrémité du tube est recouverte par un papier paraffine pour isoler totalement l'échantillon. Le dispositif expérimental mis en place est représenté sur la figure V.4. Les paramètres d'acquisition sont : distance de l'échantillon de la source et de détecteur-source 12 *mm* et 200 *mm*, taille d'un

pixel 3 microns, tension et courant 90 keV et 170 μA , incrément d'angle lors de la rotation de $0,2^\circ$ (1800 projections sur 360°), l'épaisseur du filtre en cuivre est de 0,1 mm et le temps d'acquisition est d'environ 2h30.

Un volume de référence de $1000 \times 1000 \times 1000$ voxels a été reconstruit pour chaque échantillon à l'état sec. Le même volume a été reconstruit à l'état de saturation résiduelle en huile. Un module "Avizo registration" du logiciel Avizo a été utilisé pour recalculer chaque volume reconstruit à l'état S_{or} par rapport au volume de référence à l'état sec de chaque échantillon. La résolution spatiale des volumes lors de la reconstruction est de 3 microns. Le recalage des volumes est une étape importante pour déterminer la distribution des ganglions d'huile, la méthodologie suivie est décrite plus loin.

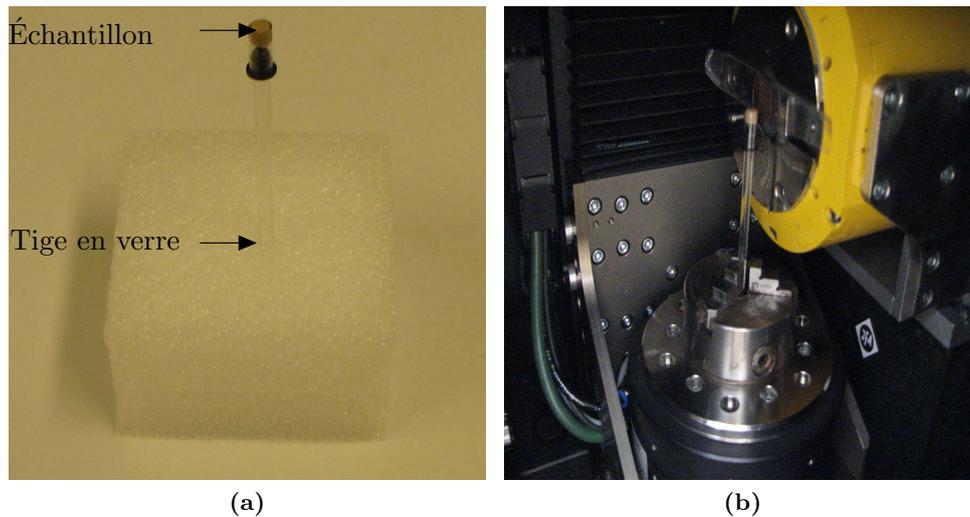


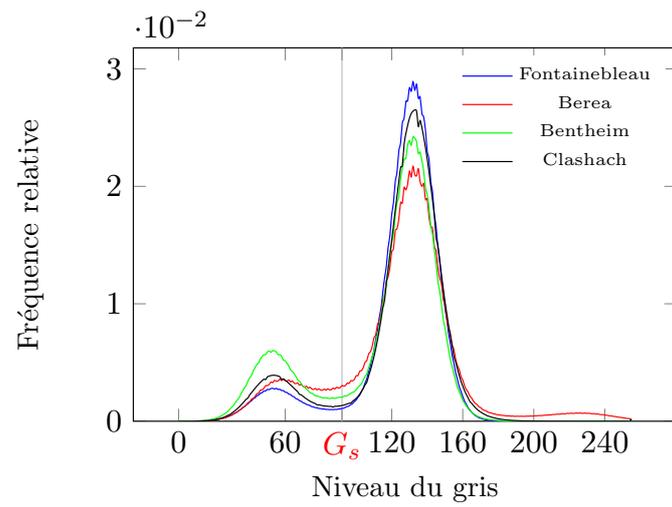
Figure V.4 – Dispositif expérimental adapté au microscanner, (a) fixation de l'échantillon sur l'ensemble tube-tige, (b) imagerie d'un échantillon au microscanner.

1.3 Résultats et discussion

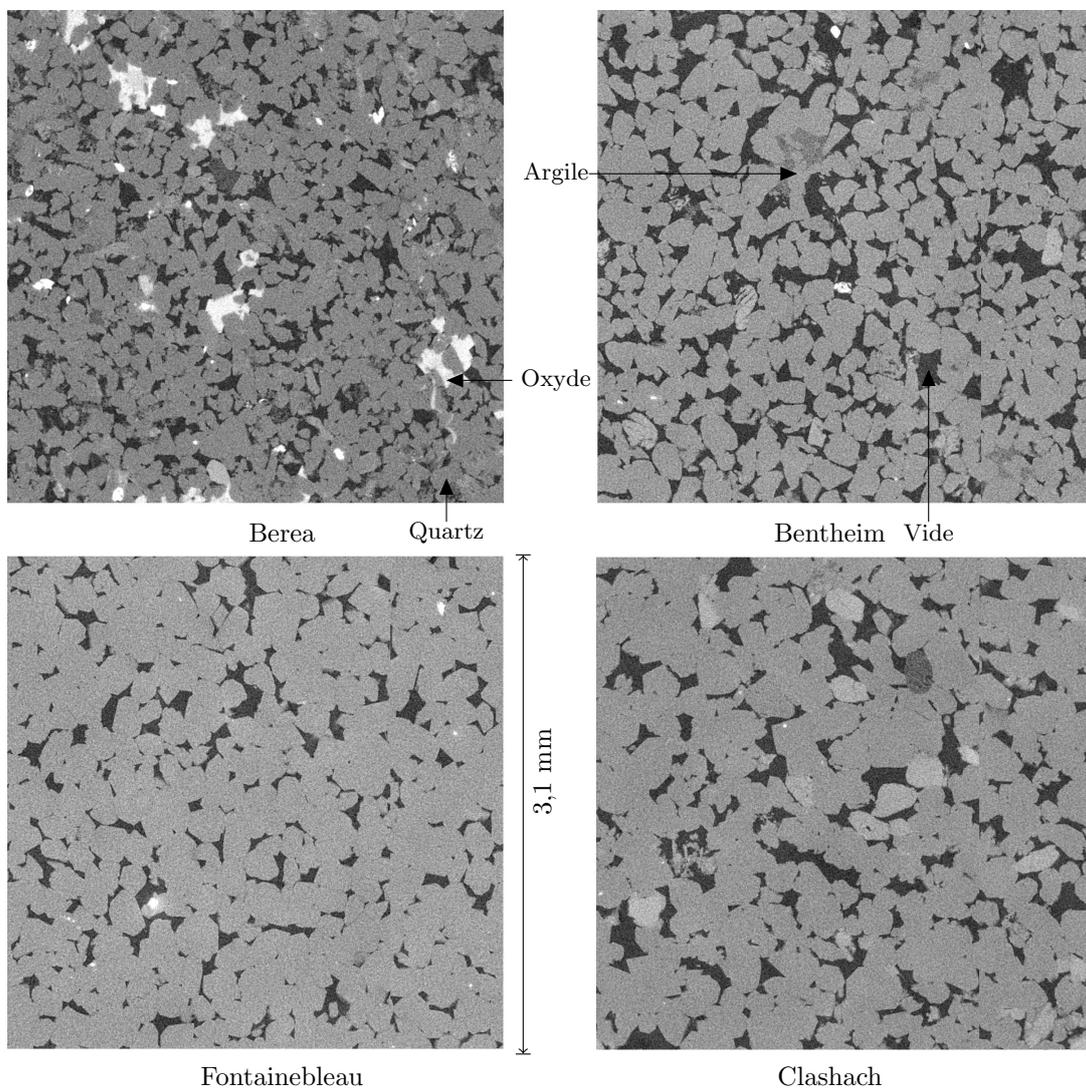
La densité 2D de niveau de gris des quatre échantillons de la première série est représentée sur la figure V.5. Ces images montrent l'existence de deux phases (solide et vide). Comme il était précisé à la section 5 du chapitre II, ces échantillons appartiennent à quatre types de grès différents sont considérés comme des roches monominérales. La présence des oxydes et des argiles est prononcée dans le cas de l'échantillon de Berea. Ces images montrent que les deux échantillons de Berea et de Bentheim sont plus poreux que les échantillons de Clashach et de Fontainebleau. Les valeurs de niveau de gris des deux pics sont estimées à 53 pour le vide et 133 pour la phase solide. La valeur de niveau de gris de seuillage choisie est de 92 (cf. fig. V.5 (a)).

1.3.1 Analyse de la porosité

Les porosités des échantillons de Berea, Bentheim, Fontainebleau et Clashach calculées par l'équation V.1 sont respectivement 12,9 %, 22,7 %, 10,6 % et 14,3 %. Ces porosités sont représentatives de la porosité macroscopique mesurée sur ces échantillons à l'exception de l'échantillon de Berea.



(a)



(b)

Figure V.5 – (a) histogrammes et (b) densités 2D de niveau de gris de différents échantillons de grès à l'état sec.

La faible porosité de Berea par rapport à la valeur macroscopique de porosité (19,4 %) est due à la présence d'argiles, du ciment et des oxydes et qui n'ont pas été pris en compte par le calcul. Les porosités recalculées après segmentation (ϕ_s) sont de 15,6 %, 22,1 %, 10,6 % et 14,3 %. La porosité de l'échantillon de Berea est supérieure à celle obtenue par histogramme, ce qui confirme l'effet des argiles, du ciment et des oxydes sur la détermination de la porosité par l'hypothèse de roche monominérale. En revanche, cette valeur reste supérieure à la valeur macroscopique à cause de la présence d'une porosité supplémentaire dans les argiles. La résolution de microscanner ne permet pas de caractériser cette porosité.

1.3.2 Paramètres géométriques moyens

Les valeurs des moyennes arithmétiques des paramètres géométriques définis dans la section précédente sont reportées dans le tableau V.1. Un paramètre supplémentaire est illustré dans ce tableau, il s'agit du rapport entre le rayon moyen du pore et celui du seuil connecté "rapport *d'aspect*". Ce paramètre est calculé en divisant le rayon de chaque pore avec le rayon de chaque seuil de pore connecté. Les rayons et les longueurs sont exprimés en microns.

Comme il est indiqué dans ce tableau, le nombre de coordination moyen N et le rapport R/r_h moyen présente une légère variation entre les quatre échantillons. En revanche, on observe une dispersion des moyennes arithmétiques du rayon équivalent du pore R et du rayon hydraulique du seuil de pore r_h . Concernant la valeur moyenne de R associé à chaque échantillon, elle est plutôt égale à trois fois la valeur moyenne du rayon hydraulique r_h du même échantillon. Le rayon minimal moyen du seuil de pore r_{min} est très inférieur à celui du rayon hydraulique r_h , il est variable entre 2 et 4 microns. La valeur moyenne de la longueur hydraulique de chaque échantillon l_{eq} est légèrement supérieure par rapport à la valeur moyenne du rayon équivalent du pore de même échantillon.

Type d'échantillon	ϕ_s (%)	\bar{r}_{min} (μm)	\bar{r}_h (μm)	\bar{R} (μm)	\bar{l}_{eq} (μm)	$\langle R/r \rangle$	\bar{N}
Berea	15,6	2,5	9,9	27,5	31,0	4,7	3,7
Bentheim	22,6	3,6	13,5	36,2	37,0	4,8	3,9
Fontainebleau	10,6	3,2	12,6	42,0	47,8	5,4	3,4
Clashach	14,6	3,9	15,0	43,1	44,3	5,1	3,4

Tableau V.1 – Valeurs moyennes des porosités et des paramètres géométriques des échantillons de la première série.

Comparaison avec les résultats de la série 2

Les résultats de la porosité calculée par segmentation et les paramètres géométriques des échantillons de la série 2 sont reportés dans le tableau V.2. Pour faciliter la comparaison, l'ordre matriciel des paramètres reportés dans tableau V.2 est identique à celui du tableau V.1. La densité 2D de niveau de gris sur une coupe pour chaque échantillon de la deuxième série est représentée sur la figure V.9. Ces images confirment les mêmes observations faites sur la figure

V.5 (b) (pourcentage de la phase solide, présence d'argile, présence des oxydes). Ces images sont plus bruitées que les images précédentes à cause de la présence de la résine et du tube en plastique.

Les porosités calculées après segmentation sont très proches de celles obtenues dans la première série pour les échantillons de Bentheim, de Fontainebleau et de Berea. En ce qui concerne l'échantillon de Clashach, il y a un écart de l'ordre de 4 %. Comme nous l'avons précisé dans le chapitre III, le grès de Clashach présente de fortes hétérogénéités locales, ce qui induit un écart très important sur les valeurs de porosité de deux mini carottes plugées en deux endroits différents.

Cette différence de porosité dans les deux échantillons de Clashach conduit ainsi à des différences au niveau des paramètres géométriques moyens. Par exemple, le rayon hydraulique moyen du seuil de pore est de 15 microns dans le premier cas et de 12,7 microns dans le deuxième cas. Il n'est pas surprenant d'obtenir ces écarts au niveau des paramètres géométriques pour une différence de porosité de 4 % dans le même type de grès, car la porosité est directement liée au volume de l'espace poral comme indiqué par l'équation suivante :

$$\phi_s = \frac{\text{Volume des pores}}{\text{Volume total}} \simeq \frac{4\pi}{3VT} \sum_{i=1}^m R_i^3 \quad (\text{V.4})$$

où m est le nombre de pores dans volume total VT d'un échantillon et R_i rayon de pore i . Le rapport des deux porosités (premier cas et deuxième cas) peut s'exprimer par la relation suivante :

$$\frac{\phi_{s1}}{\phi_{s2}} \simeq \left[\frac{\bar{R}_1}{\bar{R}_2} \right]^3 = 1,38 \quad (\text{V.5})$$

Type d'échantillon	ϕ_s (%)	\bar{r}_{min} (μm)	\bar{r}_h (μm)	\bar{R} (μm)	\bar{l}_{eq} (μm)	$\langle R/r \rangle$	\bar{N}
Berea	17,6	2,7	10,5	28,6	30,8	4,9	3,7
Bentheim	23,1	3,6	14,8	36,9	34,4	4,6	3,9
Fontainebleau	12,0	3,4	13,0	41,4	47,8	5,4	3,3
Clashach	10,5	3,3	12,7	38,7	43,8	5,5	2,8

Tableau V.2 – Valeurs moyennes des porosités et des paramètres géométriques des échantillons de la deuxième série.

Vu les résultats de la porosité des deux séries, on peut déduire que ces miniplugs sont représentatifs des échantillons macroscopiques, mais il faut prendre en considération les hétérogénéités locales. Elles sont notifiées à travers la comparaison entre deux miniplugs de Clashach qui possèdent la même structure poreuse, mais une différence significative de la porosité microscopique. Par ailleurs, dans certains cas, une certaine porosité microscopique peut ne pas être caractérisée à l'aide de la tomographie RX à cause de la résolution. C'est le cas des miniplugs de Berea où la présence d'une porosité dans les argiles est considérable.

Comparaison avec les propriétés macroscopiques

Les valeurs moyennes du rayon hydraulique du seuil de pore r_h (valeur moyenne entre les deux séries) semblent comparables avec les valeurs moyennes des rayons d'accès aux pores obtenues par porosimétrie mercure. La comparaison entre les deux paramètres est illustrée sur la figure V.6.

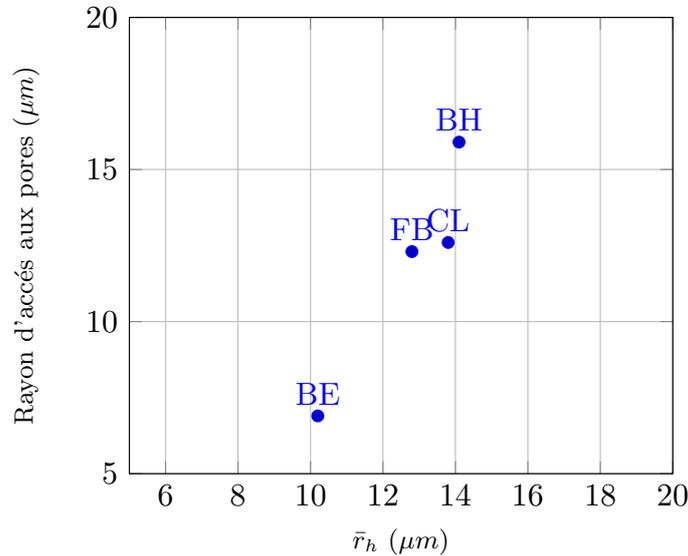


Figure V.6 – Comparaison du rayon hydraulique du seuil de pore avec le rayon d'accès aux pores déterminé par porosimétrie mercure.

1.3.3 Distributions statistiques des paramètres géométriques

En ce qui concerne les distributions statistiques, on se focalise principalement sur quatre paramètres géométriques : r_h , R , R/r_h et N . D'après la figure V.7, le rayon hydraulique r_h et le rayon équivalent du pore R suivent la même variation dans tous les échantillons. Cette variation est proche d'une fonction pseudo-gaussienne. Le rayon hydraulique r_h varie entre 1 et 50 microns avec un pic autour de 10 microns. Le rayon équivalent du pore R varie entre 10 et 100 microns. Le rapport d'aspect R/r_h varie entre 1 et 20, les valeurs fréquentes se situent entre 3 et 5. Le nombre de coordination N varie quasiment entre 2 et 8 avec la présence d'un pic autour de 3. En revanche on distingue de faibles proportions des pores dont la valeur du nombre de coordination est faible (N entre 0 et 1) ou très élevée (N peut atteindre 20).

Deux informations peuvent être tirées de ces distributions, en relation avec les courbes de désaturation capillaire obtenues sur les quatre échantillons (cf. figure IV.14). La première est l'étendue de la variation du rayon hydraulique r_h . On peut constater que ce paramètre varie d'un à deux ordres de grandeur comme la perméabilité relative à l'eau. La deuxième information concerne la variation du rapport d'aspect R/r_h dans l'échantillon de grès de Fontainebleau, qui est un peu décalée vers les valeurs plus élevées par rapport aux autres distributions. Il est très probable que le rapport d'aspect R/r_h de cet échantillon est la cause de la pente accentuée de la CDC associée. Cette dernière remarque sera détaillée plus loin.

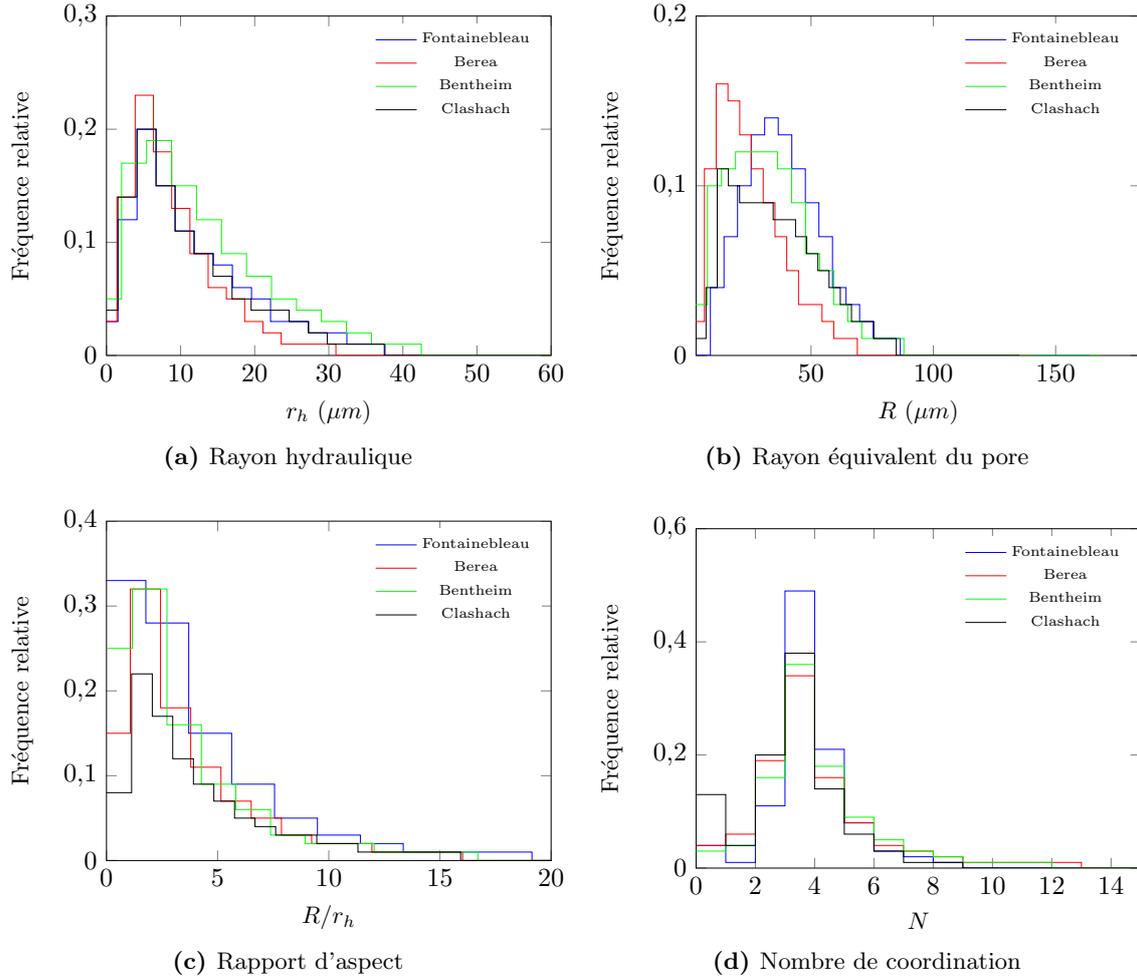


Figure V.7 – Distributions statistiques des paramètres géométriques.

1.3.4 Distributions initiales des ganglions d'huile

a. Analyse de la saturation

Pour segmenter un échantillon saturé d'huile et d'eau, il faut définir le niveau de gris de chaque fluide. Ceci est très difficile avec la présence de la phase solide dont le niveau de gris est proche de celui de la solution KI. Par conséquent, les volumes des échantillons à l'état saturé reconstruits sont multipliés par les mêmes volumes reconstruits segmentés à l'état sec (phase solide = 0, phase vide = 1). Le but de cette opération est d'isoler la porosité avec un niveau de gris sur l'échelle 1 à 255 (huile plus l'eau), en ramenant la valeur de niveau de gris de la phase solide à la valeur 0 comme cela est montré sur figure V.8 (a) et (b). Un exemple de la répartition de la densité 2D de niveau de gris à l'état S_{ori} de tous les échantillons (avant et après segmentation) est représenté sur la figure V.9.

Les pics représentés sur la figure V.8 (b) sont associés à la phase huile (premier pic) et à la phase eau (deuxième pic). On remarque que la valeur du niveau de gris des deux pics est similaire dans les quatre échantillons à l'exception du pic de la phase huile dans l'échantillon de Bentheim. Ce décalage est peut être du à la présence de la couche de résine dans cet échantillon.

La valeur choisie pour segmenter les deux phases est de 86 (cf. figure V.8 (b)).

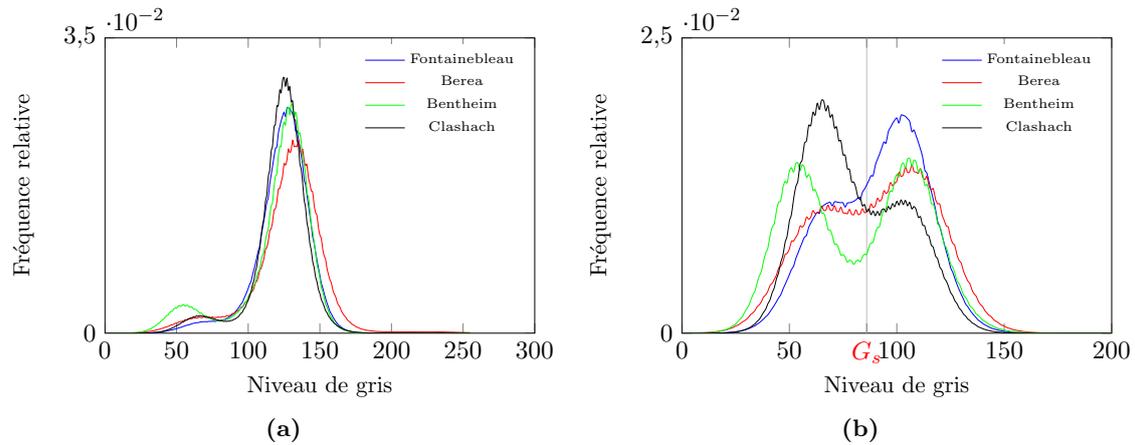


Figure V.8 – (a) histogrammes des échantillons à l'état S_{ori} , (b) transformation des histogrammes avec séparation de la phase solide.

