

# THÈSE

présentée à

**L'UNIVERSITÉ BORDEAUX I**

ÉCOLE DOCTORALE DES SCIENCES PHYSIQUES ET DE L'INGÉNIEUR

par

**Beatriz PEDRERA**

pour obtenir le grade de

**DOCTEUR**

SPÉCIALITÉ : MÉCANIQUE

---

**INFLUENCE DE LA MOUILLABILITÉ SUR  
LES PROPRIÉTÉS POLYPHASIQUES D'UN MILIEU POREUX  
LORS D'UN DRAINAGE PAR GRAVITÉ**

---

*Soutenue le 3 mai 2002*

*Après avis de :*

*MM. J.-P. DAÏAN, Maître de Conférence, UJF Grenoble  
M. MORY, Professeur des Universités, ENSGTI Pau*

**Rapporteurs**

*Devant la commission d'examen formée de :*

*MM. J.-R. PUIGGALI, Professeur des Universités, Bordeaux I  
J.-C. BATSALE, Professeur des Universités, ENSAM Bordeaux  
H. BERTIN, Chargé de recherche CNRS, Bordeaux  
J.-P. DAÏAN, Maître de Conférence, UJF Grenoble  
G. HAMON, Ingénieur TotalFinaElf, Pau  
M. MORY, Professeur des Universités, ENSGTI Pau*

**Président  
Rapporteur**

**Examineurs**



*Con cariño, para Stéphane, mis padres y mis hermanos.*



*Ce travail a été réalisé au Laboratoire Energétique et Phénomènes de Transfert, unité mixte de recherche 8508 associée au CNRS, à l'université de Bordeaux I et à l'Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers. Il a été rendu possible grâce au soutien financier des sociétés Gaz-de-France et TotalFinaElf.*

*Alors que ce travail touche à sa fin, je tiens à exprimer mes remerciements à :*

*- Jean-Rodolphe Puiggali, Professeur et Directeur du LEPT-ENSAM, pour m'avoir accueillie au sein de son laboratoire et avoir présidé mon jury de thèse,*

*- Henri Bertin, Chargé de Recherche CNRS, mon directeur de thèse, pour son encadrement et son soutien tout au long de cette thèse,*

*- mes partenaires industriels : Antoine Augustin, Rémi Courtial, Laurent Dallet, Laurent Dordain, Djamel Khodri, ingénieurs Gaz-de-France, ainsi que Gérald Hamon et Jérôme Barro, ingénieurs TotalFinaElf,*

*- Jean-Paul Daïan, Maître de Conférence, et Mathieu Mory, Professeur, pour avoir accepté de rapporter ce travail,*

*- Jean-Christophe Batsale pour son aide scientifique et sa participation au jury de thèse,*

- Michel Sabun, assistant ingénieur, pour avoir conçu et réalisé le dispositif expérimental,

- Jean-Paul Grenet et Paul Laporte, techniciens, pour l'aide expérimentale qu'ils m'ont apportée,

- Sylviane Boya et Muriel Boré, secrétaires, ainsi que Marian Antos, ingénieur informaticien, pour leur gentillesse et leur dévouement.

Je tiens également à saluer :

- Stéphane, qui est de tous et de très loin mon préféré,

et mes amis :

- Benoît, quoique je déplore son « lancer de caisses »,

- Christophe,

- David,

- Karine, ma collègue de Pau,

- Ludivine, ma plus grande complice, pour toute la gaieté qu'elle a apportée dans notre Q.G.,

- Marian, mon conseiller, mon professeur de grec et peut-être un jour mon partenaire de rock,

- Martine,

- Michel, qui m'a souvent accueillie dans son aquarium vert,

- Philippe, qui m'a fait tant rire,

- Sylviane, qui a toujours été là pour moi.

Enfin, je remercie tous les autres doctorants et membres du LEPT-ENSAM pour ces trois années passées dans la bonne humeur.

# Table des matières

<b>INTRODUCTION.....</b>	<b>5</b>
<b>1. DRAINAGE PAR GRAVITÉ : MODELISATION ET BIBLIOGRAPHIE.....</b>	<b>9</b>
<b>1.1. Ecoulements polyphasiques en milieu poreux.....</b>	<b>11</b>
1.1.1. Ecoulement diphasique dans un milieu poreux.....	13
1.1.1.1. Description à l'échelle microscopique.....	13
1.1.1.1.1. <i>Equilibre de deux fluides non miscibles dans un milieu poreux.....</i>	14
1.1.1.1.2. <i>Equations générales, équations de Stokes.....</i>	16
1.1.1.2. Description à l'échelle locale ou acroscopique.....	17
1.1.2. Ecoulements polyphasique dans un milieu poreux – Modélisation du drainage par gravité.....	23
<b>1.2. Mouillabilité des réservoirs.....</b>	<b>24</b>
1.2.1. Les différentes mouillabilités des réservoirs.....	24
1.2.2. Effet de la mouillabilité sur les écoulements diphasiques.....	26
1.2.3. Mesure de la mouillabilité d'une roche : test Amott-IFP.....	28
1.2.4. Influence du vieillissement d'une huile brute sur la mouillabilité d'une roche.....	29