Comme pour le calcul de la porosité, il est possible de déterminer les valeurs de la saturation S_{ori} soit par histogramme (présence de deux pics) ou directement par imagerie. Pour la première méthode, on applique la formule V.1, les valeurs de G_{max} et G_{min} sont respectivement remplacées par les valeurs de niveaux de gris de la phase eau et de la phase huile pour chaque échantillon. Les valeurs de S_{ori} calculées par l'histogramme des échantillons de Fontainebleau, de Berea, de Bentheim et de Clashach sont respectivement 37,2 %, 45,2 %, 45,2 % et 58,2 %. Ces valeurs de S_{ori} recalculées par segmentation sont 35,1 %, 42,3 %, 45,2 % et 51,2 %.

Ces valeurs sont supérieures à celles obtenues dans les carottes de Bentheim BH1 (35,1 %) et de l'échantillon de Clashach CL1 (47,4 %, pour l'échantillon de CL2 la valeur de S_{ori} est de 53,4 %, cette valeur est jugée trop élevée à cause des hétérogénéités, cf. figure III.5) à l'exception du miniplug de Berea et de Fontainebleau. Pour ces deux derniers, leurs valeurs de S_{ori} sont très proches des valeurs macroscopiques (48,2 % et 35,4 %). En ce qui concerne l'échantillon de Clashach, la valeur élevée de S_{ori} par rapport à la valeur macroscopique est due à la faible valeur de la porosité du miniplug. Ce raisonnement ne tient pas pour l'échantillon de Berea parce qu'on considère que la différence de porosité entre l'échantillon de Berea BE1 et le miniplug est due à la présence d'une porosité dans les argiles.

Par ailleurs, l'imbibition spontanée a été réalisée en connectant les deux faces des miniplugs avec l'eau, ce qui peut créer un effet de bord et l'augmentation du piégeage de la phase huile au-delà de la valeur attendue.

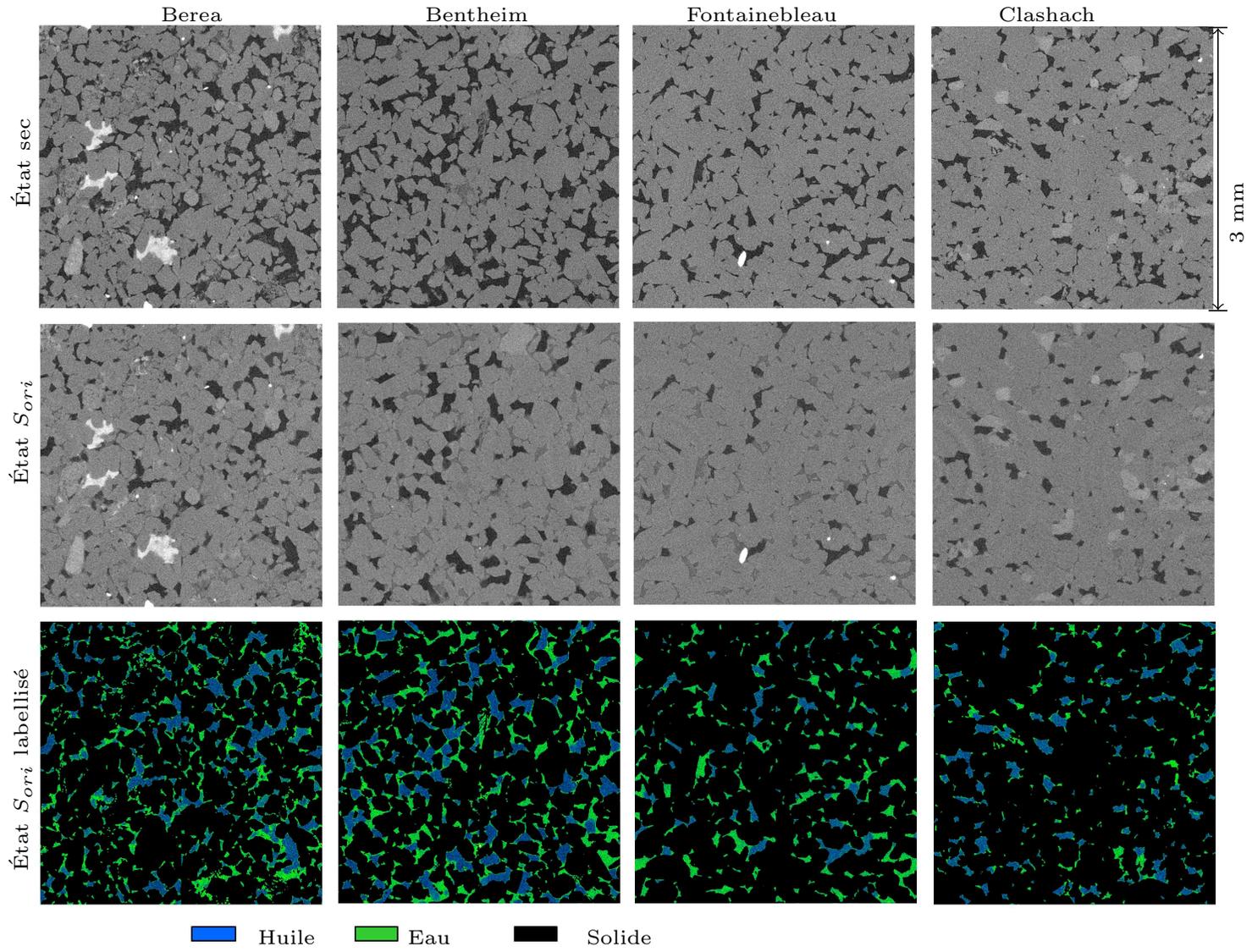


Figure V.9 – Densité 2D de niveau de gris des quatre échantillons à l'état sec et à l'état S_{ori} .

b. Configurations des ganglions d'huile

Les configurations des ganglions d'huile ont été étudiées sur un petit volume de $1000 \times 1000 \times 200$ voxel reconstruit sur un échantillon de Bentheim. L'analyse 3D par Avizo montre plusieurs configurations de piégeage des ganglions d'huile comme cela est montré sur la figure V.10 (a). Une quantité d'huile est piégée sous forme de ganglions isolés soit dans les seuils de pores ou dans les pores (figures V.10 (b) et (c)). Des ganglions d'huile peuvent occuper deux pores sous la forme d'un doublet ou plusieurs pores en formant un cluster d'huile (cf. indication sur la figures V.10 (a)).

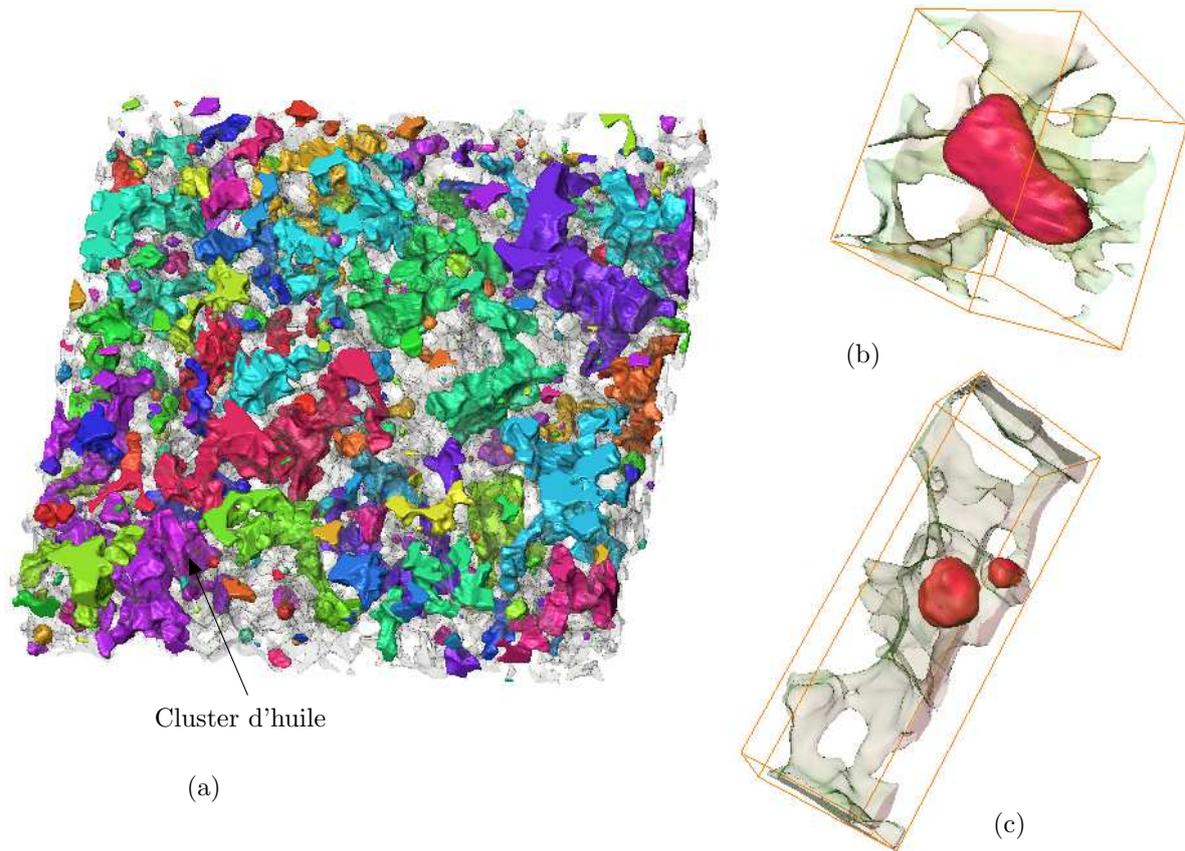


Figure V.10 – Différentes configurations des ganglions d'huile.

c. Taille des ganglions d'huile

La distribution statistique de la taille des ganglions d'huile dans chaque échantillon est représentée sur la figure V.11 (a). Le paramètre représenté est le rayon équivalent R_b calculé en supposant que le volume de chaque ganglion a une forme sphérique. Par conséquent la longueur de chaque ganglion est égale à $2R_b$. La taille des ganglions (R_b) varie entre 5 et 200 microns avec un pic autour de 20 microns. Ces distributions peuvent être approchées par une loi exponentielle d'une variation décroissante. Les moyennes des rayons équivalents des ganglions d'huile dans les échantillons de Berea, de Bentheim, de Fontainebleau et de Clashach sont respectivement 31,5, 40,1, 38,6 et 37,2 microns.

La figure V.11 (a) montre une variation similaire de la taille des ganglions d'huile dans les quatre échantillons. Ceci est confirmé si l'on compare leurs fonctions de répartitions représentées sur la figure V.11 (b). Cette figure montre que 50 % des ganglions d'huile ont un rayon équivalent inférieur à 30 microns. A partir de cette valeur, on remarque que la fonction de répartition de R_b associée à l'échantillon de Berea est décalée par rapport aux autres échantillons. Cette différence concerne évidemment les ganglions d'huile dont la taille est égale ou supérieure à la taille moyenne des pores. En effet, 96 % de ganglions d'huile ont un rayon équivalent inférieur à 100 microns. Il est important de signaler que la longueur des ganglions d'huile varie d'un ordre de grandeur par rapport aux paramètres géométriques r_h et R . La dispersion de la taille des ganglions entre les différents échantillons est similaire à la dispersion de la taille des seuils de pores. Cette dispersion ne concerne que l'état initial de S_{or} . En conditions dynamiques, ces ganglions d'huile peuvent subir des changements de forme et de taille suivant les propriétés d'écoulement (nombre capillaire, rapport de viscosités) et géométriques du milieu poreux (taille des seuils, rapport d'aspect).

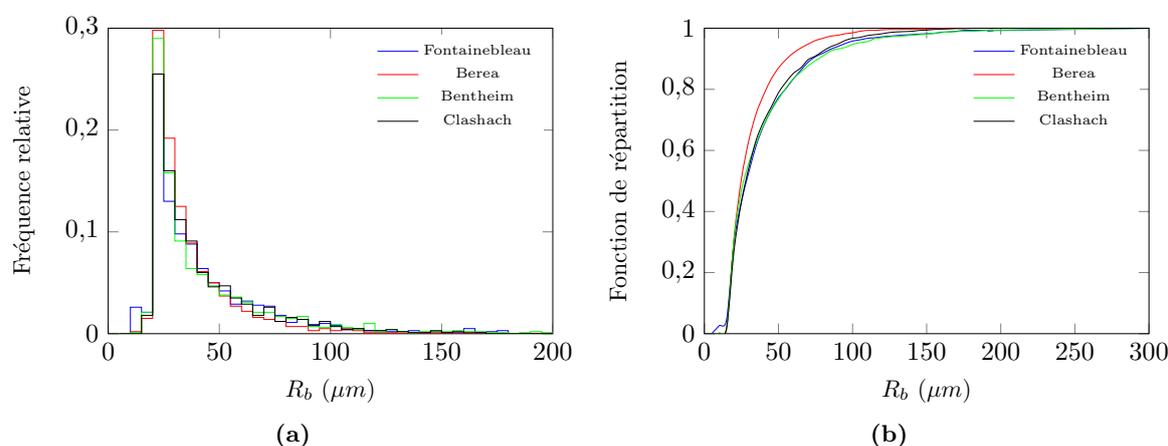


Figure V.11 – Distributions du rayon équivalent des ganglions d'huile dans différents échantillons de grès, (a) représentation sur des histogrammes et (b) fonctions de répartition de R_b .

1.4 Conclusion

Cette étude montre que les paramètres géométriques de la structure (rayon du seuil de pore et rayon du pore) étudiés sur quatre échantillons de grès (Fontainebleau, Clashach, Bentheim, Berea) ont des distributions statistiques de forme similaire. L'analyse de ces échantillons à l'état de S_{ori} montrent que l'effet de la structure (paramètres géométriques) est considérable sur la valeur de S_{ori} et la taille des ganglions. Au cours de l'imbibition spontanée, cette huile est bloquée sous forme de ganglions qui présentent plusieurs configurations suivant la géométrie du milieu poreux.

2 Relation entre la CDC et la longueur des ganglions d'huile

Dans cette partie, nous décrivons d'une manière détaillée la distribution du rapport d'aspect dans chaque échantillon. Le but est de montrer s'il y a une liaison entre la pente de la CDC et les résultats du rapport d'aspect combinés avec les résultats expérimentaux de la saturation résiduelle initiale en huile (S_{ori}). Dans un second temps, nous établissons une corrélation semi empirique des données de la CDC. Une dernière partie propose une simulation statistique de la distribution des ganglions d'huile déterminée par la dérivation de la CDC. Par la suite, les résultats obtenus sont comparés avec les données expérimentales reportées sur la figure V.11.

2.1 Relation taille des ganglions/structure

Les valeurs moyennes des rayons de ganglions d'huile piégés à l'état S_{ori} sont comparables aux valeurs moyennes des rayons équivalents de pores du même échantillon, ce qui signifie qu'un ganglion d'huile occupe un seul pore en moyenne. La répartition des ganglions d'huile dans le milieu poreux est en relation avec la taille des seuils de pores par comparaison de leurs distributions statistiques (cf. figures V.7 (a) et V.11 (a)). Plus les seuils des pores sont petits plus les ganglions d'huile ont une probabilité élevée d'être piégés dans les pores connectés à ces seuils (la pression capillaire étant inversement proportionnelle à la taille des seuils). Pour résumer, la taille des ganglions d'huile dépend énormément du rapport d'aspect (R/r_h).

La figure V.12 illustre la variation du rapport d'aspect (R/r_h) en fonction du rayon hydraulique du seuil de pore (r_h) pour chaque échantillon (représentation sur une échelle logarithmique). L'évolution de la probabilité de piégeage (supposée proportionnelle à la taille des seuils de pores) et de la taille des ganglions sont schématisées sur la figure V.12. Ce qu'on peut dire sur ces distributions c'est que leur forme est similaire dans les quatre échantillons.

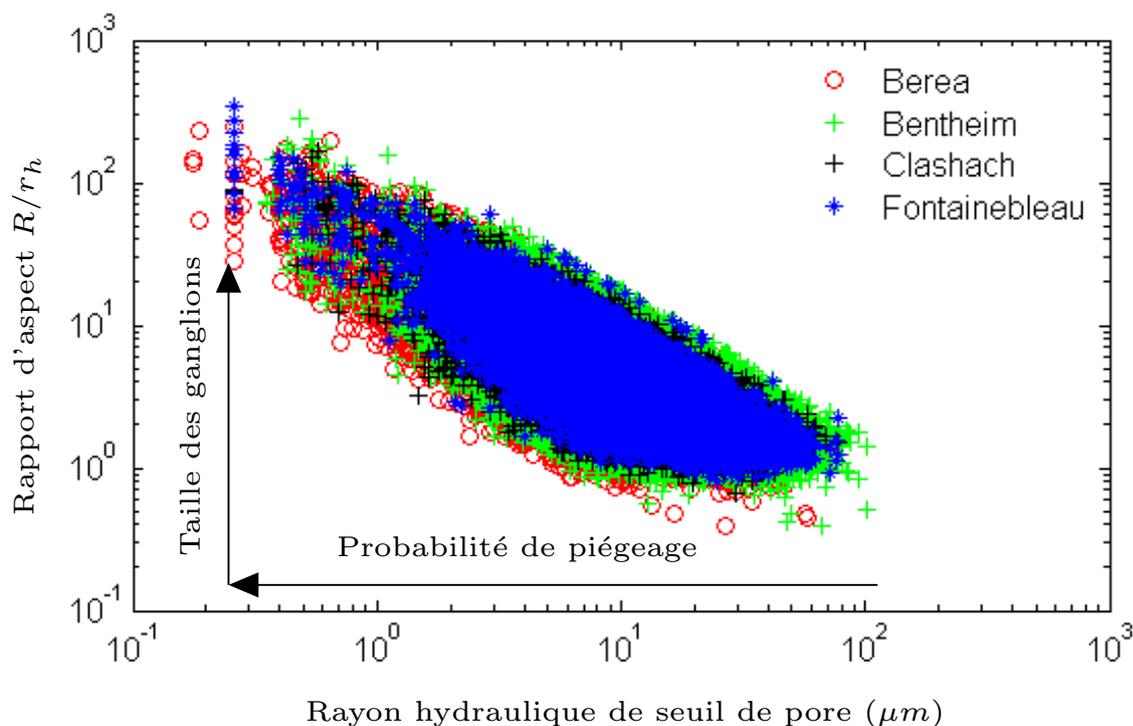


Figure V.12 – Variation du rapport d'aspect en fonction de la taille des seuils de pores.

Pour mieux comprendre cette dispersion, nous retraçons les données de la figure V.12 en calculant l'écart type et la moyenne arithmétique du rapport d'aspect (R/r_h) dans chaque sous-intervalle du seuil de pore (r_h) (cf. figure V.13). On peut constater d'après les résultats reportés sur la figure V.13, que la variation de l'écart type et la moyenne arithmétique du rapport d'aspect en fonction de la taille du seuil de pore ont une tendance similaire dans les quatre échantillons. De tels résultats confirment que les ganglions d'huile piégés après imbibition spontanée dans ces échantillons ont des distributions statistiques similaires (cf. figure V.11). La variation de l'écart type du rapport d'aspect dans l'échantillon de Fontainebleau est confirmé qu'il est légèrement décalé par rapport autres échantillons, mais elle est jugée moins significative si on compare le décalage entre la pente de CDC de cet échantillon et celle des autres CDC (cf. figure IV.14)

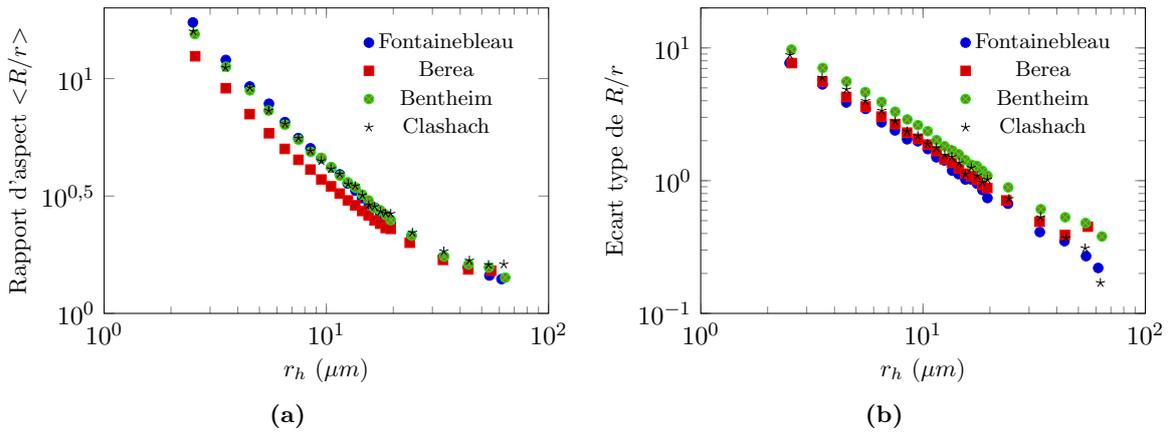


Figure V.13 – Variation du rapport d'aspect en fonction de la taille du seuil de pore, (a) analyse de la moyenne et (b) analyse de l'écart type.

2.2 Normalisation des CDC avec la taille des ganglions

Nous avons vu dans le chapitre IV une dispersion significative en normalisant les CDC par rapport à la perméabilité effective à l'eau. Nous avons conclu que la nouvelle représentation est due uniquement à la variation de la longueur des ganglions d'huile L_b et de la taille des seuils de pores (noté r_p dans le chapitre IV) en fonction du nombre total de piégeage (N_t). D'après les résultats ci-dessus qui montrent une similarité entre la variation de la taille du seuil pore (r_h) et du rayon équivalent des ganglions d'huile (R_b), nous pouvons corrélérer la variation de $L_b(N_t)$ en fonction de rayon du seuil de pore en piégeage $r_p(N_t)$ par l'équation suivante :

$$R_b(N_t) \approx \beta r_p(N_t) \quad (\text{V.6})$$

où β est une constante de proportionnalité entre R_b et r_p . Cette constante peut varier légèrement d'un type de grès à l'autre (cf. figure V.7 (a) et V.11 (a)). Pour simplification, nous supposons que β est constante pour chaque type de grès. En introduisant l'équation V.6 dans IV.12, on obtient :

$$\frac{N_t}{KK_{rw}(N_t)} = \frac{1}{\beta r_p^2(N_t)} \quad (\text{V.7})$$

En multipliant l'équation V.7 par la valeur au carré de la taille du seuil de pore (\bar{r}_h), on

obtient :

$$\underbrace{\frac{N_t \bar{r}_h^2}{K K_{rw}(N_t)}}_{\text{Nombre adimensionnel}} = \frac{1}{\beta} \left(\frac{\bar{r}_h}{r_p(N_t)} \right)^2 \quad (\text{V.8})$$

Cette équation nous permettra de représenter les résultats de la saturation résiduelle en fonction d'un nouveau nombre adimensionnel qui dépend de la variation de la taille des ganglions d'huile normalisée en fonction du nombre total de piégeage N_t . La nouvelle représentation des quatre CDC est reportée sur la figure V.14. On remarque une légère dispersion des nouvelles courbes tracées. D'après la relation V.8, cette nouvelle dispersion est due uniquement à la variation du rayon du seuil de pore en piégeage r_p normalisée au rayon hydraulique moyen du seuil de pore entre les différents échantillons.

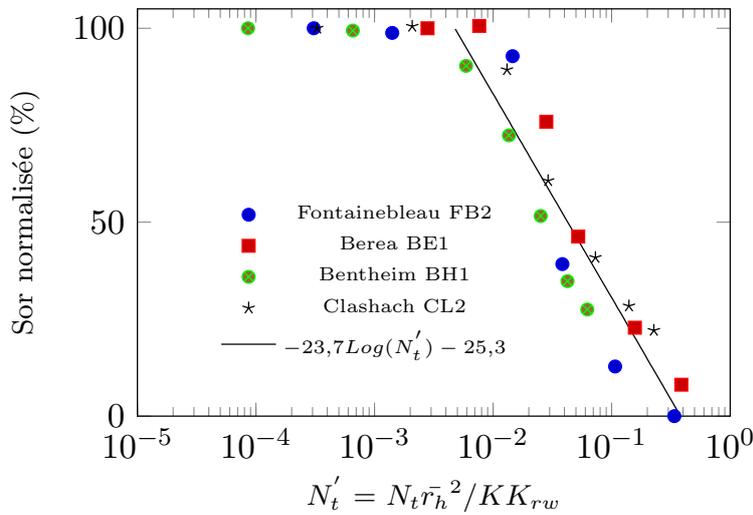


Figure V.14 – Saturation résiduelle normalisée en fonction du nombre adimensionnel $\frac{N_t \bar{r}_h^2}{K K_{rw}(N_t)}$.

2.3 Simulation des distributions initiales des ganglions d'huile

2.3.1 Méthodologie

Les distributions théoriques des ganglions d'huile dans les quatre échantillons de grès peuvent être déterminées par la transformation de leurs CDC obtenues expérimentalement. La première étape est le calcul de la longueur des ganglions par l'équation IV.12. A l'aide des valeurs des moyennes arithmétiques de R_b et r_h , la constante β peut être estimée par l'équation suivante :

$$\beta = \frac{\bar{r}_p}{\bar{R}_b} \approx \frac{\bar{r}_h}{\bar{R}_b} \quad (\text{V.9})$$

Dans cette équation, nous avons substitué la valeur \bar{r}_p par \bar{r}_h . Les valeurs possibles de la constante β calculées par l'équation V.9 sont reportées dans le tableau V.3. En supposant que la valeur de β est égale à la moyenne de ces quatre valeurs.

Type d'échantillon	\bar{r}_{h1} (μm)	\bar{R}_b (μm)	β
Berea	10,5	31,5	3,00
Bentheim	14,7	40,1	2,74
Fontainebleau	13,1	38,6	2,94
Clashach	12,7	37,2	2,96

Tableau V.3 – Valeurs calculées de la constante β pour différents échantillons.

La longueur des ganglions d'huile minimale mobilisée à chaque valeur du nombre total de piégeage est exprimée par l'équation suivante :

$$L_b(N_t) = 2 \left(\beta \frac{K K_{rw}(N_t)}{N_t} \right)^{1/2} \quad (V.10)$$

Nous attribuons pour chaque valeur du nombre total de piégeage N_t une valeur de longueur de ganglions L_b en supposant que les ganglions d'huile ne subissent aucune rupture, ni coalescence. La perméabilité relative à l'eau et la saturation résiduelle en fonction de N_t autre que les points expérimentaux sont déterminées à l'aide des fonctions FIT définies dans le chapitre IV. Le nombre de ganglions d'huile mobilisée pour une variation de la saturation résiduelle est déterminé par l'équation suivante :

$$f_b(N_t) = VP \left(-\frac{dS_{or}(N_t)}{dN_t} \right) \Delta N_t / \left(\frac{\pi}{32} L_b(N_t) \right)^{1/3} \quad (V.11)$$

où VP est le volume de pores. Les deux paramètres calculés permettent de tracer la densité de probabilité de chaque échantillon. Un algorithme d'inversion est utilisé pour générer une distribution aléatoire de ganglions d'huile représentative de la densité de probabilité. Cet algorithme est basé sur deux étapes : génération d'une distribution centrée réduite et inversion par fonction de répartition.

2.3.2 Résultats et discussion

Les résultats des distributions des ganglions d'huile des quatre échantillons, issus de la transformation de la CDC sont représentés sur la figure V.15. Le paramètre représenté sur les figures V.15 (a-d) est le rayon équivalent des ganglions d'huile ($R_b = L_b/2$). Deux types de représentations sont illustrées sur la figure V.15 : l'histogramme donné par le tirage aléatoire de 200000 points et la fonction de répartition associée. La comparaison de la fonction de répartition issue de la CDC et celle obtenue expérimentalement montrent une certaine similarité sur leurs variations.

Les moyennes arithmétiques des distributions théoriques des ganglions d'huile associées aux échantillons de grès de Berea, de Bentheim, de Fontainebleau et de Clashach sont respectivement 37,9 μm , 149,9 μm , 83,8 μm et 77,3 μm . Ces valeurs sont supérieures de celles obtenues expérimentalement. L'écart est différent d'un échantillon à l'autre, il est très faible dans le cas de l'échantillon du grès de Berea et très élevée dans le cas l'échantillon du grès de Bentheim.

Ces décalages sont dûs en partie à la valeur de la constante β et à la relation $L_b = f(N_t^{-0,5})$. Les moyennes des rayons des ganglions d'huile de différentes distributions numériques

ne prennent pas en considération une partie de CDC qui correspond à des nombres capillaires entre 10^{-3} et 10^{-2} et qui peut induire aussi un décalage supplémentaire.

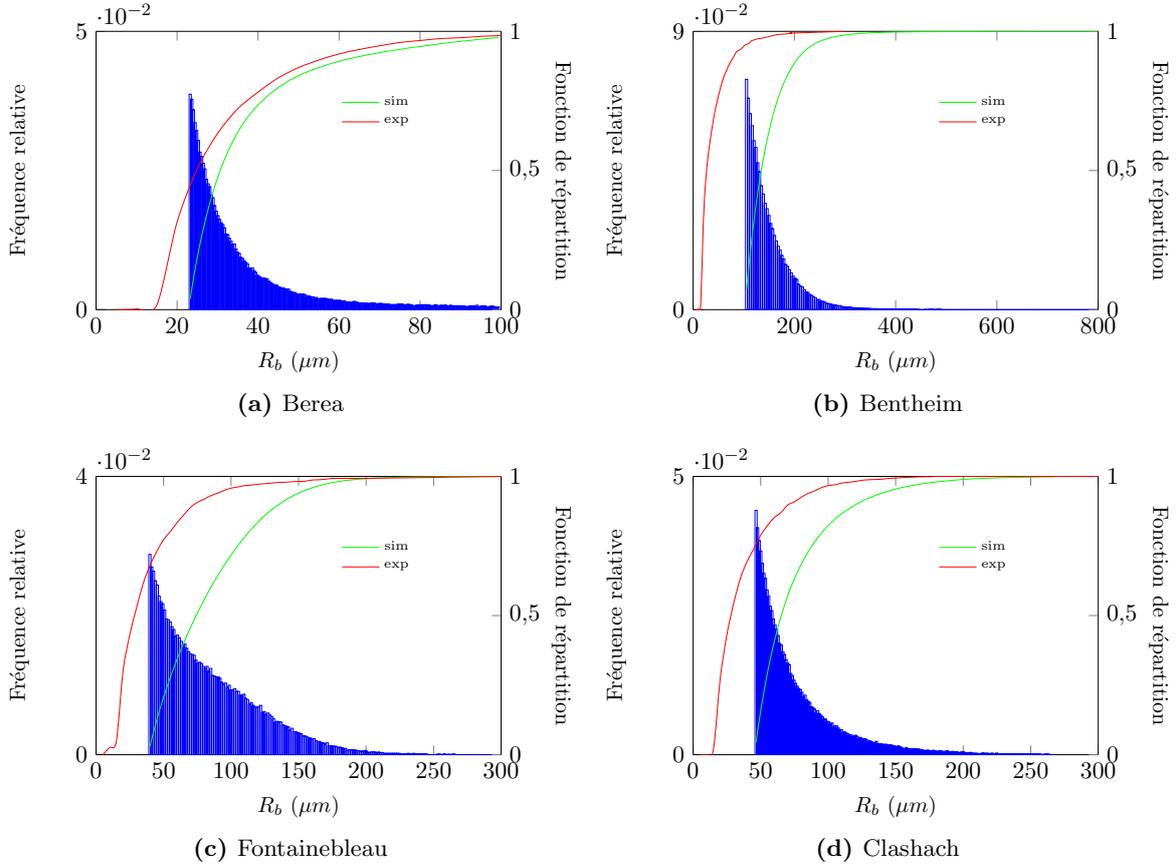


Figure V.15 – Distributions de rayon équivalent des ganglions d'huile obtenues par les transformations des CDC.

2.4 Conclusion

L'analyse du rapport d'aspect en fonction de la taille du seuil de pore montre des tendances similaires dans les différents échantillons. Elle ne permet pas d'interpréter la dispersion obtenue sur les pentes de différentes CDC. En revanche, la normalisation des CDC en fonction de la taille moyenne du seuil de pore montre une dispersion moins importante entre les différents CDC. Dans cette partie, nous avons présenté un modèle d'inversion de CDC en taille de ganglions. Les résultats de ce modèle montrent une variation similaire de la taille des ganglions par rapport aux distributions expérimentales dans les différents échantillons. L'ajustement du modèle de simulation (relation $L_b = f(N_t^{-0,5})$) peut être amélioré en introduisant une relation expérimentale entre la taille des ganglions et le nombre capillaire.

3 Étude de la dynamique des ganglions

Le déplacement des fluides à l'échelle locale sont des phénomènes rapides (Youssef *et al.*, 2013). Elles nécessitent des techniques d'imagerie plus rapides pour les caractériser telle que la tomographie synchrotron. Les expériences réalisées au synchrotron du SLS (Swiss Light Source) nous permettront de suivre le phénomène de mobilisation d'huile résiduelle en fonction du temps et à l'échelle du pore.

Dans cette partie, nous décrivons les expériences in-situ de drainage, d'imbibition et injection de tensioactif réalisées sur la ligne de tomographique ultra-rapide TOMCAT en conditions dynamiques. Nous présentons par la suite les résultats préliminaires de l'évolution de la taille des ganglions sur un cycle de CDC et les différents mécanismes observés à l'échelle locale.

3.1 La Ligne TOMCAT au SLS

Nos expériences ont été réalisées sur la ligne TOMCAT du SLS. Le SLS est un synchrotron de troisième génération monté en triple anneau avec une énergie de 24 GeV permettant de générer des rayons de photons de très grande intensité. Les rayons X sont générés à l'aide d'un 2,9 T "superbending magnet" (Mokso *et al.*, 2010). La taille de la source X est de $53 \mu\text{m}$ avec une ouverture angulaire de deux microradian lui conférant une grande cohérence. Le faisceau résultant est parallèle polychromatique et couvre une énergie de 8 à 45 keV. Pour réaliser des acquisitions tomographiques à très haute vitesse, il est nécessaire de disposer d'une bonne densité de photon. Pour cela nous avons choisi de travailler en lumière blanche filtré à 5 %. Ces conditions produisent une lumière dite "Pink" avec une énergie autour de 25 keV. Le spectre d'énergie généré est suffisamment étroit pour éviter les effets de durcissement du faisceau.

Les rayons X transmis sont convertis en lumière visible par un scintillateur en céramique (LuAG *Lutetium Aluminum Garnet*) de 10 microns. Ces rayons X sont ensuite projetés sur une caméra haute vitesse 12 bit *PCO.Dimax*. Cette caméra est composée d'un capteur de type CMOS de taille 2016x2016 pixels dont la taille physique d'un pixel est de $11 \times 11 \mu\text{m}^2$. Grâce à un jeu de lentilles, les images formées par le scintillateur sont projetées sur le détecteur digital avec un agrandissement de 2,2 permettant une résolution finale de 5 microns par pixel. Il est à noter que le faisceau de rayon X incident à une largeur de 40 mm à une hauteur de 9 mm.

Grâce au flux élevé du faisceau de rayon X et à la bonne sensibilité du détecteur, un temps de pose de 2 ms permet d'obtenir une très bonne dynamique sur le détecteur. Chaque image 3D correspond à une acquisition de 500 projections sur 180°. Ces conditions d'acquisition nous permettent d'obtenir une image 3D en une seconde. Pour pouvoir réaliser plusieurs acquisitions rapides, les images sont stockées dans la RAM de la camera ce qui permet d'éviter les latences due au temps de transfert. En contre-partie, on se retrouve limité en nombre total d'images à la capacité de la RAM et donc en temps total d'acquisition (le transfert de la RAM vers le serveur de reconstruction dure 30 min). Pour nos expériences de drainage et d'imbibition décrites ci-dessous, le temps d'acquisition d'une image 3D est d'une seconde et nous avons imposé un temps de pause de deux secondes entre deux acquisitions (temps qui permet aussi à la cellule de revenir à sa position initiale). En fin pour augmenter le nombre d'images à stocker, le champ de vue a été réduit à 1008x1008 voxel. Ces conditions nous permettent d'acquérir 50 images 3D

pendant un laps de temps de 150 secondes.

Paramètres de reconstruction

Les informations transmises par l'échantillon sont par la suite enregistrées grâce à un système développé au SLS. Les données fournies par la zone de détecteur CMOS sont codées en 16 bit et transférées sous format TIFF. Deux modes de reconstruction sont possibles : la tomographie en mode absorption et la tomographie en mode contraste de phase. Le principe de ce dernier mode est de récupérer un contraste des différentes phases sur l'échantillon à imager à l'aide de l'indice de réfraction des rayons X. Un exemple des deux modes de reconstruction est présenté sur la figure V.16. On constate que le mode en contraste de phase améliore la qualité d'image en réduisant le bruit et en augmentant surtout le contraste entre les différentes phases. On distingue trois pics sur l'image en contraste de phase, là où l'on n'en voit que deux sur celui de l'image en contraste d'adsorption.

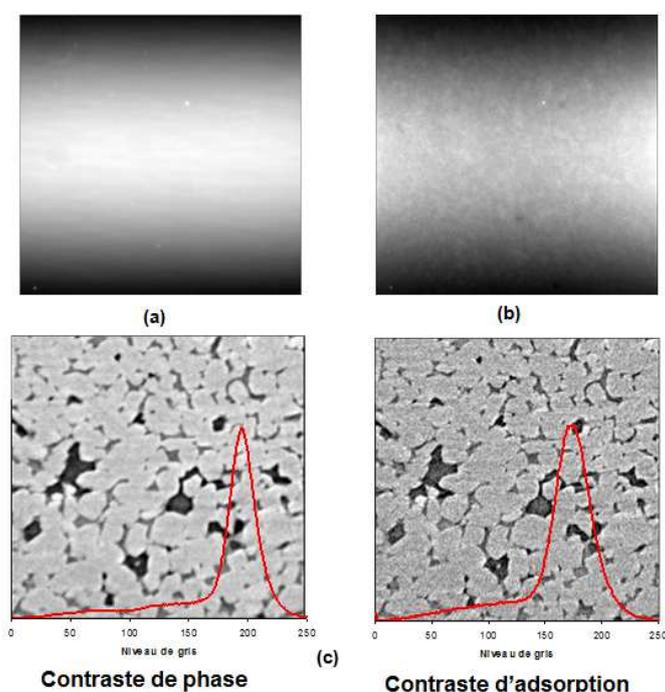


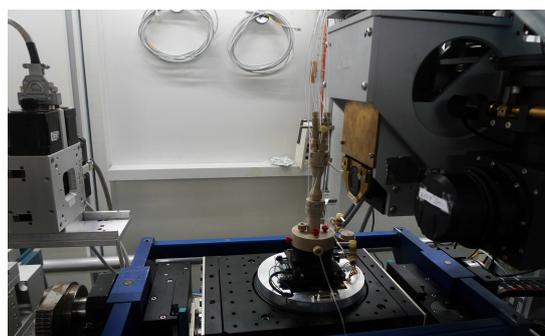
Figure V.16 – (a) exemple d'une projection sur le détecteur, (b) exemple de projection sur un échantillon et (c) comparaison entre la reconstruction par contraste absorption et le mode de contraste de phase

Dans notre cas, pour optimiser le mode en propagation de phase l'échantillon est placé à 300 *mm* de la camera. Pour reconstruire l'image 3D en contraste de phase, un algorithme permettant d'identifier la phase et d'abord appliqué à l'ensemble des projection en utilisant la méthode dite "Paganine" (Podorov *et al.*, 2007). Ensuite, le volume est reconstruit en utilisant une méthode basée sur la transformée de Fourier rapide développé au SLS appelée "GridRec" (Marone *et al.*, 2010). L'image de blanc (image de faisceau sans l'échantillon, cf. figure V.16 (a)) permet de corriger l'effet d'intensité non homogène du faisceau (cf. figure V.16 (b)). Nous montrons par la suite que cette correction ne corrige pas totalement l'effet d'intensité non homogène du faisceau.

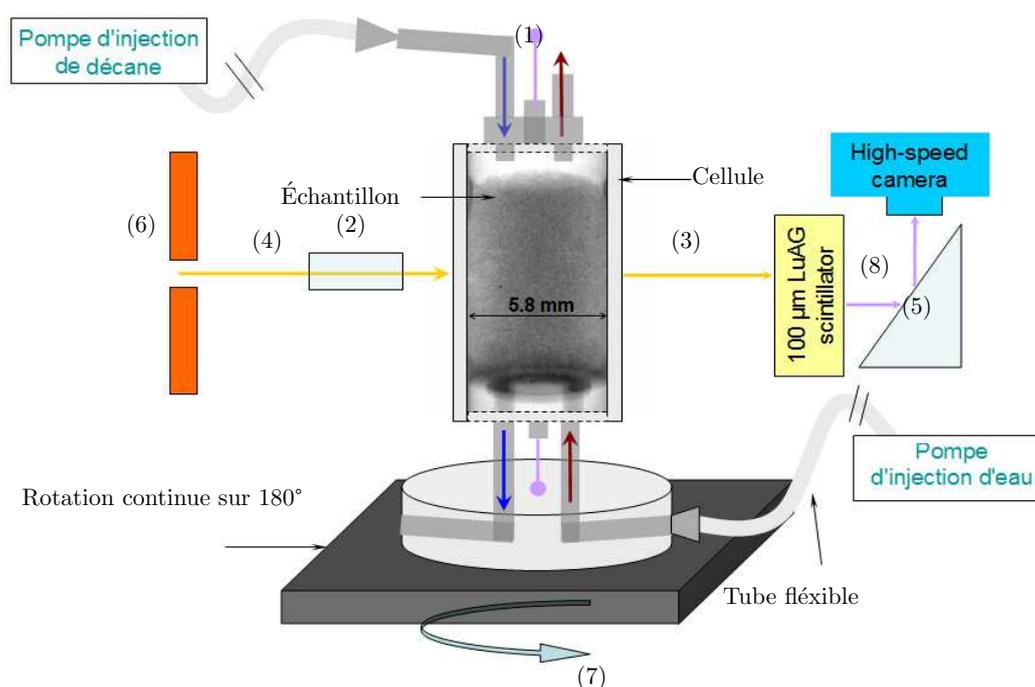
Les volumes initiaux reconstruits ont une taille de 1008^3 voxel codés en 16 bit. Le temps de reconstruction d'un seul volume est estimé entre 10 et 20 min.

3.2 Protocole expérimental

Les échantillons utilisés dans cette étude ont un diamètre moyen de $5,8 \text{ mm}$ et une longueur moyenne de 8 mm . Le système d'injection est composé d'une cellule d'écoulement type Hassler (cf. figure V.17 (a)) développée à l'IFP Energies Nouvelles spécialement conçue pour reproduire les cycles d'imbibition et de drainage (Youssef *et al.*, 2009). Cette cellule est particulièrement adaptée aux échantillons de petites tailles. Un schéma de montage expérimental est illustré sur la figure V.17 (b).



(a)



(1) ligne de capteur de pression. (2) filtre 5 %. (3) rayons X transmis. (4) rayons X parallèles.
 (5) microscope. (6) superbending magnet. (7) support rotatif. (8) lumière visible.

(b)

Figure V.17 – (a) Cellule Hassler et (b) schéma expérimental adapté pour la réalisation des expériences d'écoulement des fluides en conditions dynamiques sous la microtomographie synchrotron.

Le système d'injection des fluides est doté de trois entrées et trois sorties qui correspondent à l'injection de l'huile, l'injection d'eau et la mesure de la pression différentielle. La méthodologie d'injection suivie pour les miniplugs présente deux particularités par rapport à celle conçue pour

les essais sur carottes :

- le drainage est réalisé par déplacement et non par centrifugation,
- le déplacement unidirectionnel des fluides dans les miniplugs est assuré par une pression de confinement qui se substitue à la résine.

Après un montage de l'échantillon à l'état sec dans la cellule Hassler, une saturation de celui-ci à la solution de KI 40 g/l est réalisée sous vide. Pour cet essai la pression de confinement est réglée à 10 *bars* et la pression de pore est maintenue à 5 *bars* par un régulateur de pression. Ensuite, une mesure de perméabilité absolue à l'eau est effectuée par injection de la solution de KI 40 g/l à des débits situant entre 1 *cc/hr* et 100 *cc/hr*. Par la suite, l'échantillon est soumis à l'injection de décane (drainage) à 3,6 *cc/hr*. Comme il a été précisé plus haut, une acquisition de 150 secondes est réalisée en drainage, soit 50 images en 3D. Pour s'assurer de la stabilité de la saturation irréductible en eau (S_{wi} , fin de drainage), un scan est réalisé après avoir injecté suffisamment de décane. La même méthodologie d'acquisition est suivie pour l'imbibition spontanée.

Après l'imbibition spontanée et l'établissement de la saturation résiduelle initiale en huile (S_{ori}), l'échantillon est soumis à des séquences d'injection à différentes valeurs du nombre capillaire. Dans un premier temps, on injecte de la solution KI 40 g/l à débit constant jusqu'à la stabilisation de la saturation résiduelle en huile. Ensuite, on injecte de la solution de tensioactif à 0,025 % en concentration massique à différents débits (varier le nombre capillaire sans interrompre l'injection) pour une durée de 150 secondes avec un changement du débit toutes les 30 secondes.

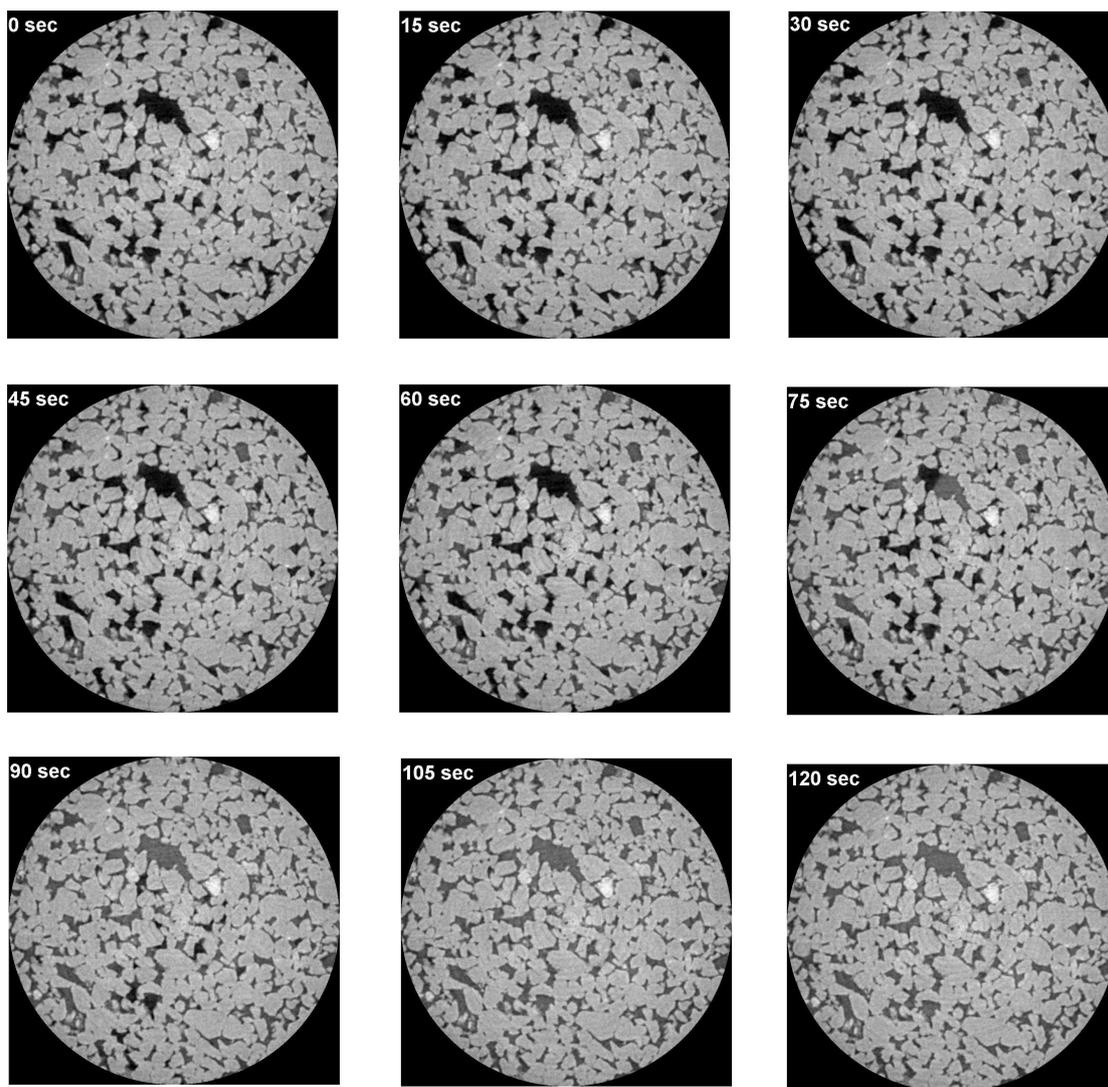
3.3 Expériences réalisées

Nous avons réalisé des expériences de drainage et d'imbibition sur plusieurs types de grès (Fontainebleau, Berea, Bentheim, Clashach). Ces expériences ont été réalisées à la mi-juin 2013 et les données des images 3D issues de la reconstruction n'ont pu être récupérées qu'à la mi-octobre 2013. En raison du temps imparti, nous présentons une description qualitative de l'ensemble des expériences réussies expérimentalement et une seule description quantitative réalisée sur l'échantillon de Bentheim.