<b>1.3. Ecoulements triphasiques : revue bibliographique sur les modèles de perméabilités relatives et le drainage par gravité.....</b>	<b>31</b>
1.3.1. Modèles de perméabilités relatives en écoulement triphasique.....	31
1.3.2. Etudes expérimentales en écoulement triphasique.....	34
1.3.2.1. Effet de l'eau irréductible.....	35
1.3.2.2. Effet des propriétés interfaciales roche/huile/eau.....	37
1.3.3. Conclusion.....	42
<b>2. ETUDE EXPERIMENTALE D'UN DRAINAGE PAR GRAVITE.....</b>	<b>45</b>
<b>2.1. Projet expérimental.....</b>	<b>47</b>
2.1.1. Fluides et milieu poreux.....	47
2.1.2. Dispositif expérimental.....	49
2.1.2.1. Dispositif principal de drainage par gravité.....	49
2.1.2.2. Dispositif d'altération de la mouillabilité.....	50
2.1.2.3. Description de la spectrométrie gamma.....	53
2.1.2.3.1. Généralités sur la spectrométrie gamma.....	53
2.1.2.3.1. Précision de la mesure gammamétrique.....	56
2.1.3. Procédures expérimentales.....	57
2.1.4. Programme expérimental.....	59
2.1.5. Principes des mesures expérimentales.....	60
2.1.5.1. Mesure de la porosité par pesée.....	60
2.1.5.2. Mesure de la porosité et des saturations par gammamétrie.....	60
2.1.5.3. Mesure de la perméabilité absolue.....	63
<b>2.2. Interprétation des expériences de drainage par gravité.....</b>	<b>64</b>
2.2.1. Caractérisation des milieux.....	64
2.2.2. Drainage par gravité.....	68
2.2.3. Réflexion sur la précision de mesure par gammamétrie.....	72



<b>3. DETERMINATION DES PERMEABILITES RELATIVES LORS D'UN DRAINAGE PAR GRAVITE.....</b>	<b>75</b>
<b>3.1. Méthode semi-analytique.....</b>	<b>77</b>
3.1.1. Description de la méthode semi-analytique.....	77
3.1.1.1. Modèle physique.....	77
3.1.1.2. Expression semi-analytique de la perméabilité relative à l'huile.....	79
3.1.1.3. Calcul numérique de la perméabilité relative.....	82
3.1.2. Validation de la méthode semi-analytique.....	83
3.1.2.1. Préambule : description et utilisation d'un code de simulation d'écoulement diphasique en milieu poreux.....	84
3.1.2.2. Résultats de l'étude de validation de la méthode semi-analytique.....	85
3.1.3. Influence du bruit expérimental sur la détermination des perméabilités relatives.....	89
3.1.3.1. Influence d'un bruit lié à la gammamétrie.....	91
3.1.3.2. Influence du bruit expérimental observé.....	92
3.1.3.3. Conclusions.....	94
<b>3.2. Méthode inverse.....</b>	<b>94</b>
3.2.1. Description du code de simulation CAROPT.....	95
3.2.1.1. Description de Z2C.....	96
3.2.1.2. Description de CAROPT.....	98
3.2.2. Influence de l'initialisation sur l'inversion.....	99
3.2.2.1. Etude préliminaire de la pondération des paramètres.....	99
3.2.2.1.1. Etude de la fonction objectif de récupération $J_o$ .....	100
3.2.2.1.2. Etude de la fonction objectif de profils $J_{pr}$ .....	103
3.2.2.1.3. Conclusion : choix de la pondération globale.....	104
3.2.2.2. Influence de l'initialisation de l'inversion sur la solution finale.....	105
3.2.2.2.1. Influence de la pondération individuelle de récupération.....	106
3.2.2.2.2. Influence de l'initialisation de la pression capillaire.....	108
3.2.2.2.3. Influence de l'initialisation de la perméabilité relative à l'huile.....	109
3.2.2.2.4. Influence de la prise en compte du profil final en tant qu'observable.....	110
3.2.3. Conclusion : application de la méthode inverse aux résultats expérimentaux.....	112
<b>3.3. Conclusion.....</b>	<b>112</b>