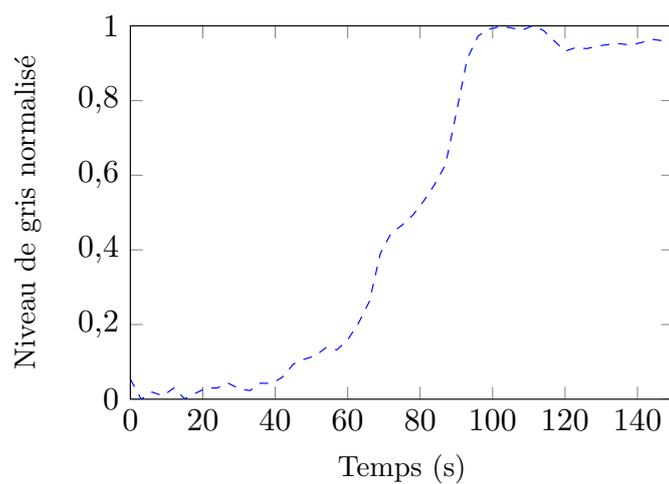
Description qualitative

Les figures V.18, V.19, V.20 et V.21 montrent l'évolution du niveau de gris normalisé dans une coupe 2D XY de différents échantillons testés (coupes centrales) au cours de l'injection du tensioactif. Dans une première phase, la valeur moyenne de niveau de gris diminue. Elle correspond à l'augmentation de la saturation résiduelle en huile. Cette augmentation est due à la migration de l'huile de la partie basse des échantillons (source d'injection). Cette phase est rapide ($t < 15$ s) et suivie d'une augmentation significative du niveau de gris due à la mobilisation progressive de l'huile et à la saturation par la phase eau.

Un exemple des séquences d'images 2D de différents échantillons est représenté sur les figures V.18, V.19, V.20 et V.21. Comme on le voit sur ces figures, les phases eau-huile sont bien définies et les changements de saturation peuvent être caractérisés à l'échelle locale.

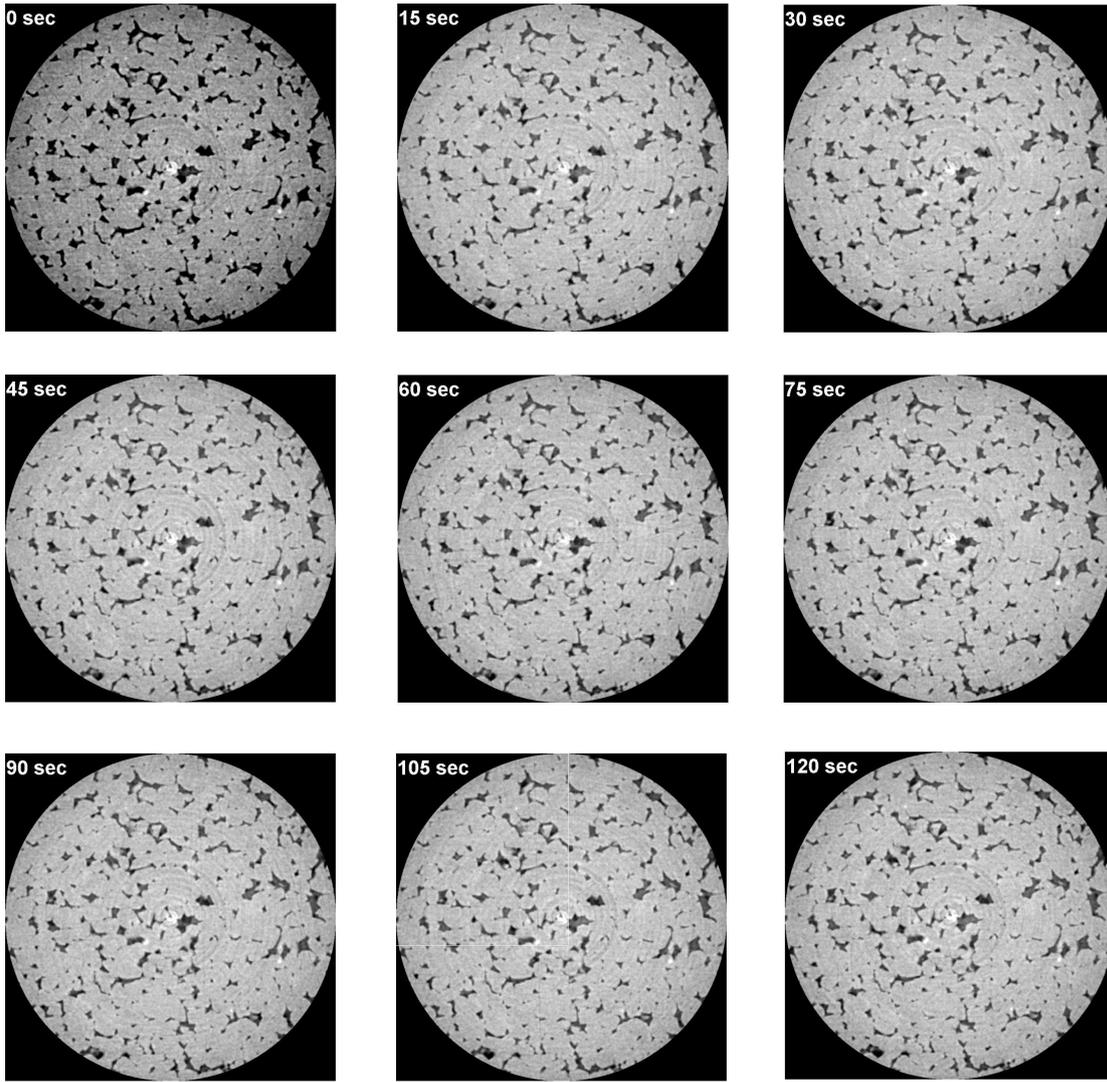


(a)

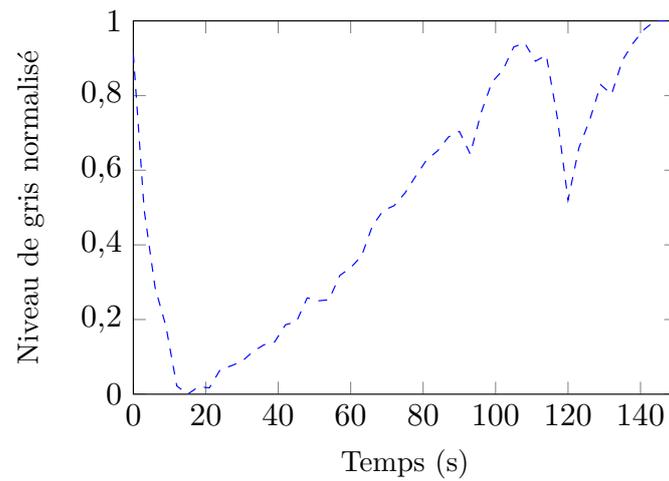


(b)

Figure V.18 – (a) images 2D de l'échantillon de Bentheim correspondant aux différents temps d'injection, (b) évolution du niveau de gris normalisé dans une coupe 2D.

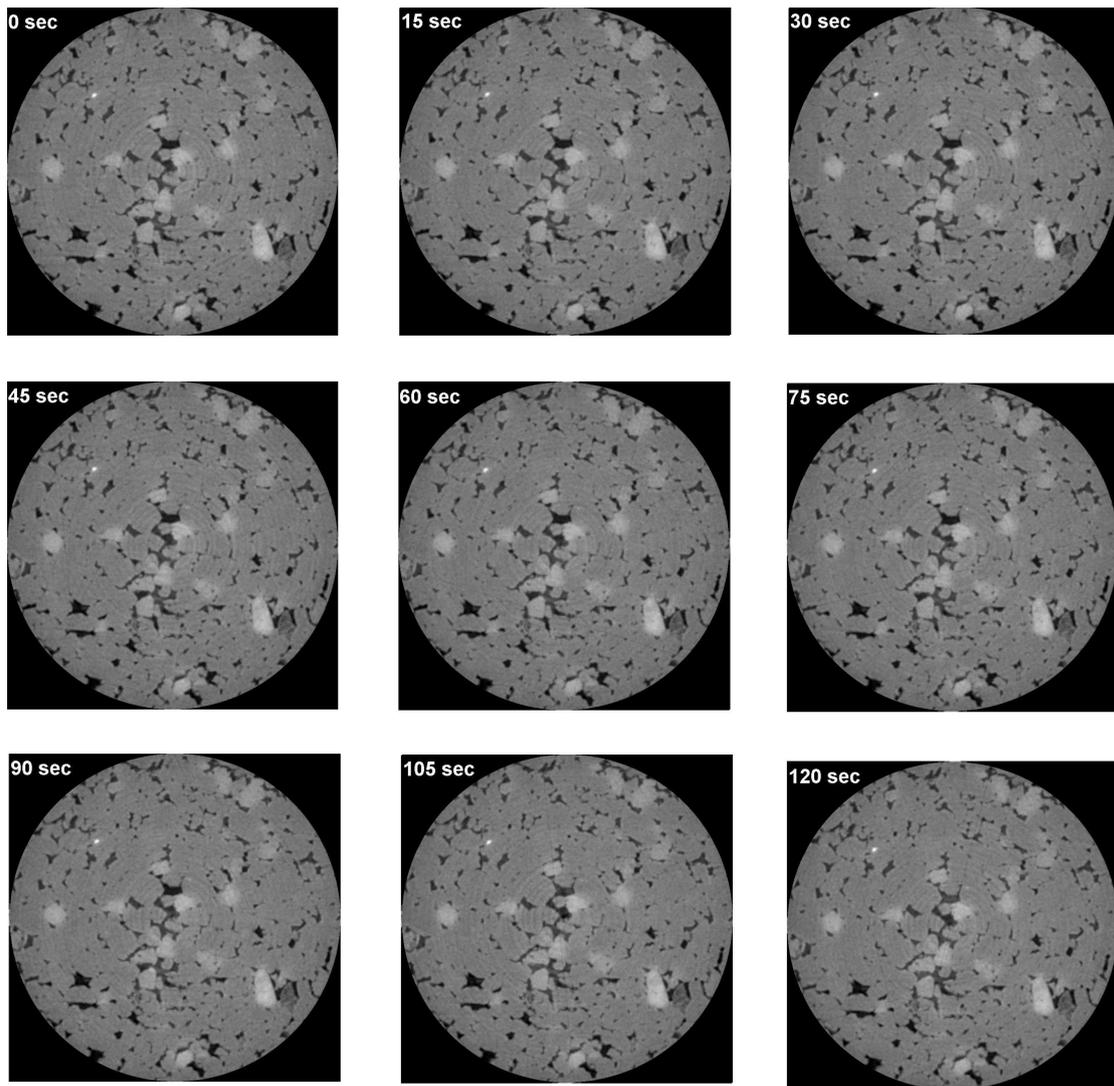


(a)

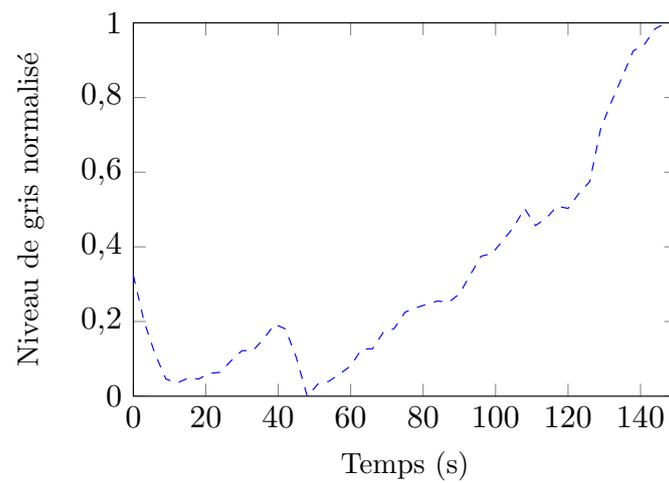


(b)

Figure V.19 – (a) images 2D de l'échantillon de Fontainebleau ($\phi = 12\%$) correspondant aux différents temps d'injection, (b) évolution du niveau de gris normalisé dans une coupe 2D.

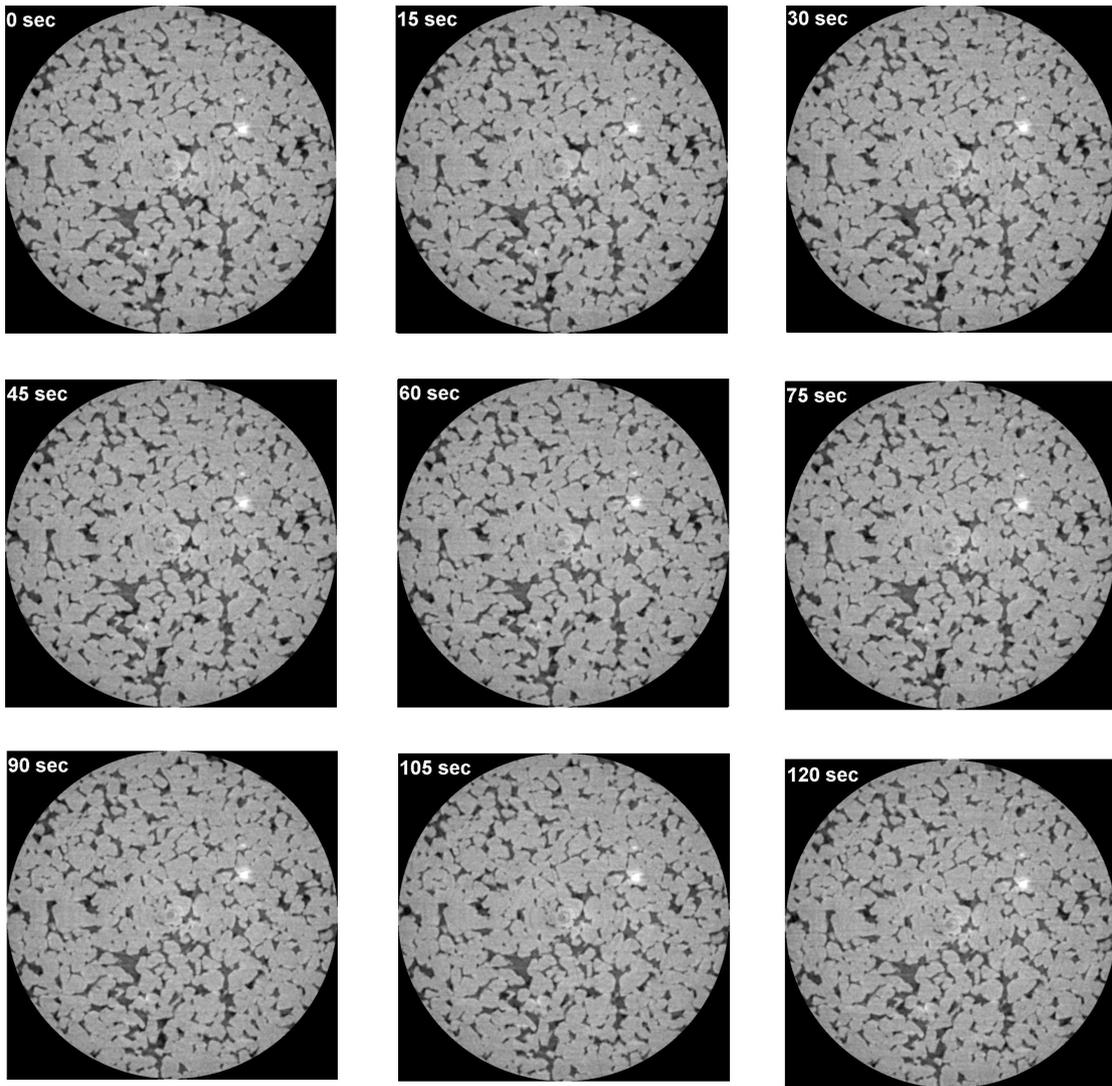


(a)

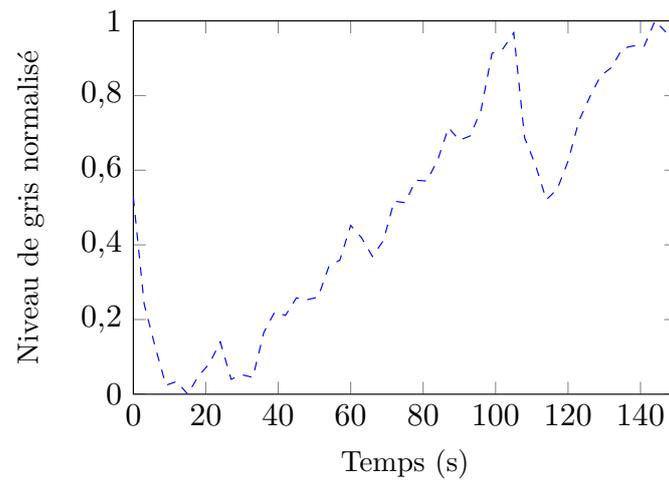


(b)

Figure V.20 – (a) images 2D de l'échantillon de Clashach correspondant aux différents temps d'injection, (b) évolution du niveau de gris normalisé dans une coupe 2D.



(a)



(b)

Figure V.21 – (a) images 2D de l'échantillon de Fontainebleau ($\phi = 17\%$) correspondant aux différents temps d'injection, (b) évolution du niveau de gris normalisé dans une coupe 2D.

3.4 Description quantitative

Nous présentons dans cette partie, les résultats des expériences d'imbibition réalisées sur un échantillon de Bentheim. La longueur et le diamètre de l'échantillon sélectionné sont respectivement de 8,5 mm et 5,6 mm. Les différentes injections en imbibition effectuées sur cet échantillon (injection d'eau et injection du tensioactif 0,025 wt. %) et les valeurs du nombre capillaire correspondantes sont résumées dans le tableau V.4. Le nombre capillaire varie dans un intervalle de 10^{-7} à 10^{-2} . Le choix des débits d'injection est optimisé par rapport au temps d'acquisition. Les résultats de la saturation résiduelle en huile seront discutés plus loin. Pour cette expérience, la valeur maximale du nombre de Bond est estimée à 5×10^{-5} pour une perméabilité relative à l'eau de 1 et une perméabilité absolue à l'eau mesurée de 5 Darcy. Les différentes injections en imbibition ont été réalisées en position verticale (cf. figure V.17). Le nombre de volume de pores injecté à chaque séquence est illustré dans le tableau V.4. Ces valeurs ont été calculées par rapport à la porosité macroscopique du grès de Bentheim BH1.

Test	Q (cc/hr)	σ_{ow} (mN/m)	N_c	VP	N^o de scan
Injection d'eau KI 40 g/l ^a					
(j1)	3,6	40	8,6E-7	66	1
Inject. de SDBS (0,025 %) ^b					
(j2)	3	0,3	1,1E-4	0,5	9
(j3)	12	0,3	4,6E-4	2,3	18
(j4)	30	0,3	1,1E-3	5,7	28
(j5)	84	0,3	3,2E-3	15,9	40

a. $\rho_w = 1,027 \text{ g/cm}^3$, $\mu_w = 0,93 \text{ cP}$, $N_b = 4,0E-7$

b. $\rho_w = 1,020 \text{ g/cm}^3$, $\mu_w = 1,11 \text{ cP}$, $N_b = 5,0E-5$

Tableau V.4 – Séquences d'injection réalisées sur l'échantillon de Bentheim et les valeurs du nombre capillaire associées.

3.4.1 Traitement d'images

Après la reconstruction des images 3D, la densité de niveau de gris le long de l'axe Z (sens d'injection) présente un profil en forme de cuvette (cf. figure V.22 (a)). Ce type de profil est dû à la forme du faisceau (faisceau parallèle) qui perd de l'intensité sur ces bords (cf. figure V.16 (b)). L'intensité est maximale au centre de l'échantillon et diminue en s'éloignant du centre ce qui donne une forme de cuvette. Pour corriger cet effet, nous appliquons une transformation linéaire sur tous les volumes 16 bit. Cette transformation consiste à diviser chaque volume par un volume référence (échantillon saturé à 100 % KI 40 g/l). Elle permet d'homogénéiser le profil de niveau de gris comme cela est montré sur la figure V.22 (b). Les volumes produits sont ensuite transformés en 8 bit et rognés en 800^3 voxels.

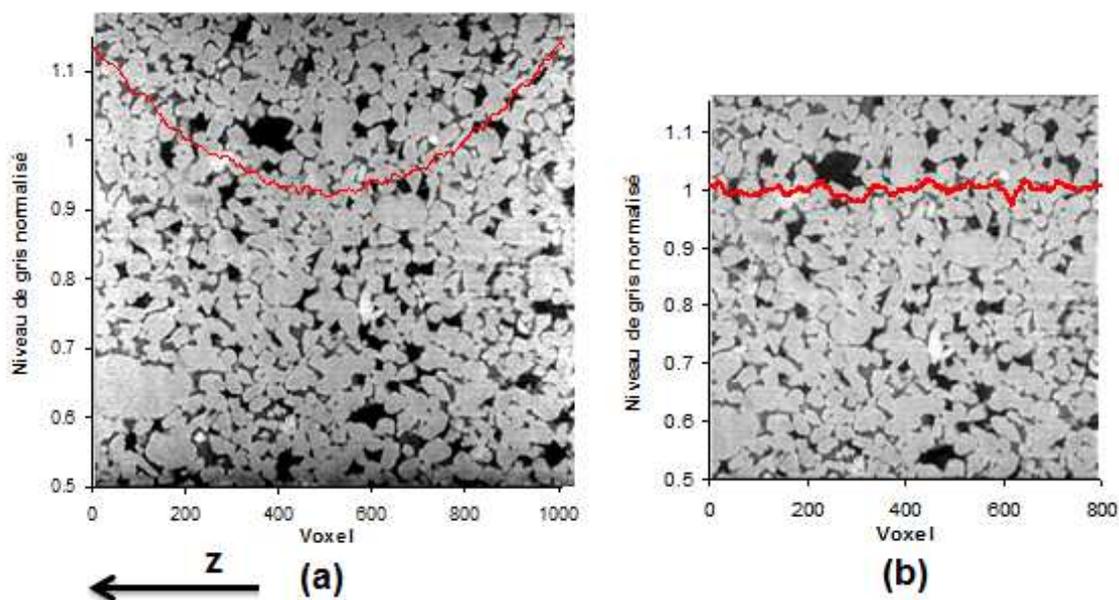


Figure V.22 – Correction effectuée sur le niveau de gris des images initiales.

Segmentation des images 3D

La méthode de segmentation utilisée dans ce cas est différente du cas précédent (section 1). Premièrement les volumes issus de la transformation 16bit-8bit sont recalés en rotation par rapport à un volume de référence (volume d'un échantillon saturé 100 % solution KI 40 g/l). Par la suite, pour segmenter un volume donné, on divise le volume de référence par celui-ci. Cette opération permet de ramener la valeur de niveau de gris du solide et celui de la solution KI 40 g/l à 1 et celle des pores saturés en huile au-dessus de 1. Le volume obtenu est multiplié par la valeur 100. La valeur 130 est choisie pour segmenter la phase huile de reste du volume (cf. figure V.23).

Paramètres géométriques

La porosité de l'échantillon de Bentheim estimée par segmentation est de 19,2 %. Elle est légèrement inférieure à la porosité macroscopique. Les distributions des paramètres géométriques dans l'échantillon de Bentheim sont représentées sur la figure V.24. Les valeurs moyennes du rayon hydraulique du seuil de pore et du rayon équivalent de pore sont respectivement $14,6 \mu\text{m}$ et $47,2 \mu\text{m}$. Le rapport d'aspect et le nombre de coordination moyens sont respectivement 4,7 et 3,9. Les valeurs moyennes des paramètres géométriques sont similaires à celles obtenues sur les mêmes échantillons décrites dans la section 1 à l'exception du rayon équivalent de pore. Il est supérieur de 27 % par rapport à ceux obtenus dans les autres miniplugs. Il est possible que ce miniplug présente une structure poreuse un peu différente des autres miniplugs.

Dans la suite de cette partie, nous focalisons notre analyse des résultats d'imbibition sur l'étude de la taille des ganglions et de la saturation résiduelle après la fin de chaque injection (séquences j1-j5 illustrées dans le tableau V.4). Dans un second temps, nous présentons la dynamique des ganglions et les mécanismes à l'échelle locale qui se déroulent pendant la mobilisation

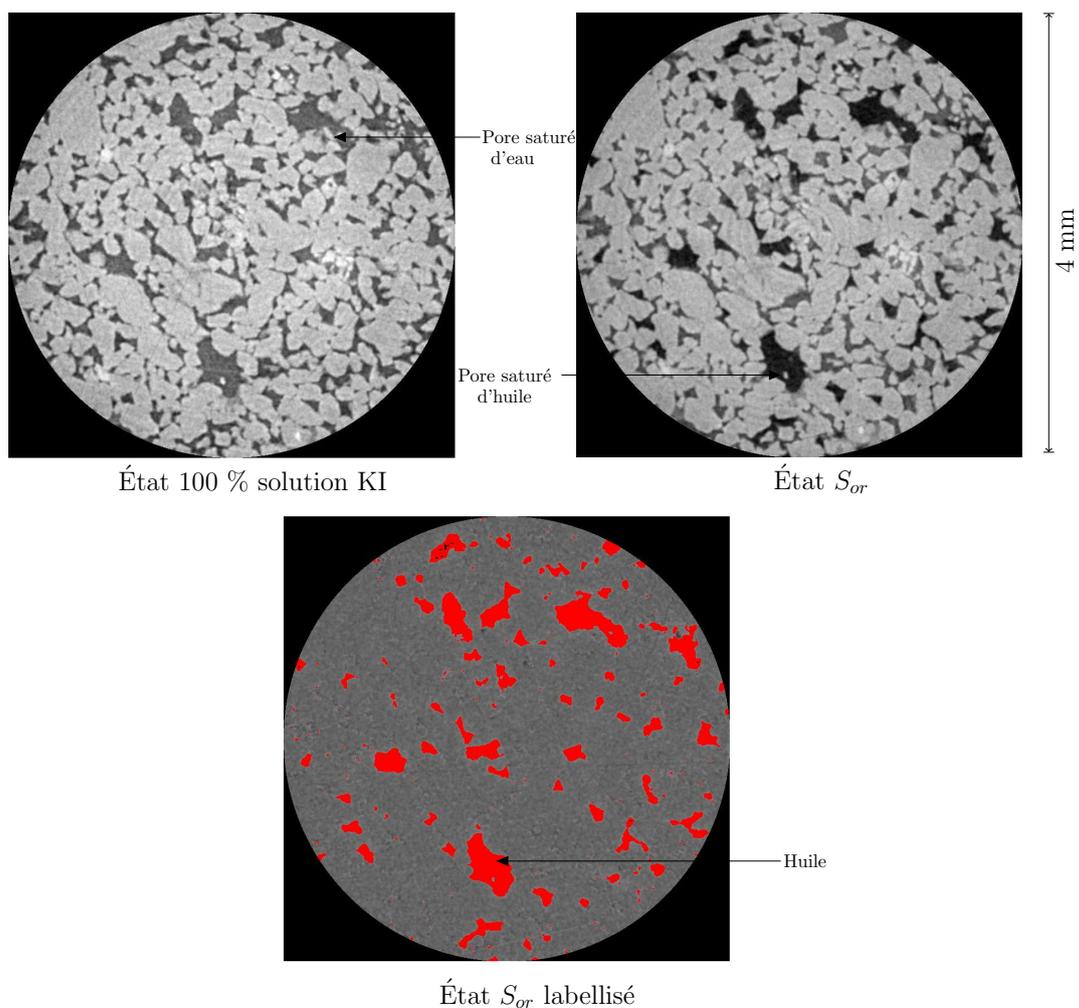


Figure V.23 – Méthodologie de segmentation suivie : un exemple de densité 2D du niveau de gris de l'échantillon de Bentheim à l'état saturé à 100 % solution KI, état S_{ori} et état S_{ori} labellisé.

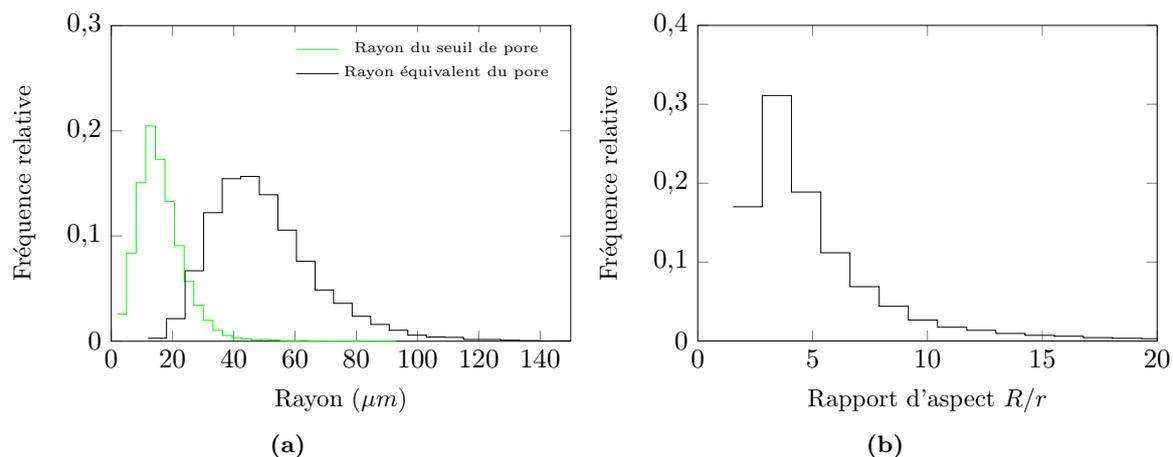


Figure V.24 – Distributions statistiques des paramètres géométriques de l'échantillon de Bentheim imagé par microtomographie synchrotron (a) rayon hydraulique du seuil de pore et rayon équivalent de pore et (b) rapport d'aspect.

de l'huile résiduelle (analyse en fonction du temps).

3.4.2 Résultats de saturation vs. N_c

Dans cette partie, nous présentons les résultats des profils de saturation locale et les images 3D reconstruites sur un volume d'échantillon de 800^3 voxel. Dans un second temps, la CDC de cet échantillon et la comparaison avec celle obtenue dans l'échantillon de Bentheim BH1 (échelle de Darcy) seront présentées. Enfin, nous analyserons les distributions des ganglions d'huile obtenues après la fin de chaque séquence d'injection.

a. Analyse de la saturation locale

Profils de saturation

Les histogrammes de niveau de gris de l'échantillon de Bentheim (volume de 800^3 voxel) obtenus après la fin de chaque séquence d'injection (j1-j5) sont représentés sur la figure V.25 (a). On observe la présence de trois pics qui représentent les trois phases : huile, eau (solution KI à 40 g/l) et solide. Les valeurs de niveau de gris correspondantes à ces trois phases sont respectivement 42, 108 et 200. On remarque aussi qu'à chaque augmentation du nombre capillaire, une augmentation de la fréquence du niveau de gris du pic qui correspond à la solution KI 40 g/l et une diminution de celui de la phase huile (cf. figure V.25 (b)). Cela est dû à la désaturation progressive de l'huile dans l'échantillon de Bentheim à chaque augmentation de la valeur du nombre capillaire et parallèlement à l'augmentation de la saturation en eau.

Les profils de saturation résiduelle en huile dans la direction Z (sens d'injection) en fonction du nombre capillaire sont représentés sur la figure V.25 (c). Ces profils de saturation sont estimés par une combinaison entre le calcul par histogramme et la segmentation (cf. équation V.12).

$$S_{orj}^i = \frac{M_w^i - M_{satj}^i}{M_w^i - M_{sat1}^i} \frac{\phi}{\phi_i} S_{or1} \quad (\text{V.12})$$

où M_{sat} , M_w sont respectivement les valeurs de niveaux de gris de l'échantillon saturé d'huile et d'eau (état S_{or}) et saturé à 100 % de la solution KI. S_{or1} (ou S_{or}^*) est la valeur de saturation résiduelle obtenue après injection d'eau, elle est déterminée par segmentation. Les indices i et j correspondent respectivement à la coupe tomographique et à la séquence d'injection. La porosité locale normalisée (ϕ_i/ϕ) est calculée par l'équation suivante :

$$\frac{\phi_i}{\phi} = \frac{M_w^i - G_s}{\bar{M}_w - G_s} \quad (\text{V.13})$$

où G_s la valeur de niveau de gris de pic de la phase solide.

Après injection d'eau, le profil de saturation présente une forme comparable avec le profil de porosité locale normalisée (cf. figure V.25 (d)). La transition entre l'injection d'eau et l'injection du tensioactif entraîne une faible désaturation de l'huile le long de l'échantillon (séquence j3) à faible N_c . Ensuite, la saturation locale évolue d'une manière significative après injection de la solution du tensioactif à partir de 12 cc/hr (séquences j3 à j5). Pour ces débits, on constate des hétérogénéités significatives de la saturation le long de l'échantillon. Elle est élevée dès qu'on s'éloigne de la source d'injection (bas de l'échantillon).

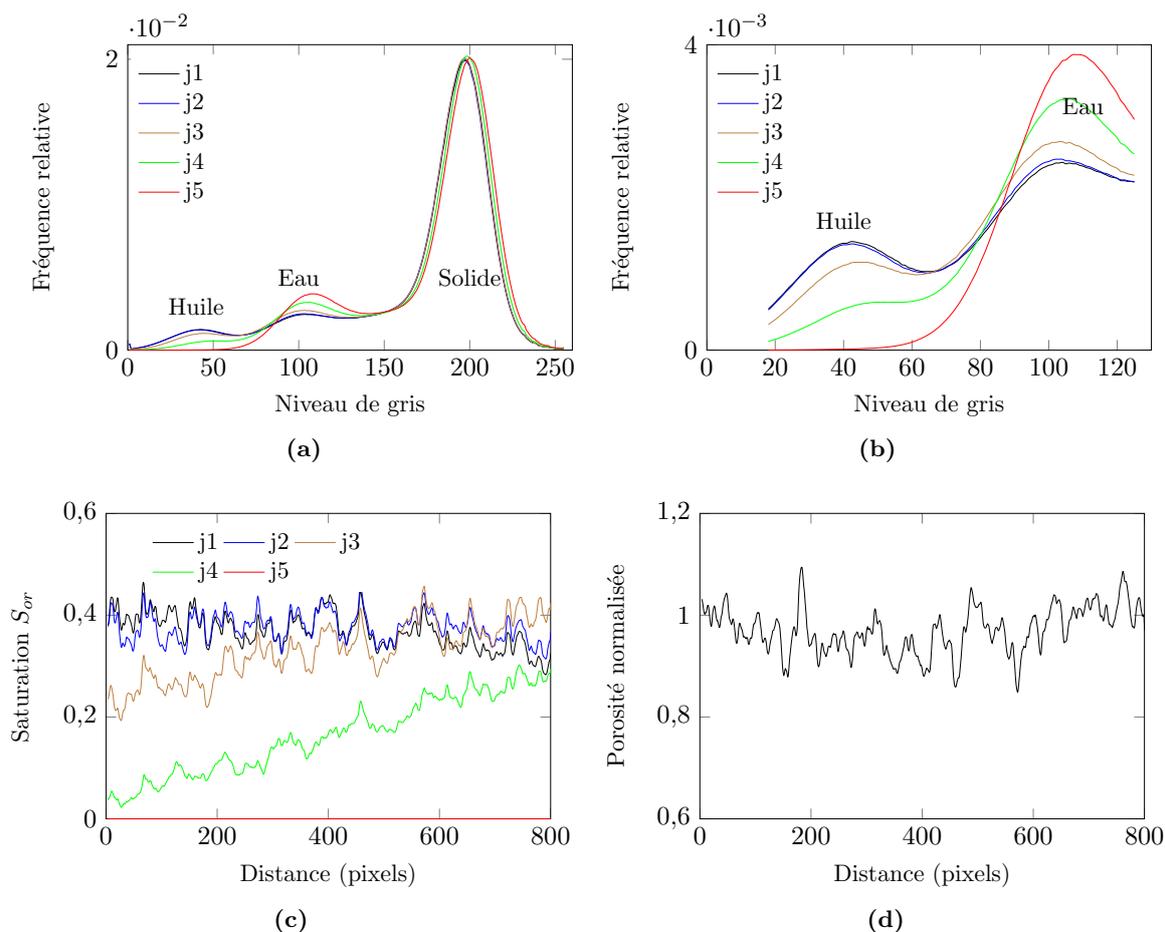


Figure V.25 – Histogrammes de la densité du niveau de gris de l'échantillon de Bentheim à différentes valeurs du nombre capillaire : (a) système solide + eau + huile et (b) variation des pics des phases eau et huile après chaque injection, (c) profils de saturation résiduelle en huile calculés à la fin de chaque séquence d'injection et (d) profil de porosité locale.

Analyse des images 3D

Les images 3D reconstruites sur un volume 800^3 voxel correspondent aux séquences d'injection j1 à j5 et sont représentées sur la figure V.26. Elles confirment les observations acquises sur les profils de saturation. En effet, après injection d'eau, la distribution 3D d'huile est homogène sur l'ensemble du volume. La désaturation de l'huile est marquée par la mobilisation progressive des ganglions d'huile dans la partie basse de l'échantillon. A la séquence d'injection j4, la distribution des ganglions d'huile est significative dans une partie spécifique de l'échantillon (cf. image j4).

L'huile résiduelle à la fin d'injection (N_{cmax}) est piégée sous formes de mini ganglions (image j5). Par ailleurs, on remarque des régions dans l'échantillon désaturée de l'huile et resaturé au cours de l'injection (cf. indication figure V.26).

Les saturations moyennes obtenues après les séquences d'injection j1 à j5 sont respectivement 43,0 %, 41,8 %, 35,3 %, 19,0 % et 0,6 %. Ces valeurs sont calculées par segmentation.

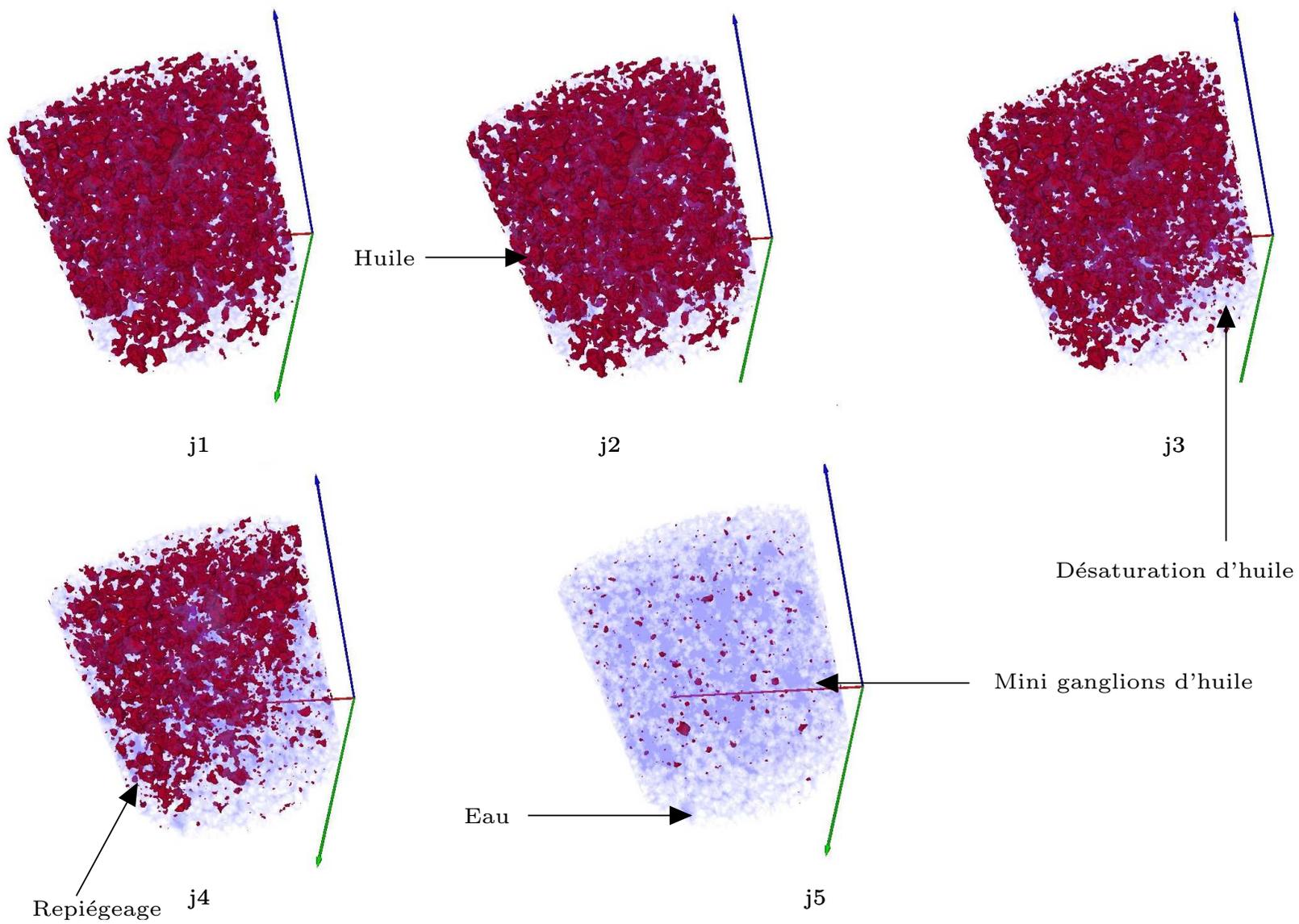


Figure V.26 – Images 3D reconstruites sur volume d'échantillon de 800^3 voxel après chaque séquence d'injection (données tableau V.4).

b. Résultat in situ de CDC

La saturation résiduelle en huile normalisée (calculée par segmentation) en fonction du nombre capillaire (la valeur du nombre de Bond est négligeable) est représentée sur la figure V.27 (a). On remarque que la CDC a une forme comparable à celle de l'échantillon Bentheim BH1 avec une pente un peu plus accentuée. En revanche, on constate un décalage d'un facteur 10 entre les deux CDC. Dans les deux cas, les fluides utilisés et la structure poreuse (miniplug et échantillon de Bentheim BH1) sont les mêmes.

Ce décalage nous amené à soulever deux hypothèses. La première hypothèse est l'effet probable de la longueur de l'échantillon sur la CDC. La deuxième hypothèse est que ce décalage est dû à la non stabilisation de la saturation résiduelle en huile dans le miniplug (volume de pores injecté est très faible à 3 cc/hr (séquence j2) et valeur du nombre capillaire élevée pour la séquence d'injection j5).

Hypothèse 1

Dullien (1992) a établi une relation d'équilibre entre les forces capillaires et les forces visqueuses à l'échelle du capillaire en dérivant la loi de poiseuille. Cette relation permet d'exprimer la valeur du nombre capillaire noté C_{imb} en condition dynamique. L'auteur a précisé que ce nombre vaut 1 quand les forces capillaires sont égales aux forces visqueuses. Le nombre capillaire C_{imb} qui correspond à un déplacement d'une phase connectée dans un échantillon de longueur L_e est exprimé par l'équation suivante :

$$C_{imb} = \frac{4\mu u}{\sigma \cos \theta_A} \frac{L_e}{\bar{R}} \tag{V.14}$$

où u et \bar{R} sont respectivement la vitesse interstitielle et le rayon équivalent moyen des pores. A l'aide de l'équation V.14 le nombre capillaire macroscopique N_c peut s'exprimer de la manière suivante :

$$N_c = \frac{\bar{R}}{4L_e} \phi C_{imb} \tag{V.15}$$

Cette équation montre la dépendance du nombre capillaire du rapport entre le rayon équivalent de pore et la longueur de l'échantillon. Cette relation est conçue uniquement dans ce cas où l'huile est mobilisée sous forme d'une phase connectée. Dans notre cas, le diamètre de pore est équivalent dans les deux échantillons (échantillon de Bentheim BH1 et le miniplug), mais le rapport entre leurs longueurs est d'environ 10. Les CDC de miniplug et de l'échantillon de BH1 normalisée par le facteur $4L_e/\bar{R}\phi$ sont représentées sur la figure V.27 (b). On remarque que les nouvelles courbes représentées forment une courbe unique. En effet, le nouveau nombre capillaire critique est égal à 1, ce qui correspond à la même valeur de C_{imb} démontré par Dullien (1992) pour un cas du déplacement de l'huile dans un tube capillaire.

Hypothèse 2

Cette hypothèse est renforcée par l'analyse des profils de saturation obtenus à la fin de chaque séquence d'injection. Le miniplug de Bentheim est un échantillon de type homogène (profil de

porosité homogène), on s'attend plutôt à des profils de saturation homogènes après chaque injection de la solution du tensioactif comme dans le cas des expériences réalisées à l'échelle de Darcy (cf. figure IV.8 (b)). Dans les deux premières séquences d'injection de la solution du tensioactif, la saturation résiduelle moyenne diminue légèrement parce que la quantité du fluide injectée est très faible. De même pour la séquence d'injection j4 où le profil de saturation est très hétérogène ce qui rend la saturation moyenne normalisée élevée et décalée de la valeur attendue.

En représentant les valeurs de la saturation résiduelle normalisée recalculées sur une longueur d'un millimètre d'échantillon (partie la moins parcourue par les ganglions d'huile) en fonction du nombre capillaire. Le résultat montre que les deux derniers points de saturation suivent la tendance de la CDC de l'échantillon de BH1. La dispersion devient moins importante entre les deux CDC (cf. figure V.27 (c)). Le point de saturation correspondant à la séquence d'injection j2 est toujours décalé qu'on suppose dû à la faible quantité de VP injectée (0,6 VP).

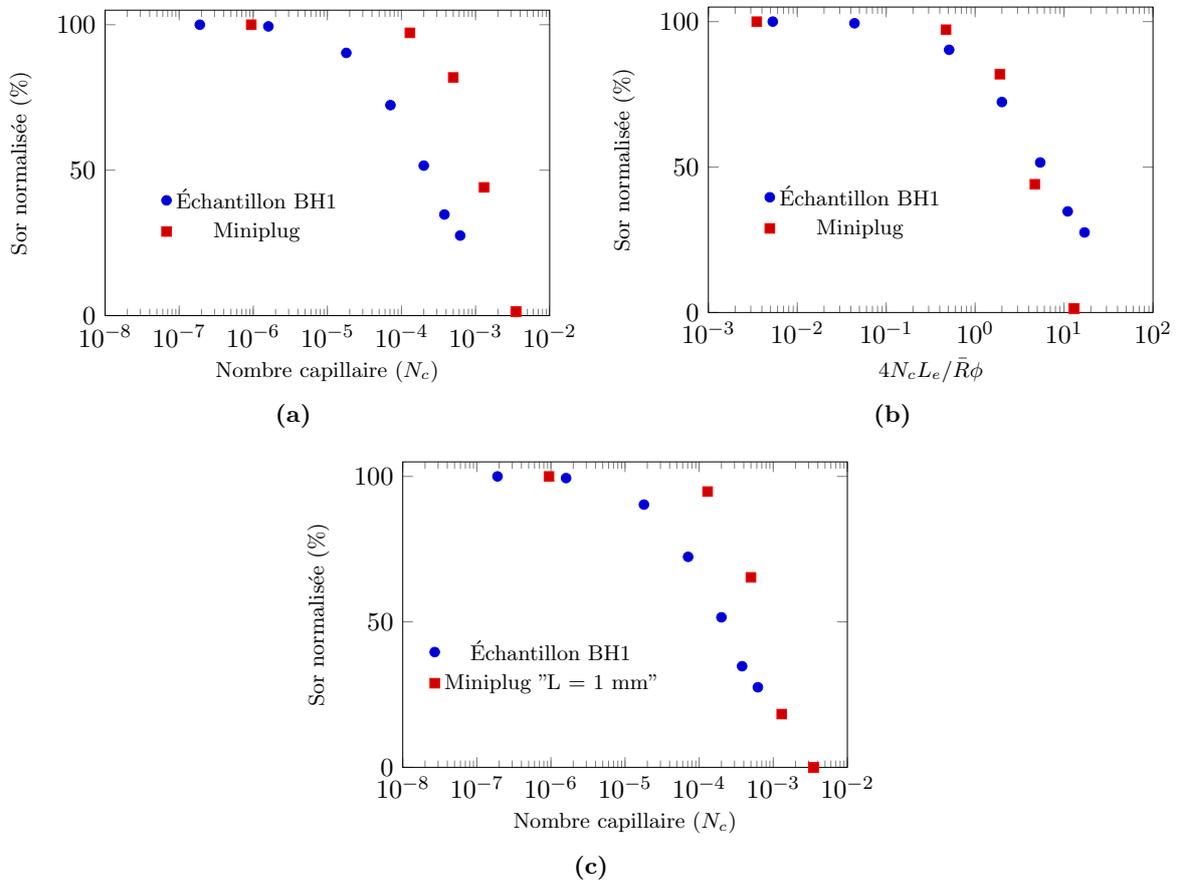


Figure V.27 – Courbe de désaturation capillaire de miniplug de Bentheim obtenue in situ (a) comparaison avec la CDC de l'échantillon de Bentheim BH1, (b) normalisation des CDC en fonction de $4L_e/\bar{R}\phi$ et (c) représentation de la CDC de miniplug sur une partie de longueur.

c. Évolution de la taille des ganglions

Les distributions statistiques de la taille des ganglions (rayon équivalent R_b) qui correspondent aux séquences d'injection j1 à j5 sont représentées sur la figure V.28. On remarque une évolution significative sur la forme de ces distributions en fonction du nombre capillaire.

Toutes ces distributions présentent une grande proportion autour de 20 microns. Les moyennes des rayons équivalents des ganglions d'huile correspondant aux séquences j1 à j5 sont respectivement $56,1 \mu m$, $59,7 \mu m$, $42,8 \mu m$, $35,4 \mu m$ et $24,1 \mu m$. La légère augmentation de la valeur moyenne de R_b entre les séquences j1 et j2 est due probablement au changement de la solution injectée (changement de la solution KI 40 g/l par la solution du tensioactif de même concentration de KI, il est possible que certains ganglions se coalescent). Après injection de la solution du tensioactif, la valeur moyenne de R_b diminue d'un facteur 2 pour un nombre capillaire $N_c \in [10^{-4} \quad 3 \times 10^{-3}]$.

Les fonctions de répartitions montrent pour un R_b supérieur à 20 microns, la proportion des ganglions d'huile appartenant à une classe de rayon donnée varie considérablement en fonction du nombre capillaire.

Dans le cas d'injection du tensioactif, le rayon équivalent moyen des ganglions d'huile (\bar{R}_b) en fonction du nombre capillaire (N_c) est exprimé par une relation logarithmique (cf. figure V.28 (c)). La corrélation $\bar{R}_b = f(N_c)$ peut être exprimée de la manière suivante :

$$\bar{R}_b = -10,53 \times \text{Log}(N_c) - 35,64 \quad (\text{V.16})$$

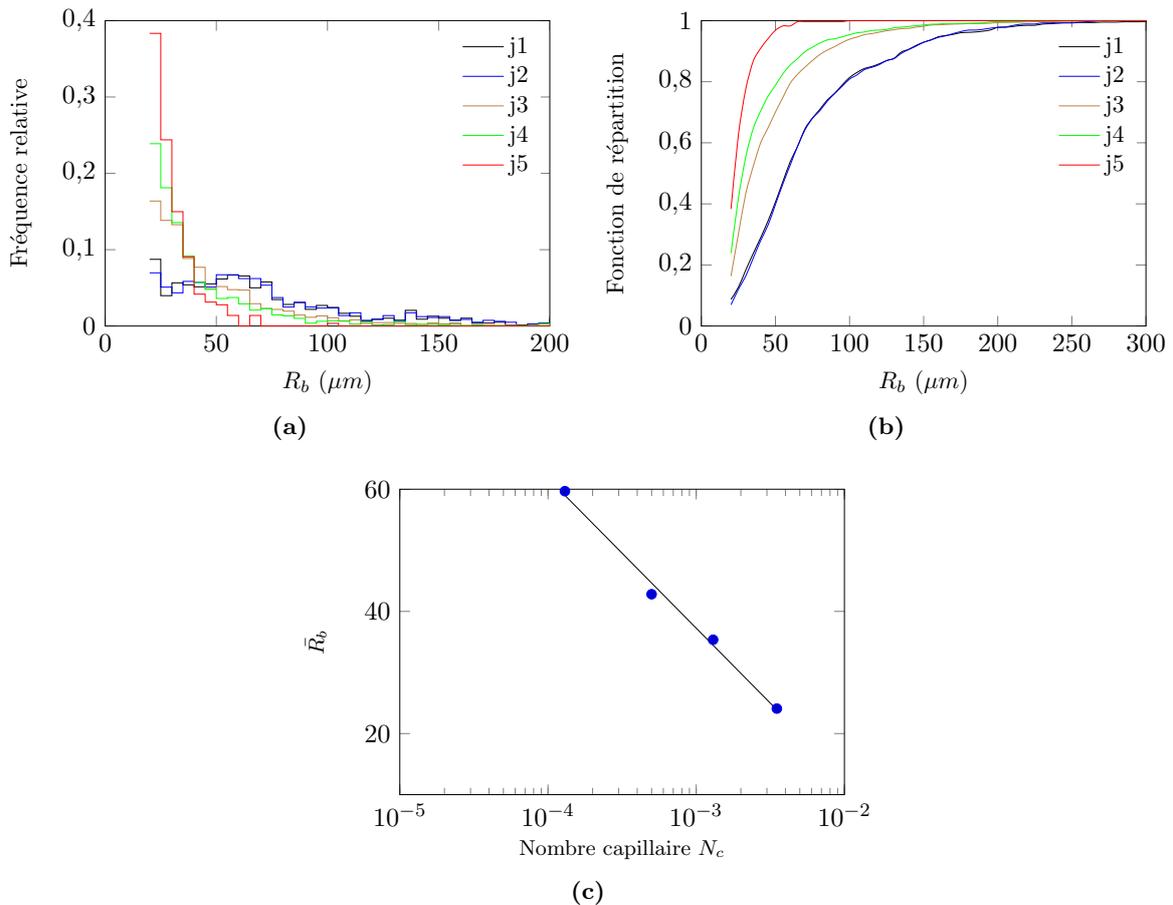


Figure V.28 – Évolution de la distribution de taille des ganglions en fonction du nombre capillaire (a) distributions statistiques, (b) fonctions de répartition et (c) variation de la moyenne.

Ces résultats confirment les hypothèses de (Ng *et al.*, 1978, Lenormand et Zacone, 1988) sur la diminution de la taille des ganglions en fonction du nombre capillaire.

3.4.3 Résultats en régime transitoire

Nous présentons dans cette partie l'évolution de la saturation résiduelle et la taille des ganglions au cours du temps.

a. Évolution de la saturation

La variation de la saturation résiduelle moyenne en huile calculée par segmentation en fonction de volume de pores injecté (début de la séquence j2- fin de la séquence j5) est représentée sur la figure V.29. Deux paramètres peuvent être tirés de cette variation (1) la stabilité de la saturation résiduelle en huile et (2) la vitesse de mobilisation des ganglions d'huile en fonction du nombre capillaire. Comme nous l'avons précisé plus haut, la stabilité de saturation est un paramètre important sur la précision de la CDC. La figure V.29 montre une stabilité de la saturation après la séquence d'injection j3 contrairement à la séquence d'injection j4. En effet, on remarque que la pente de variation de la saturation résiduelle pendant la séquence d'injection j5 est similaire à celle de la séquence j4. Ces résultats renforcent l'hypothèse 2 sur l'effet de la non stabilité de la saturation sur la dispersion de CDC entre le miniplug et l'échantillon BH1.

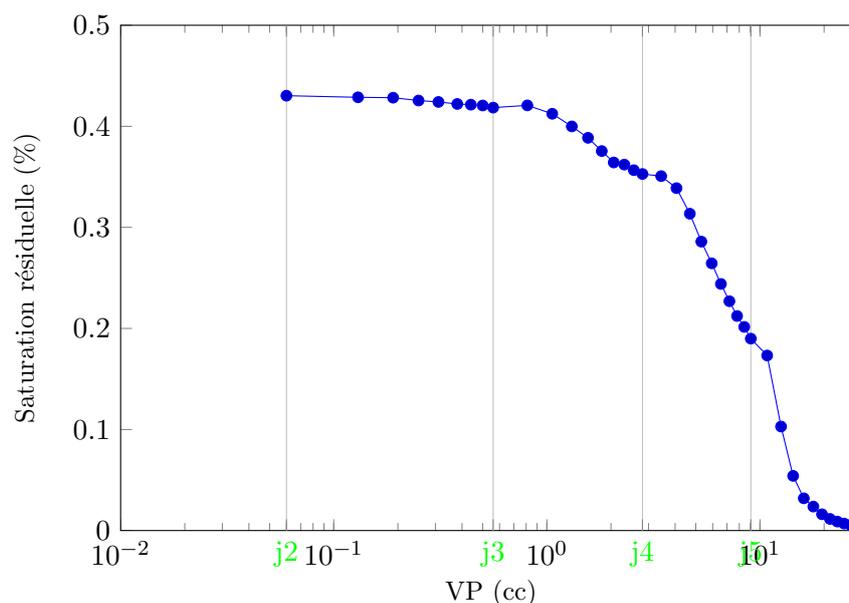


Figure V.29 – Évolution de S_{or} en fonction de volume de pores injecté (temps).

Concernant la vitesse de mobilisation des ganglions d'huile, les séquences d'injection j3 et j5 montrent une mobilisation d'huile très significative dès l'injection, puis elle diminue au fur à mesure de l'injection de la solution du tensioactif. Cette tendance est similaire aux données de pression différentielle traitées dans le chapitre IV (cf. figure IV.13). Nous avons mentionné que la mobilisation des ganglions d'huile est influencée par le processus piégeage-dépiégeage. Nous pensons que cette tendance est due soit à la mobilisation d'un nombre importants des ganglions d'huile dès l'injection, puis ce processus diminue au cours de temps à cause du piégeage ou à

un autre processus qu'est la mobilisation des ganglions d'huile de grande taille puis des petits ganglions. Ces observations seront combinées par la suite avec l'évolution de la taille des ganglions d'huile au cours du temps.

b. Taille des ganglions

L'évolution de la taille moyenne des ganglions (rayon équivalent moyen \bar{R}_b) au cours du temps (un pas de 3 s) est représentée sur la figure V.30. On remarque une diminution progressive de \bar{R}_b en fonction du temps. Cette diminution est très accentuée au moment où l'on augmente le nombre capillaire (cf. indication figure V.30). Cette observation explique en partie le fait que la saturation résiduelle en huile décroît rapidement au moment de l'injection (cf. figure V.29).

En parallèle, nous avons représenté sur la figure V.30 la valeur maximale du rayon équivalent des ganglions d'huile (R_{max}) en fonction du temps. Contrairement à l'évolution de \bar{R}_b en fonction du temps, on remarque une augmentation de R_{max} dans l'échantillon de Bentheim au moment de l'augmentation du nombre capillaire (séquences j2 et j3). Cette observation renforce l'hypothèse de la formation d'un banc d'huile (coalescence des ganglions d'huile) pendant la phase de mobilisation d'huile résiduelle. En effet, pour un nombre capillaire $N_c \in [10^{-4} \quad 5 \times 10^{-4}]$, une proportion des ganglions d'huile se déplacent et se coalescent pour former une phase continue sous forme d'un banc d'huile ou sous forme de plusieurs gros clusters pendant l'injection continue du fluide déplaçant.

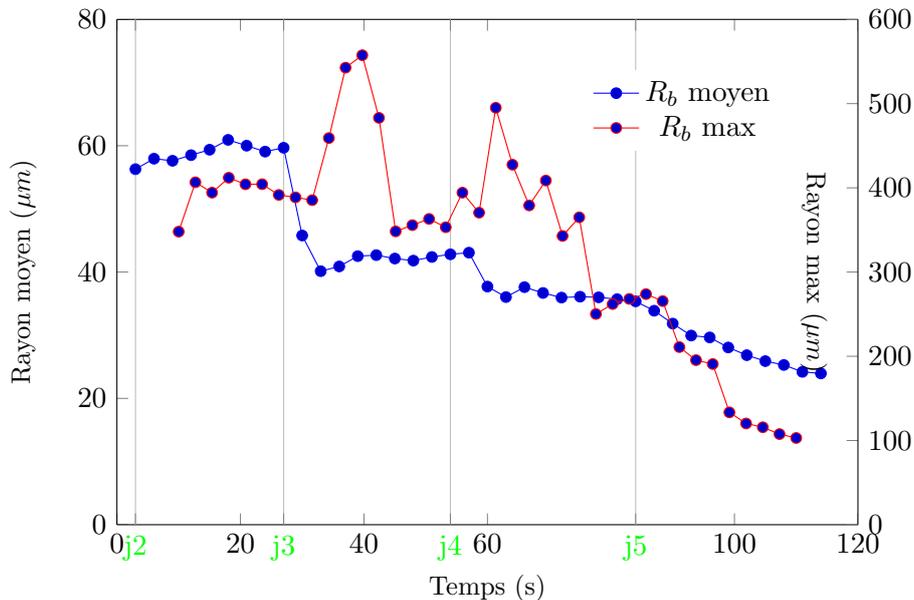


Figure V.30 – Évolution de la taille des ganglions au cours de l'injection au cours du temps.

c. Analyse 3D à l'échelle locale

L'analyse préliminaire 3D à l'échelle locale montre que les ganglions d'huile subissent des changements en taille et en forme avant d'être mobilisés ou rester piégés sous forme des petits ganglions. Sur les configurations 3D représentées sur la figure V.31 et qui correspondent à l'injection du tensioactif à 30 cc/hr et 84 cc/hr (séquences j4 et j5), on remarque que la taille de

certaines ganglions diminuent au fur à mesure de l'injection jusqu'à mobilisation (cf. indication figure V.31). Ces changements dépendent de la position et de la forme des ganglions. En résumé, la diminution de la taille moyenne des ganglions d'huile en fonction du temps n'est pas due uniquement à la mobilisation progressive des ganglions, mais aussi à la diminution de la taille des ganglions d'huile en place (érosion). Le mécanisme d'érosion (arrachement) représente la diminution de la taille des ganglions d'huile sans que ceux-ci ne changent de position. Dans ce cas, la valeur du nombre capillaire locale n'est pas suffisamment élevée pour mobiliser entièrement les ganglions d'huile.

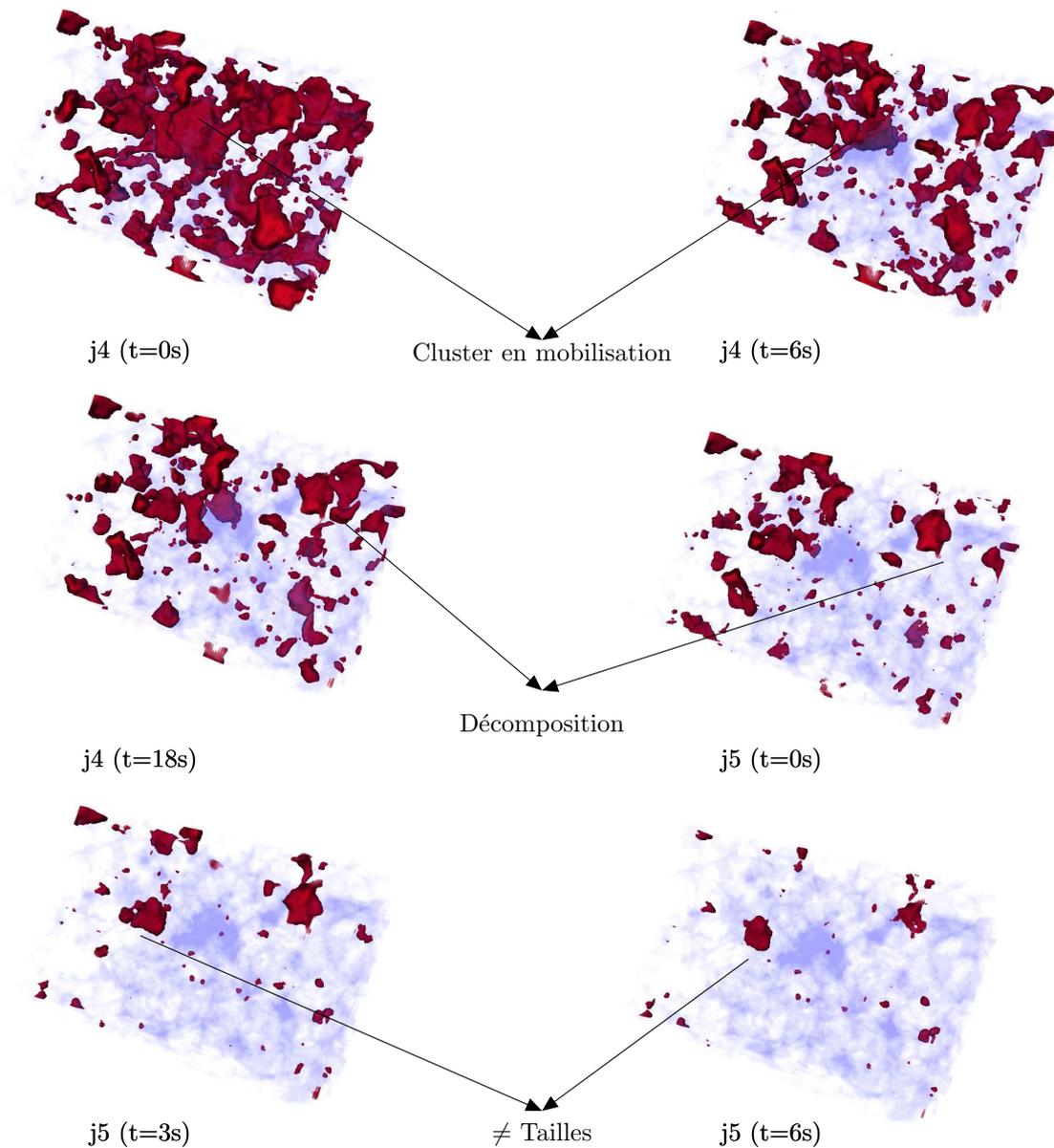


Figure V.31 – Images 3D reconstruites sur un petit volume d'échantillon. Elles correspondent à différents temps d'injection du tensioactif à 30 cc/hr (séquence j4) et 84 cc/hr (séquence j5).

Coalescence des ganglions d'huile

Nous avons vu plus haut que la variation de R_b maximale ne diminue pas forcément en fonction du temps. La figure V.32 (a) montre l'augmentation de la taille d'un cluster en condition de mobilisation. On voit un agrandissement de la taille de ce cluster (pas de 3s) sur tous ses côtés due à la coalescence des ganglions voisins. L'analyse 3D montre que les clusters formés demeurent stable jusqu'à leur mobilisation (cf. figure V.32 (b)).

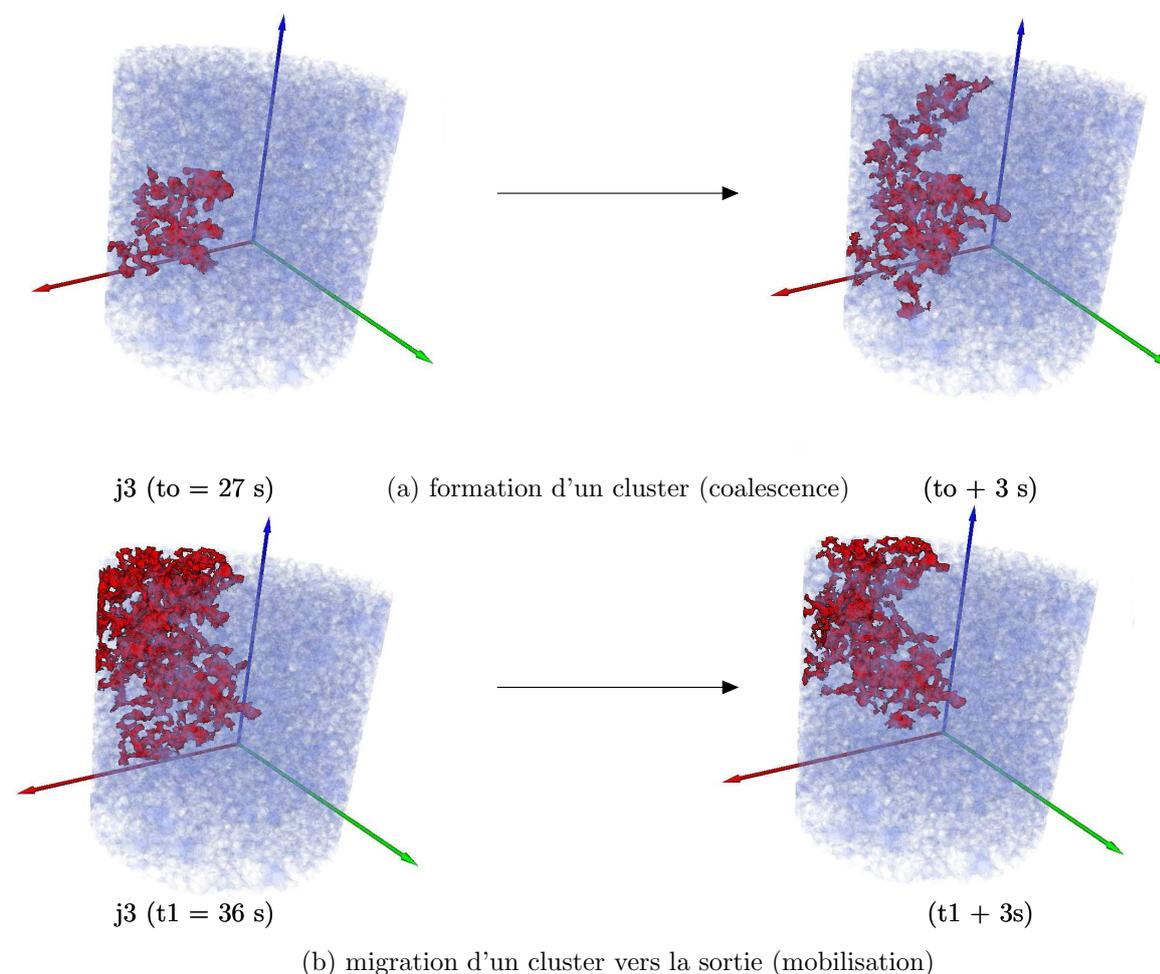


Figure V.32 – Formation et mobilisation d'un cluster d'huile pendant l'injection du tensioactif.

3.5 Conclusion

Les résultats des expériences de drainage et d'imbibition réalisées sur un échantillon de Bentheim montrent la faisabilité de l'expérimentation par tomographie synchrotron ultra-rapide. Elles fournissent une étude complémentaire sur la compréhension des mécanismes de mobilisation d'huile résiduelle. Nous avons pu confirmer la diminution de la taille des ganglions d'huile en fonction du nombre capillaire par des mécanismes très particuliers (coalescence, érosion). Les ganglions d'huile subissent plusieurs changements au cours de l'injection (forme, taille) grâce à la compétition des différentes forces et la géométrie locale imposée par le milieu poreux.

4 Conclusion du chapitre V

Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats des paramètres de la structure en utilisant la méthodologie d'extraction de réseau de pores développée à IFP Energies Nouvelles et décrite dans le début de ce chapitre. Ensuite, nous avons vérifié que les miniplugs soient représentatifs des échantillons utilisés pour caractériser les CDC à l'échelle de Darcy. La comparaison a été basée sur les résultats de la porosité et de la saturation résiduelle initiale en huile. L'analyse de la structure poreuse par microtomographie RX montre une dispersion considérable de la structure entre les différents échantillons analysés. En effet, nous avons constaté au-delà de la présence de certaines impuretés au niveau de la présence d'argiles et des oxydes dans les grès de Berea et de Bentheim, une dispersion de la taille des seuils de pores et de celle des pores. Les résultats de la saturation résiduelle en huile obtenue en imbibition spontanée sont plutôt en accord avec les ceux obtenus sur les échantillons macroscopiques.

L'analyse de la distribution des ganglions d'huile montre une variation similaire à celle des seuils de pores. Nous avons présenté par la suite une étude détaillée de la variation du rapport d'aspect en fonction de la taille du seuil de pore. Nous avons pu constater que cet échantillon a un rapport d'aspect relativement moins dispersé par rapport aux autres grès, mais cette observation n'explique pas en totalité la forme accentuée de la CDC de l'échantillon de Fontainebleau FB1 par rapport aux types de grès. Elle nécessite plus de développement.

Nous avons pu montrer que la dispersion des CDC devient moins importante en normalisant avec la perméabilité effective-la taille moyenne des ganglions d'huile et celle des seuils de pore. Cette normalisation est basée sur une corrélation linéaire entre la taille des ganglions et la taille des seuils de pores. La simulation de la distribution de la taille des ganglions d'huile par inversion de la CDC est présentée. Les résultats montrent (1) une forme comparable de ces distributions avec celles obtenues après imbibition spontanée (distributions expérimentales) et (2) un décalage des moyennes de deux types de distributions dû au modèle (relation $L_b = f(N_t^{-0,5})$).

Les résultats préliminaires des expériences réalisées en synchrotron SLS sont présentés. Le traitement effectué sur l'échantillon de Bentheim a permis de caractériser l'évolution de la saturation résiduelle en fonction du temps et du nombre capillaire. Deux hypothèses ont été présentées pour expliquer la dispersion entre la CDC de miniplug et celle de l'échantillon de Bentheim BH1. Les observations préliminaires 3D montre plusieurs mécanismes de mobilisation (1) certains ganglions d'huile sont entièrement délogés et mobilisés par la suite et (2) mobilisation des ganglions d'huile par des mécanismes particuliers comme l'érosion. En outre, cette expérience a permis d'établir une corrélation logarithmique entre la taille des ganglions d'huile et le nombre capillaire (relation $R_b = f(\text{Log}(N_t))$).

CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES

Conclusions générales

L'objectif initial de la thèse était de comprendre l'effet de la structure de la roche sur la courbe de désaturation capillaire (CDC) définie à l'échelle de la carotte et l'étude des mécanismes de mobilisation d'huile résiduelle à l'échelle du pore. Cette thèse s'inscrit dans le domaine de la récupération de l'huile par injection de tensioactifs. La démarche que nous nous sommes fixée dans cette thèse est basée sur deux parties. La première partie est l'aspect caractérisation des CDC à l'échelle de la carotte et les différents facteurs qui influent la récupération de l'huile durant l'injection du tensioactif (fluides, propriétés pétrophysiques, hétérogénéités). Cette partie est menée sur des roches mouillables à l'eau et les mesures de saturation ont été effectuées au scanner grâce à l'utilisation d'une cellule d'injection transparente aux rayons X. La deuxième partie est l'étude des paramètres de la structure et description des mécanismes de mobilisation d'huile à l'échelle du pore (étude statique et dynamique) afin de développer une approche prédictive de la CDC. L'expérimentation à l'échelle du pore est réalisée en utilisant la microtomographie par RX et la microtomographie synchrotron ultra-rapide.

Dans l'étude bibliographique, nous avons synthétisé les méthodes expérimentales ainsi que les différents essais effectués sur carottes afin de produire une CDC. Nous avons constaté que les études menées par la majorité des auteurs sur les courbes de désaturation capillaire à l'échelle de Darcy, sont basées sur des observations macroscopiques (données de pression, estimation de la saturation) et excluaient l'aspect microscopique de la mobilisation d'huile résiduelle en milieu poreux. La synthèse de ces travaux met en évidence la variation des résultats de CDC en fonction du type de milieu poreux, mais aussi la dépendance de ces résultats vis-à-vis de la méthode utilisée. Néanmoins toutes les études s'accordent sur le fait qu'en augmentant le nombre capillaire ou le rapport entre vitesse d'injection et tension interfaciale, on réduit la saturation résiduelle dans le milieu poreux. On remarque aussi que très peu d'études ont abordé l'aspect décorrélation des forces, qui peuvent intervenir au moment de l'injection d'un tensioactif (forces capillaires, forces de gravité et forces visqueuses) et l'impact des hétérogénéités locales sur la CDC. Enfin, un certain nombre d'études a permis d'établir de manière théorique un rapport entre des mécanismes à l'échelle du pore et les propriétés macroscopiques des milieux homogènes. Ces travaux montrent l'importance et l'effet de ces mécanismes et notamment les propriétés géométriques (diamètre et longueur de pore, taille du seuil de pore) sur les propriétés de désaturation des fluides en milieu poreux.

Dans le deuxième chapitre de la thèse, nous avons présenté les matériaux et la démarche expérimentale suivie pour la caractérisation de la CDC. Nous avons montré dans ce chapitre le comportement variable du tensioactif sélectionné (SDBS) pour cette étude, en fonction de la composition de la phase aqueuse (salinité, température, type de sel, concentration du tensioactif). Nous avons ensuite présenté les différentes mesures pétrophysiques effectuées sur les différents échantillons sélectionnés. Afin de mieux comprendre les mécanismes dominant la CDC, nous avons établi un protocole expérimental qui nous a permis de suivre l'évolution de la saturation locale en huile au sein d'une carotte. Cette méthodologie couple les essais d'injection sur carotte et l'observation des profils de saturation par scanner. Ainsi, il nous a été possible d'observer à chaque étape d'injection de saumure avec ou sans tensioactif, la répartition spatiale de l'huile résiduelle dans la carotte.

Nous avons présenté dans le chapitre III les résultats préliminaires d'injection d'eau et de la solution du SDBS à 1 % en concentration massique sur deux échantillons de grès de Fontainebleau (FB1 et FB2) et deux échantillons de Clashach (CL1 et CL2). Nous avons présenté les résultats de trois tests d'injection en position horizontale et trois en position verticale. Dans un premier temps, nous avons montré la faisabilité de l'analyse tomographique RX sur les échantillons sélectionnés. Cette analyse a fourni des informations sur les propriétés locales des échantillons (telle que la porosité locale et la présence des hétérogénéités) en plus des propriétés pétrophysiques mesurées au laboratoire. Nous avons ensuite présenté les résultats d'imbibition spontanée qui montrent une dispersion des valeurs de la saturation résiduelle initiale en huile en fonction de (1) type de grès, (2) profils de porosité locale ou hétérogénéités et (3) propriétés pétrophysiques du milieu poreux (perméabilité absolue). D'autre part, nous avons constaté sur les essais d'injection effectués sur les carottes de grès de Fontainebleau et de Clashach, l'effet considérable des forces gravitaires en plus des forces visqueuses et des forces capillaires, sur le déplacement de l'huile par la solution KI contenant du tensioactif. L'effet des forces gravitaires a été mis en évidence par des essais d'injection en position horizontale. L'analyse des profils de saturation locale en huile et le traitement des images issues du scanner par les logiciels Image J et Avizo, ont permis d'observer clairement la migration de l'huile vers la partie haute de l'échantillon. Cet effet est d'autant plus prononcé que la perméabilité de l'échantillon est élevée. Ces essais montrent qu'il faut impérativement tenir compte des effets de gravité lors de la caractérisation de la CDC. Ces expériences ont montré notamment le caractère hétérogène de la mobilisation de l'huile résiduelle après injection de la solution du tensioactif. On a pu en conclure que ce caractère est dû soit à la composition de la solution du tensioactif, soit aux hétérogénéités locales des échantillons.

Dans le chapitre IV, on a pu répondre à la problématique posée dans le chapitre III qui concerne le caractère hétérogène de la mobilisation d'huile résiduelle et l'effet des fluides sur la CDC. La méthodologie mise en place et qui consiste à injecter une nouvelle formulation du tensioactif SDBS dont la concentration massique est de 0,025 % dans divers échantillons de structure homogène, a permis de valider deux aspects. D'une part une dispersion significative des CDC obtenues sur les mêmes échantillons avec deux formulations différentes (deux concentrations différentes du tensioactif). Cette dispersion est due à l'existence de deux régimes de mobilisation de l'huile résiduelle : un régime banc d'huile (faible concentration du tensioactif, résultats chapitre IV) et un régime émulsion (concentration élevée du tensioactif, résultats chapitre

III). Dans le premier régime, l'huile résiduelle est mobilisée en augmentant le nombre capillaire, les données de la pression différentielle et l'analyse des effluents ont pu caractériser ce régime. Le régime banc d'huile est marqué par une augmentation significative de la pression différentielle lors de la mobilisation de l'huile, puis elle diminue jusqu'à une valeur stable. Pour le deuxième régime, la saturation résiduelle diminue à une valeur constante du nombre capillaire en raison de la dispersion de l'huile dans la phase injectée, ce régime concerne l'injection du tensioactif à 1 % en concentration massique. L'autre aspect validé dans ce chapitre est l'effet de la structure poreuse sur la dispersion des CDC et les perméabilités relatives. En effet, on a obtenu quatre CDC sur quatre échantillons de grès différents (Fontainebleau, Bentheim, Berea et Clashach). Ces courbes sont caractérisées par deux paramètres : le décalage et la pente. Nous avons montré que le premier paramètre de ces courbes est comparable avec les données de la perméabilité absolue à l'eau et de la porosimétrie mercure. Le deuxième paramètre concerne en particulier le grès de Fontainebleau qui présente une pente de CDC très accentuée par rapport aux autres échantillons. Nous en avons conclu que la dispersion obtenue sur les CDC nécessite une étude complémentaire approfondie à l'échelle du pore pour étudier les paramètres de la structure et la taille des ganglions dans différents échantillons.

Enfin, dans le chapitre V dédié à l'étude de la microstructure du milieu poreux et son effet la CDC. Nous avons étudié tous les paramètres qui peuvent influencer sur la CDC (forme, décalage). Ces paramètres sont (1) les paramètres géométriques (taille des seuils, taille des pores et rapport d'aspect) et (2) la taille des ganglions d'huile. Dans un premier temps, nous avons montré une dispersion des paramètres géométriques sur différents miniplugs représentatifs des carottes. Ensuite les distributions initiales des ganglions d'huile ont été présentées. La dispersion observée sur ces distributions est corrélée avec celle de la taille des seuils de pores. Cette corrélation nous a permis de normaliser les CDC en fonction des paramètres moyens et par combinaison des données expérimentales des perméabilités effectives. Les résultats obtenus montrent une dispersion faible des CDC normalisées. La saturation résiduelle normalisée suit une variation logarithmique en fonction du nouveau nombre adimensionnel. Dans un second temps et en vue de développer une approche prédictive de la CDC, nous avons simulé les distributions initiales des ganglions d'huile à partir des données de CDC par utilisation d'une condition de mobilisation d'un ganglion d'huile dans un capillaire. Cette condition est $R_b = f(N_t^{-0,5})$. Les résultats d'inversion des CDC en taille de ganglions présentent des distributions similaires avec un décalage de la moyenne par rapport aux données expérimentales. Le décalage est différent dans chaque échantillon et dépend énormément de la relation $R_b = f(N_t^{-0,5})$.

En vue d'une étude plus approfondie des mécanismes de mobilisation d'huile résiduelle à travers le milieu poreux et la relation que présente la taille de ganglions en fonction du nombre capillaire, nous avons opté pour la microtomographie synchrotron ultra-rapide. Cette technique est combinée avec une cellule d'écoulement type Haslair développée à l'IFP Energies Nouvelles pour reproduire les cycles de drainage et d'imbibition à l'échelle du pore. Les expériences réalisées en synchrotron SLS nous ont permis de caractériser l'évolution de la saturation résiduelle et la taille des ganglions en fonction du nombre capillaire et en fonction du temps. Les résultats préliminaires montrent une relation logarithmique entre la taille des ganglions d'huile et le nombre capillaire ($R_b = f(\text{Log}(N_t))$) dans l'échantillon de Bentheim. Ces expériences ont per-

mis d'identifier certains mécanismes de mobilisation d'huile à l'échelle locale et qui ne sont pas observés à l'échelle macroscopique.

Ce travail montre la faisabilité de couplage des essais sur carottes et l'analyse microtomographie par rayons X. Par contre, cette démarche nécessite d'être améliorée et optimisée. L'amélioration de cette démarche consiste à réaliser des essais sur carottes in-situ en position verticale pour mieux comprendre la mobilisation d'huile résiduelle à cette échelle. Elle permet aussi de réduire le temps d'injection (temps d'obtention de la CDC).

Perspectives

À l'issue de ce travail, plusieurs perspectives sont envisageables et certains points sont à améliorer. Nous avons vu dans cette étude l'apport fourni par l'expérimentation en microtomographie RX. Il est tout à fait possible d'améliorer les conditions expérimentales afin de réaliser un volume important d'expériences d'écoulement diphasique sans passer par des essais sur carottes. Le but est de minimiser le temps des expériences et d'étudier l'influence des hétérogénéités sur la CDC. Nous proposons trois axes de développement en continuité avec cette thèse (1) développement d'une approche prédictive de la CDC à l'aide d'une approche statistique, (2) identification et confirmation de différents régimes d'écoulement sur un cycle de CDC et les mécanismes de mobilisation de l'huile résiduelle engendrés et (3) approche modélisation réseau de pores de la dynamique des ganglions.

Le premier axe de développement est la validation d'une approche prédictive de la courbe de désaturation capillaire. La démarche initiée dans cette étude était d'inverser la CDC en taille de ganglions et de la comparer avec les données expérimentales. Le modèle présenté et utilisé dans cette thèse prend en compte une relation taille de ganglions-nombre capillaire empirique. Or les derniers résultats montrent une relation logarithmique. De plus la saturation résiduelle normalisée suit une tendance logarithmique en fonction d'un nouveau nombre adimensionnel. Ces deux relations peuvent être combinées et introduites dans le modèle de départ.

Le deuxième axe de développement proposé est la détermination de différents régimes d'écoulement et les mécanismes qui interviennent lors de la mobilisation de l'huile résiduelle. Nous avons vu dans le chapitre IV l'existence d'un régime non linéaire dans la phase de mobilisation de l'huile résiduelle à travers divers grès. Cette observation est macroscopique et pourra être interprétée par une étude complémentaire des mécanismes de mobilisation d'huile à l'échelle du pore. Vu l'apport fourni par la microtomographie synchrotron ultra-rapide en combinaison avec la cellule d'écoulement type Haslair, cette étude est réalisable. L'effet des fluides sur la CDC reste à développer, il est possible de réaliser une étude qualitative sur les micromodèles afin de tester l'effet de la formulation de tensioactif sur le comportement de la phase huile lors de la mobilisation.

Le troisième axe de développement de la thèse consiste à développer un modèle de simulation de la dynamique des ganglions d'huile. Nous avons vu que les données de la CDC sont corrélées avec la structure du milieu poreux. Le modèle réseau de pore développé à IFPEN prend en compte la géométrie 3D du milieu poreux. L'objectif de cette représentation est de construire un milieu poreux numérique simple et idéalisé en évitant la complexité de la structure poreuse

réelle mais en incorporant ses caractéristiques les plus pertinentes. En définitive nous avons un modèle mathématique simple à manipuler et dans lequel nous pouvons introduire la physique des écoulements à deux ou trois phases en milieu confiné à l'échelle du pore. Les propriétés pétrophysiques sont déterminées en réalisant des expériences numériques dans ce réseau poreux, telles qu'on les aurait réalisées dans de vrais échantillons de roche. Le PNM pourra être par la suite couplé au module Cougar afin de produire des CDC en fonction des différents paramètres physiques.

BIBLIOGRAPHIE

- A. ABRAMS : Influence of fluid viscosity, interfacial-tension, and flow velocity on residual oil saturation left by waterflood. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 15(5):437–447, 1975. ISSN 0197-7520. 28, 45, 46, 51
- K. ALFOSSAIL et L.L. HANDY : Correlation between capillary number and residual water saturation. *Journal of Colloid and Interface Science*, 134(1):256–263, 1990. ISSN 0021-9797. 28, 46, 51
- E. AMOTT : Observations relating to the wettability of porous rocks. *Trans. A I M E*, 216:156–162, 1959. 35
- W.G. ANDERSON : Wettability literature survey .1. rock-oil-brine interactions and the effects of core handling on wettability. *Journal of Petroleum Technology*, 38(11):1125–1144, octobre 1986a. ISSN 0149-2136. 35
- W.G. ANDERSON : Wettability literature survey .2. wettability measurement. *Journal of Petroleum Technology*, 38(12):1246–1262, novembre 1986b. ISSN 0149-2136. 35
- W.G. ANDERSON : Wettability literature survey .3. the effects of wettability on the electrical-properties of porous-media. *Journal of Petroleum Technology*, 38(13):1371–1378, décembre 1986c. ISSN 0149-2136. 35, 48
- W.G. ANDERSON : Wettability literature survey .4. effects of wettability on capillary-pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 39(10):1283–1300, octobre 1987a. ISSN 0149-2136. 35
- W.G. ANDERSON : Wettability literature survey .5. the effects of wettability on relative permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 39(11):1453–1468, novembre 1987b. ISSN 0149-2136. 35
- W.G. ANDERSON : Wettability literature survey .6. the effects of wettability on waterflooding. *Journal of Petroleum Technology*, 39(12):1605–1622, décembre 1987c. ISSN 0149-2136. 35
- R.H. ARANOW et L. WITTEN : Effect of diffusion on interfacial taylor instability. *The Physics of Fluids*, 6(4):535–, 1963. 67

- R.H. ARANOW et L. WITTEN : Diffusion-induced interfacial instability. *The Physics of Fluids*, 10(6):1194–, 1967. 67
- G.E. ARCHIE : The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Transactions AIME*, 146:54–62, 1942. 76, 98
- A. ARRIOLA, G.P. WILLHITE et D.W. GREEN : Trapping of oil drops in a noncircular pore throat and mobilization upon contact with a surfactant. *SPEJ*, 23:99–114, 1983. 57
- D.G. AVRAAM et A.C. PAYATAKES : Generalized relative permeability coefficients during steady-state two-phase flow in porous media, and correlation with the flow mechanisms. *Transport in Porous Media*, 20:135–168, 1994. 52, 53
- A. K. AZIZ : Impact of wettability alteration on recovery factor. *In SPE/DGS Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia*, 2011. 48
- J.P. BATYCKY et F.G. MCCAFLERY : Low interfacial tension displacement studies. *Petroleum Society of CIM*, 1978. 44, 45
- M. BAVIÈRE, P. GLENAT, V. PLAZANET et J. JLABRID : Improved eor by use of chemicals in combination. *SPE Reservoir Engineering Journal*, 10(5):187–193, 1995. ISSN 0197-7520. 28
- D. BERNARD : 3d quantification of pore scale geometrical changes using synchrotron computed. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP*, 60(5):747–762, 2005. 55
- D. BERNARD, D. GENDRON, S. BORDÈRE et J.M. HEINTZ : First direct 3d visualisation of microstructural changes during sintering. *ESRF Highlights*, pages 102–103, 2001. 78
- D. BERNARD, D. GENDRON, J.M. HEINTZ, S. BORDÈRE et J. ETOURNEAU : First direct 3d visualisation of microstructural evolutions during sintering through x-ray computed microtomography. *Acta Materialia*, 53(1):121–128, 2005. ISSN 1359-6454. 78
- J. BONNET et R. LENORMAND : Réalisations de micromodèles pour l'étude des écoulements polyphasiques en milieu poreux. *Rev. Institut Français du Pétrole*, 421(3):477–480, 1977. 53
- D. BROSETA, J-P. TORRÉ et E. FAVRE : *Captage et stockage géologique du CO₂*. L'énergie à découvert. CNRS Editions, 2013. 28
- L.E. BROWNELL et D.L. KATZ : Flow of fluids through porous media part ii. *Chem.Eng.Prog*, 43, 1947. 23, 28, 43, 58
- F. CASSOT, F. LAUWERS, C. FOUARD, S. PROHASKA et V. LAUWERS-CANCE : A novel three-dimensional computer-assisted method for a quantitative study of microvascular networks of the human cerebral cortex. *Microcirculation*, 13(1):1–18, 2006. 158
- I. CHATZIS et F.A.L. DULLIEN : Dynamic immiscible displacement mechanisms in pore doublets : Theory versus experiment. *Journal of Colloid and Interface Science*, 91(1):199–222, 1983. 13, 52, 53

-
- I. CHATZIS, M.S. KUNTAMUKKULA et N.R. MORROW : Effect of capillary number on the microstructure of residual oil in strongly water-wet sandstones. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(3):902–912, 1988. ISSN 0885-9248. 28
- I. CHATZIS et N.R. MORROW : Correlation of capillary number relationships for sandstone. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 24(5):555–562, 1984. ISSN 0197-7520. 13, 14, 46, 47, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 62
- M.E. COLES, R.D. HAZLETT, E.L. MUEGGE, K.W. JONES, B. ANDREWS, B. DOWD, P. SIDONS, A. PESKIN et P. SPANNE : Developments in synchrotron x-ray microtomography with applications to flow in porous media. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 1:288–296, 1998. 55
- F.F. Jr. CRAIG : *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. SPE of AIME, 1971. 35
- V. CROMWELL, D. J. KORTUM et D.J. BRADLEY : The use of a medical computer tomography (ct) system to observe multiphase flow in porous media. *In SPE 13098, paper presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Houston, Sept. 16-19, 1984*. 78
- L. E. CUIEC : Restoration of the natural state of core samples. *In Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, 28 September-1 October 1975, Dallas, Texas, 1975*. 35
- H. DARCY : Les fontaines publiques de la ville de dijon, exposition et application des principes à suivre et des formules à employer dans les questions de distribution d'eau. Paris, Victor Dalmont, 1856. 36
- J. DAUTRIAT : *Comportement Hydromecanique de Roches Reservoir sous Contraintes. Relations entre évolution de perméabilité et échelles des mécanismes d'endommagement*. Thèse de doctorat, LMS, Ecole Polytechnique, Palaiseau, 2009. 78
- G. DEPUIS : *Polymères associatifs pour la récupération améliorée des hydrocarbures*. Thèse de doctorat, IPREM-EPCP Université de Pau et des Pays de l'Adour, 2010. 37
- H.S. DOMBROWSKI et L.E. BROWNELL : Residual equilibrium saturation of porous media. *Ind.Eng.Chem*, 46:1207–1219, 1954. 28, 43
- E. C. DONALDSON, R. D. THOMAS et P. B. LORENZ : Wettability determination and its effect on recovery efficiency. *SPEJ*, 9:13–20, 1969. 35
- F.A.L. DULLIEN : *Porous Media Fluid Transport and Pore Structure*. Academic Press, Inc., 1992. 22, 190
- F.A.L. DULLIEN, G.K. DHAWAN et L. BABJAK : A relationship between pore structure and residual oil saturation in tertiary surfactant floods. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 12(4):289–296, 1972. 14, 28, 56, 57

BIBLIOGRAPHIE

- R. EHRLICH, H.H. HASIBA et P. RAIMONDI : Alkaline waterflooding for wettability alteration - evaluating a potential-field application. *Journal of Petroleum Technology*, 26(DEC):1335–1343, 1974. ISSN 0149-2136. 50
- S.M. FAROUQ ALI et R.F. MELDAU : Current steamflood technology. *J. Petrol. Technol*, pages 1332–1342, 1979. 28
- W.R FOSTER : A low-tension waterflooding process. *Journal of Petroleum Technology*, 13:205–210, 1973. 13, 28, 44, 45, 50
- P. FOTLAND et A. SKAUGE : Ultralow interfacial-tension as a function of pressure. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 7(5):563–, 1986. ISSN 0193-2691. 67
- C. FOUARD, G. MALANDAIN, S. PROHASKA, M. WESTERHOFF, F. CASSOT, C. MAZEL, D. ASSELOT et J. MARC-VERGNES : Skeletonization by blocks for large 3d datasets : application to brain microcirculation. *International Symposium on Biomedical Imaging : Macro to Nano*, 2:89–92, 2004. 158
- R.A. FULCHER JR, T. ERTEKIN et C.D. STAHL : Effect of capillary number and its constituents on two-phase relative permeability curves. *Journal of Petroleum Technology*, 37(2):249–259, 1985. 45, 51
- P. GAUER : Les hydrocarbures de l'extrême : Enhanced oil recovery total experiences. *In Journées Annuelles du Pétrole - Les 21 et 22 octobre 2008 - Paris, Palais des Congrès, Porte Maillot*, 2008. 13, 27
- W.B. GOGARTY : Enhanced oil recovery through the use of chemicals - part 2. *Journal of Petroleum Technology*, 35:1767–1775, 1983a. ISSN 0197-7520. 28
- W.B. GOGARTY : Enhanced oil recovery through the use of chemicals - part i. *Journal of Petroleum Technology*, 10:1581–1590, 1983b. ISSN 0197-7520. 28
- S.P. GUPTA et S.P. TRUSHENSKI : Micellar flooding - compositional effects on oil displacement. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 19(2):116–128, 1979. ISSN 0197-7520. 28, 51
- G.N. HAUNSFIELD : A method of and apparatus for examinations of a body by radiation such as x- or gamma- radiation. *British Patent No 1283915.*, 1972. 78
- L.W. HOLM : Carbon dioxide solvent flooding for increased oil recovery. *Trans. AIME*, 216:225–231, 1959. 28
- C. HUH : Interfacial tensions and solubilizing ability of a microemulsion phase that coexists with oil and brine. *J COLLOID INTERF SCI*, 71(2):408–426, janvier 1979. ISSN 0021-9797. 69
- P. K. HUNT, P. ENGLER et C. BAJ SAROWICZ : Computed tomography as a core analysis tool : Applications, instrument evaluation, and image improvement techniques. *SPEFE*, pages 1203–1210, 1988. 78

- P.P. JADHUNANDAN et N.R. MORROW : Effect of wettability on waterflood recovery for crude-oil/brine/rock systems. *SPE Reservoir Engineering*, 10(1):40–46, 1995. 13, 48, 49
- E.B. JOHANNESSEN et A. GRAUE : Mobilization of remaining oil-emphasis on capillary number and wettability. *Society of Petroleum Engineers*, pages –, 2007. 48, 49, 51
- J. KAMATH : Evaluation of accuracy estimating air permeability from mercury injection data. *SPE Formation evaluation*, 7:304–310, 1992. 77
- A.J. KATZ et A.H. THOMPSON : Quantitative prediction of permeability in porous rocks. *Phys. Rev. B*, 34:8179–8181, 1986. 77
- M.A. KNACKSTEDT, C.H. ARNS, A. LIMAYE, A. SAKELLARIOU, T.J. SENDEN, A.P. SHEPPARD, R.M. SOK, W.V. PINCZEWSKI et G.F. BUNN : Digital core laboratory : Properties of reservoir core derived from 3d images. *In SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management, Kuala Lumpur, Malaysia*, 2004. 55
- P.A. KUMUDUNI, F. INGEBRET et L. ARILD : Dependency of remaining oil saturation on wettability and capillary number. *In SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Saudi Arabia*, 2012. 48
- W.L. LAKE : *Enhanced Oil Recovery*. Prentice-Hall, 1989. 37, 60, 144
- C. S. LAND : Calculation of imbibition relative permeability for two- and three-phase flow from rock properties. *SPEJ*, 8:149–156, 1968. 59
- R.G. LARSON, H.T. DAVIS et L.E. SCRIVEN : Displacement of residual non-wetting fluid from porous-media. *Chemical Engineering Science*, 36(1):75–85, 1981. ISSN 0009-2509. 56
- E.J. Lefebvre du PREY : Factors affecting liquid-liquid relative permeabilities of a consolidated porous medium. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 13:39–47, 1973. 13, 44, 45, 50
- R. LENORMAND, E. TOUBOUL et C. C. ZARCONI : Numerical-models and experiments on immiscible displacements in porous-media. *Journal of Fluid Mechanics*, 189:165–187, 1988. 37, 38
- R. LENORMAND et C. ZACONE : Mechanisms of the displacement of one fluid by another in a network of capillary ducts. *J. Fluid Mech*, 135:337–353, 1983. 13, 52, 53
- R. LENORMAND et C. ZACONE : Physics of blob displacement in a two-dimensional porous medium. *SPE Formation Evaluation*, 3:271–275, 1988. 13, 53, 54, 193
- M.C. LEVERETT : Flow of oil-water mixtures through unconsolidated sands. *Petroleum Transactions, AIME*, 132:149–171, 1939. 23, 43, 50
- M.C. LEVERETT : Capillary behavior in porous solids. *Petroleum Transactions, AIME*, 142:152–169, 1941. 40
- D. LEVITT : *Experimental Evaluation of High Performance EOR Surfactants for a Dolomite Oil Reservoir*. Thèse de doctorat, University of Texas, 2006. 103

- W.B. LINDQUIST, A. VENKATARAMAN, J. DUNSMUIR et T. WONG : Pore and throat size distributions measured from synchrotron x-ray tomographic images of fontainebleau sandstones. *Journal of Geophysical Research*, 105:21509–21527, 2000. 55
- I.F. MACDONALD et F.A.L. DULLIEN : Correlating tertiary oil-recovery in water-wet systems. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 16(1):7–9, 1976. ISSN 0197-7520. 14, 23, 51, 56, 57, 60
- E. MAIRE, J-Y. JEAN-YVES BUFFIÈRE, L. SALVO, J.J. BLANDIN, W. LUDWIG et j.M. LÉTANG : On the application of x-ray microtomography in the field of materials science. *Advanced Engineering Materials*, 3(8):539–546, 2001. 78
- M. MARLE : Henry darcy and fluid flows in porous media. *Oil and Gas Science and Technology - Rev. IFP*, 61:599–609, 2006. 36
- F. MARONE, B. BEAT MÜNCH et M. STAMPANONI : Fast reconstruction algorithm dealing with tomography artifacts. *Proc. SPIE 7804, Developments in X-Ray Tomography VII*, 780410, 2010. 177
- S.R. MCDUGALL et K.S. SORBIE : The impact of wettability on waterflooding : Pore-scale simulation. *SPE Reservoir Engineering*, 10:208–213, 1995. 48
- M. MCKELLAR et N.C. WARDLAW : A method of making two-dimensional glass micromodels of pore systems. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 21(4), 1982. 52, 53
- J.C. MELROSE et C.F. BRANDNER : Role of capillary forces in determining microscopic displacement efficiency for oil-recovery by waterflooding. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 13(4):54–62, 1974. ISSN 0021-9487. 28, 56
- K. K. MOHANTY : Multiphase flow in porous media : Ii. pore-level modeling. *In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September 1982, New Orleans, Louisiana, 1982.* 56
- R. MOKSO, F. MARONE, D. HABERTHUR, J. C. J C SCHITTNY, G. MIKULJAN, A. ISENEGGER et M. STAMPANONI : Following dynamic processes by x-ray tomographic microscopy with sub-second temporal resolution. *In 10th International Conference on X-Ray Microscopy, Chicago, Illinois, (USA), 2010.* 176
- T.P. MOORE et R.L. SLOBOD : Displacement of oil by water-effect of wettability, rate, and viscosity on recovery. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1955. 28, 48
- T.P. MOORE et R.L. SLOBOD : The effect of viscosity and capillarity on the displacement of oil by water. *Producers Monthly*, 20(10):20–30, 1956. 13, 28, 43, 44, 45, 46, 47, 50
- N.R. MORROW : Interplay of capillary, viscous and buoyancy forces in the mobilization of residual oil. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 18(3):35–46, 1979. ISSN 0021-9487. 28, 94

- N.R. MORROW : Wettability and its effect on oil-recovery. *Journal of Petroleum Technology*, 42 (12):1476–1484, décembre 1990. ISSN 0149-2136. 28
- N.R. MORROW, I. CHATZIS et J.J. TABER : Entrapment and mobilization of residual oil in bead packs. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(3):927–934, 1988. ISSN 0885-9248. 28, 146
- J.C. MOULU : Behaviour of oil ganglia displaced by a surfactant solution in a porous medium. *J.Physique.Lettres*, 46(3):97–103, 1984. ISSN 0302-072X. 28
- M. MUSKA : The flow of fluids through porous media. *Journal of Applied Physics*, 8:274, 1937. 36
- K.M. NG, H.T. DAVIS et L.E. SCRIVEN : Visualization of blob mechanics in flow through porous media. *Chemical Engineering Science*, 33:1009–1017, 1978. 52, 54, 55, 57, 193
- S.G. OH et J.C SATERY : Interfacial-tension required for significant displacement of residual oil. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 19(2):83–96, 1979. ISSN 0197-7520. 28, 56
- E. OJEDA, F. PRESTON et F.C. CALHOUN : Correlations of oil residuals following surfactant floods. *Prod.Monthly*, 18:20–29, 1953. 28, 50
- K.D. PENNELL, G.A. POPE et L.M. ABRIOLA : Influence of viscous and buoyancy forces on the mobilization of residual tetrachloroethylene during surfactant flushing. *Environmental Science & Technology*, 30(4):1328–1335, avril 1996. ISSN 0013-936X. 13, 47, 48, 51, 86, 94, 110
- S. G. PODOROV, K. M. PAVLOV et D. M. PAGANIN : A non-iterative reconstruction method for direct and unambiguous coherent diffractive imaging. *Opt. Express*, 15(16):9954–9962, Aug 2007. 177
- W. R. PURCELL : Capillary pressures-their measurement using mercury and the calculation of permeability. *Trans. A I M E*, 186:39–48, 1949. 40
- R.L. REED et R.N. HEALY : Some physico-chemical aspects of microemulsion flooding. *D.O.Shah and R.S.Schechter, Editors, Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding, Academic Press, Inc.,New York*, pages 383–437, 1977. 14, 68, 69
- W. ROSE et P.A. WHITERSPORN : Studies of waterflood performance ii. trapping oil in pore doublet. 1956. 52
- J.L. SALAGER : *Physico-Chemical Properties of Surfactant-Water-Oil Mixtures : Phase Behavior, Microemulsion Formation and Interfacial Tension*. Thèse de doctorat, 1977. 67
- J.L. SALAGER, N. MARQUEZ, A. GRACIAA et J. LACHAISE : Partitioning of ethoxylated octylphenol surfactants in microemulsion-oil-water systems : Influence of temperature and relation between partitioning coefficient and physicochemical formulation. *Langmuir*, 16(13):5534–5539, juin 2000. ISSN 0743-7463. 67
- B. C. SHARMA, W.E. BRIGHAM et L. M CASTANIER : Ct imaging techniques for two-phase and three-phase in-situ saturation measurements. Rapport technique, Stanford University Stanford, California, 1997. 78

- M SIMJOO et P.L.J. ZITHA : Effects of oil on foam generation and propagation in sandstone porous media. *In SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2013.* 147
- S. SINHA et A. HANSEN : Effective rheology of immiscible two-phase flow in porous media. *Europhysics Letters*, 99(7):1–5, 2012. 148
- A. SKAUGE et P. FOTLAND : Effect of pressure and temperature on the phase behavior of microemulsions. *SPE Reservoir Engineering*, 5(4):601–, 1990. ISSN 0885-9248. 67
- B. SONGKRAN : *Influence of Gravity, Viscous and Capillary Forces on the Magnitude of Residual Nonwetting Phase Saturations Trapped in Unconsolidated Porous Media.* Thèse de doctorat, New Mexico Institute of Mining and Technology 1979., 1979. 51
- G.L. STEGEMEIER : Mechanisms of entrapment and mobilization of oil in porous media. *D.O.Shah and R.S.Schechter, Editors, Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding, Academic Press, Inc., New York*, pages 55–91, 1977. 13, 14, 17, 42, 56, 58, 59, 60, 61, 62, 144, 150
- J.J. STOSUR et J.J. TABER : Critical displacement ratio and its effect on wellbore measurement of residual oil saturation. *Journal of Petroleum Technology*, 28:865–868, 1976. 28
- B.F. SWANSON : A simple correlation between permeability and mercury capillary pressures. *Journal of Petroleum Technology*, pages 2498–2504, 1981. 77
- J.J. TABER : Dynamic and static forces required to remove a discontinuous oil phase from porous media containing both oil and water. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 9:3–12, 1969. 28, 44, 50, 59
- J.J. TABER, J.C. KIRBY et F.U. SCHROEDER : Studies on the displacement of residual oil : Viscosity and permeability effects. *AIChE Symp*, 69:53, 1973. 28
- K. TALLAKSTAD, H. KNUDSEN, T. RAMSTAD, G. LOVOLL, K. MALOY, R. TOUSSAINT et E. FLEKKOY : Steady-state two-phase flow in porous media : statistics and transport. *Physical Review Letters*, 102, 074502, 2009a. 148
- K. TALLAKSTAD, G. LOVOLL, H. KNUDSEN, T. RAMSTAD, E. FLEKKOY et K. MALOY : Steady-state, simultaneous two-phase flow in porous media : An experimental study. *Physical Review E*, 80, 036308, 2009b. 148
- S. THOMAS : Enhanced oil recovery : An overview. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP*, 63:9–19, 2008. 28
- J.H.M. THOMEER : Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure curve. *Journal of Petroleum Technology*, 12:73–77, 1960. 77
- L.C. UREN et E.H. FAHMY : Factors influencing the recovery of petroleum from unconsolidated sands by water-flooding. *Trans.AIME*, 77:318–335, 1927. 42, 50

-
- H. J. VINEGAR et S. L. WELLINGTON : Tomographic imaging of three-phase flow experiments. *Rev. Sci. Instrum.*, 58:96–107, 1987. 78
- O. VIZIKA, D.G. AVRAAM et A.C. PAYATAKES : On the role of the viscosity ratio during low capillary-number forced imbibition in porous media. *Journal of colloid and interface science*, 165:386–401, 1994. 52, 54
- O. VIZIKA et A. C. PAYATAKES : Parametric experimental study of forced imbibition in porous media. *Physicochemical Hydrodyn*, 11(2):187–204, 1989. 52, 53, 54
- B. VONNEGUT : Rotating bubble method for the determination of surface and interfacial tensions. *Rev. Sci. Instrum*, 13:6–9, 1942. 72
- O.R. WAGNER et R.O. LEACH : Effect of interfacial tension on displacement efficiency. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 6(4):335–344, 1966. 28, 44, 50
- S. Y. WANG, S. AYRAL et C.C. GRYTE : Computer-assisted tomography for the observation of oil displacement in porous media. *SPEJ*, 24:53–55, 1984. 78
- W. O. WINSAUER, H.M. SHEARIN JR, P.H. MASSON et M. WILLIAMS : Resistivity of brine saturated sands in relation to pore geometry. *AAPG Bull*, 36:253–277, 1952. 76
- P.A. WINSOR : Hydrotrophy, solubilisation and related emulsification processes. *Transactions of the Faraday Society*, pages 44–376, 1948. 67
- D. YADAV, G, F.A.L DULLIEN, I. CHATZIS et I.F MACDONALD : Microscopic distribution of wetting and nonwetting phases in sandstones during immiscible displacements. *SPE Reservoir Engineering Journal*, 2:137–147, 1987. 52, 54
- A. YIOTIS, L. TALON et D. SALIN : Blob population dynamics during immiscible two-phase flows in reconstructed porous media. *Physical Review E*, 87, 033001, 2013. 148
- S. YOUSSEF, D. BAUER, S. BEKRI, E. ROSENBERG et O. VIZIKA : Towards a better understanding of multiphase flow in porous media : 3d in-situ fluid distribution imaging at the pore scale. *Int. Sym. of the Society of Core Analysts, Noordwijk aan Zee, The Netherlands*, 2009. 14, 52, 54, 55, 178
- S. YOUSSEF, D. BAUER, M. HAN, S. BEKRI, E. ROSENBERG, M. FLEURY et O. VIZIKA : Pore-network models combined to high resolution μ -ct to assess petrophysical properties of homogeneous and heterogeneous rocks. *Society of Petroleum Engineers*, pages 1–13, 2008. 17, 156, 160
- S. YOUSSEF, H. DESCHAMPS, J. DAUTRIAT, E. ROSENBERG, R. OUGHANEM, E. MAIRE et R. MOKSO : 4d imaging of fluid flow dynamics in natural porous media by ultra-fast x-ray microtomography. *In paper presented at the International Symposium of the SCA, Napa Valley, California.*, 2013. 176

BIBLIOGRAPHIE

- S. YOUSSEF, E. ROSENBEG, N. GLAND, S. BEKRI et O. VIZIKA : Quantitative 3d characterisation of the pore space of real rocks : improved micro-ct resolution and pore extraction methodology. *Int. Sym. of the Society of Core Analysts, Calgary, Canada, 2007.* 17, 156, 159
- D. ZHOU et E. H. STENBY : Displacement of trapped oil from water-wet reservoir rock. *Transport Porous Media*, 11:1–16, 1991. 14, 56, 61, 62
- D. ZHOU et E. H. STENBY : Interpretation of capillary pressure curves using invasion percolation theory. *Transport Porous Media*, 11:17–31, 1993. 14, 61, 62
- B. ZINSZNER et F.M. PELLERIN : *A Geoscientist's Guide to Petrophysics*. Editions Technip, 2007. 13, 40, 41, 98

PUBLICATIONS ET COMMUNICATIONS

Étude de la mobilisation de l'huile résiduelle en milieu poreux par injection de tensioactifs et caractérisation de la courbe de désaturation capillaire par Micro-tomographie X

R. Oughanem ^{† *}, S. Youssef [†], B. Bazin [†], E. Maire ^{*}

[†]IFP Énergies nouvelles, 1 & 4, avenue de Bois-Préau, 92500 Rueil-Malmaison, FRANCE

^{*}INSA-Lyon MATEIS CNRS UMR 5510, 69621 Villeurbanne Cedex, France

Présentation aux 11ème Journées d'études sur les milieux poreux, 8-9 Novembre 2012 , Marseille, France.

Résumé

L'injection de tensioactifs est un procédé chimique de récupération assistée d'huile résiduelle dans les réservoirs pétroliers. L'efficacité de ce procédé est caractérisée par la courbe de désaturation capillaire (CDC). Elle constitue une donnée d'entrée essentielle aux simulateurs de réservoir qui traite de la récupération assistée. Elle joue donc un rôle important dans la prédiction de la production d'un réservoir pétrolier. La CDC représente une variation de la saturation résiduelle en huile en fonction d'un nombre adimensionnel appelé nombre capillaire (N_c). Ce nombre est défini comme le rapport entre les forces visqueuses et les forces capillaires. Plusieurs travaux qui remontent à fin des années 70 début des années 80, ont été présentés dans la littérature sur les CDC (Stegemeier, 1977). Ces travaux montrent une grande variation en fonction de type de roches analysées. Dans le présent travail nous avons mené des recherches dans le but d'estimer la CDC de plusieurs types de roches, avec deux préoccupations principales : (1) comprendre les mécanismes de déplacement d'huile par l'eau à l'échelle de la carotte et du pore et (2) étudier l'influence de la structure et notamment l'hétérogénéité de la roche sur la CDC.

Pore-scale to Core-scale Aspects of Capillary Desaturation Curves Using CT-scan Imaging

R. Oughanem (IFP Energies nouvelles), S. Youssef (IFP Energies nouvelles), B. Bazin (IFP Energies nouvelles), E. Maire (MATEIS INSA Lyon) & O. Vizika (IFP Energies nouvelles)

Paper and presentation at 17th European Symposium on IOR, St. Petersburg, Russia, 16-18 April 2013. <http://www.earthdoc.org/publication/publicationdetails/?publication=67665>

Abstract

Surfactant flooding is one of the effective technologies to enhance oil recovery of water flooded petroleum reservoirs. Several previous studies have demonstrated that the release of oil from a rock submitted to waterflood depends on the competition between displacing forces (viscous and buoyancy) and capillary forces. This competition is expressed by two dimensionless numbers, the Capillary number, defined as the ratio of viscous to capillary forces and the Bond number, defined as the ratio of gravity to capillary forces. At the core scale the evolution of the oil residual saturation as function of the capillary number is better known as the Capillary Desaturation Curve (CDC), which constitutes an important input parameter in EOR processes reservoir simulation. In this work we present a new experimental workflow to investigate the effect of rock structure on the CDC.

This workflow combines core flood experiments and CT-scan imaging to accurately measure the mean residual oil saturation at different capillary number values as well as the local saturation distribution along the core plug. The CDC was measured on a set of water-wet sandstone with different permeability and degree of heterogeneity. The capillary number was varied by injecting a surfactant solution at different flow rates. Using this methodology, we first study the effect of core flood orientation (Horizontal injection and vertical downflow injection). The resulting local saturation curves show that in a horizontal configuration the oil migrates upwards in the sample inducing an oriented front strongly deviating from the piston like displacement, and very different from the one observed in the vertically placed sample. This behaviour is mainly attributed to buoyancy forces that are no more negligible compared to capillary forces when surfactant is injected. This experiment shows that when measuring a CDC the capillary number needs to be corrected to take into account the buoyancy forces.

In a second step we have investigated the effect of local heterogeneity of core plugs on the CDC with Clashach and Fontainebleau sandstones. Two samples of Clashach sandstone with equivalent mean properties were studied (mean permeability of 380 and 426 md and mean porosity of 13.4 % and 14.1 % respectively). The resulting CDC curve exhibits almost two decades difference in the critical capillary number. This discrepancy is explained in terms of the local variation of the porosity that induces important differences in the local saturation profile.

PORE-SCALE TO CORE-SCALE STUDY OF CAPILLARY DESATURATION CURVES USING MULTI-SCALE 3D IMAGING

Rezki Oughanem ^{1 2}, Souhail Youssef ¹, Yannick Peysson ¹, Brigitte Bazin ¹, Eric Maire ², Olga Vizika ¹

¹ IFP Énergies nouvelles, ² INSA-Lyon MATEIS CNRS UMR 5510.

Paper was prepared for presentation at the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Napa Valley, California, USA, 16-19 September, 2013. http://www.scaweb.org/assets/papers/2013_papers/SCA2013-027.pdf

Abstract

The evolution of the residual oil saturation as function of the capillary number, ratio of viscous to capillary forces, is known as the Capillary Desaturation Curve (CDC) and constitutes an important input parameter in EOR reservoir simulations. In this work we present a new experimental workflow combined with pore-scale 3D imaging to investigate the effect of flooding parameters, fluid interfacial properties and rock structure on the CDC. Core flood experiments were combined with CT-scan imaging to accurately measure the mean residual oil saturation at different capillary number values as well as the local saturation distribution along the core plug. The CDC was measured on a set of water-wet sandstones with different petrophysical properties. The capillary number was varied by injecting a surfactant solution at different flow rates. Pore-scale structure of the rock and microscopic structure of the residual oil saturation were captured using high resolution micro-CT (MCT). Pore network structural properties were extracted from MCT images. Results show that CDC shape strongly depends on aspect ratio and throat size distributions of the pore network. Finally, the impact of the initial oil blob size distribution is discussed.

Oil ganglia mobilization by surfactant injection : A thorough investigation of capillary desaturation curves, relative permeabilities and flow regimes

Rezki Oughanem ^{1 2}, Souhail Youssef ¹, Daniela Bauer ¹, Yannick Peysson ¹,
Brigitte Bazin ¹, Eric Maire ², Olga Vizika¹

¹ IFP Énergies nouvelles, ² INSA-Lyon MATEIS CNRS UMR 5510.

Publication will be submitted for Journal of Transport in Porous Media, 2013.

Abstract

The evolution of the residual oil saturation as a function of the trapping number (capillary number plus Bond number), is generally known as the Capillary Desaturation Curve (CDC) and constitutes an important input parameter in chemical EOR flooding. However, less importance has been paid to the investigation of the influence of oil ganglia mobilization on relative permeabilities and flow regimes. In this work we present an experimental workflow to investigate the effect of flooding parameters, fluid interfacial properties and rock structure on the CDC, relative permeabilities and flow regimes. Core flood experiments were combined with CT-scan imaging to accurately measure the mean residual oil saturation the local saturation distribution along the core plug at different trapping number values. Pore scale geometrical properties as well as oil ganglia size distribution were also quantified using high resolution micro-CT images. Experiments were performed on a set of water-wet sandstones with different petrophysical properties. Fluid injections were done in vertical direction from the bottom to the top in order to keep the flow unidirectional. The trapping number was varied by injecting a surfactant solution at different flow rates. Trapping numbers in the range of 10^{-8} to 10^{-3} were investigated. Experimental results showed that the CDC depends on the pore structure; and that rescaling using the relative permeability curves is possible. We show, that for low trapping numbers, relative permeabilities are independent of the trapping number. However, especially for intermediate trapping numbers, a strong dependence of the relative permeabilities on the latter can be noticed. Additionally, we observed, that for low and high trapping numbers and for all rock types, the pressure gradient between the inlet and the outlet of the sample scales like $\Delta\tilde{P} = N_c^1$, whereas it becomes $\Delta\tilde{P} = N_c^{0.5}$ for the intermediate trapping number range.