<b>4. RESULTATS ET DISCUSSION.....</b>	<b>115</b>
<b>4.1. Caractérisation des milieux.....</b>	<b>117</b>
<b>4.2. Drainages par gravité : récupération et pression capillaire.....</b>	<b>119</b>
4.2.1. Drainages par gravité triphasiques.....	120
4.2.2. Drainages par gravité diphasiques.....	123
4.2.3. Conclusions partielles.....	126
<b>4.3. Courbes de perméabilités relatives.....</b>	<b>128</b>
4.3.1. Détermination des courbes de perméabilités relatives par la méthode semi-analytique.....	128
4.3.1.1. Interprétation des perméabilités relatives à partir des profils bruts de saturations.....	129
4.3.1.2. Interprétation des perméabilités relatives à partir des profils lissés de saturations.....	130
4.3.1.3. Interprétation des perméabilités relatives à partir des profils lissés de saturations et sur différentes tranches de milieu.....	131
4.3.1.4. Interprétation des courbes de perméabilités relatives à partir des profils lissés de saturations et sur deux plages de saturations.....	135
4.3.2. Détermination des courbes de perméabilités relatives par la méthode inverse.....	139
4.3.3. Comparaison des méthodes.....	141
4.3.3.1. Influence de la mouillabilité.....	142
4.3.3.2. Influence de l'eau irréductible.....	147
<b>4.4. Conclusions et interprétation à l'échelle du pore.....</b>	<b>149</b>
 <b>CONCLUSION ET PERSPECTIVES.....</b>	 <b>153</b>
 <b>NOMENCLATURE.....</b>	 <b>157</b>
 <b>BIBIOGRAPHIE.....</b>	 <b>161</b>
 <b>ANNEXES.....</b>	 <b>167</b>

# Introduction

## *Du gisement au drainage par gravité*

*Un réservoir est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limitée par une barrière de roche imperméable (couverture) et souvent une barrière aquifère [Cossé, 1988].*

*Ces hydrocarbures sont issus de la dégradation thermique et mécanique du kérogène, matière organique contenue dans les sédiments. La roche dans laquelle a lieu cette transformation s'appelle la roche-mère. Sous l'effet de la gravité, les hydrocarbures sont ensuite expulsés à l'extérieur de la roche-mère (migration primaire) puis vers le haut, jusqu'au réservoir où ils seront piégés (migration secondaire). Une ségrégation gravitaire est alors à l'origine de la disposition des fluides : de bas en haut, l'eau, l'huile et le gaz [Combarnous et al., 1974].*

*Un gisement est un ensemble d'un ou plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement.*

*Aux premiers temps de l'industrie pétrolière, l'exploitation d'un gisement se limitait uniquement au forage d'un puits : l'hydrocarbure s'écoulait depuis le réservoir jusqu'au puits producteur, du*

*fait du gradient de pression initial. C'est la récupération primaire ou encore, drainage naturel.*

*Pour augmenter la récupération, il est très vite apparu la nécessité d'injecter de l'énergie. Les premiers procédés utilisés (injection d'eau ou de gaz) étaient mis en oeuvre après ou en fin de décompression du gisement. Il s'agit là de procédés de récupération secondaire.*

*Depuis quelques décennies ont été développées d'autres techniques plus élaborées pour remédier aux faiblesses des injections classiques, que sont le balayage incomplet du réservoir et le piégeage d'huile résiduelle par capillarités dans les zones balayées. La récupération améliorée ou tertiaire comprend des méthodes miscibles, chimiques ou thermiques [Latil, 1975].*

*Au rang des méthodes miscibles, l'injection de gaz comme le CO<sub>2</sub> ou un hydrocarbure s'avère particulièrement efficace puisque celui-ci tend à réduire la viscosité de l'huile et les forces capillaires, causes d'une mauvaise récupération.*

*Le souci croissant pour l'environnement a conduit à la mise en place d'une nouvelle législation (accords de Kyoto) destinée à limiter les émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère : les pétroliers seront désormais redevables d'une taxe sur le CO<sub>2</sub> produit aux torchères. Dans certaines zones, l'émission est déjà totalement interdite, comme en Norvège, par exemple.*

*Cette législation a donné ainsi un nouveau souffle aux études liées aux procédés d'injection de gaz. L'enjeu pour les pétroliers est en effet de trouver une nouvelle voie d'utilisation des hydrocarbures produits dans les gisements, au lieu de les brûler. C'est dans ce contexte environnemental qu'est né ce sujet sur le drainage par gravité. Ce n'est en effet rien d'autre qu'un écoulement où le gaz pénètre à très faible vitesse dans le réservoir tandis que les autres fluides se drainent sous le seul effet de la gravité. Cette situation de drainage par gravité se rencontre dans quelques configurations d'exploitation de gisements pétroliers comme les réservoirs fracturés [Saïdi, 1987] ou les réservoirs à drains horizontaux. Dans les deux cas, il existe des zones d'écoulement horizontal du gaz*

(dans les fractures ou les puits horizontaux) avec un temps caractéristique très supérieur à celui de l'écoulement simultané de gaz qui pénètre verticalement dans le bloc de milieu poreux.

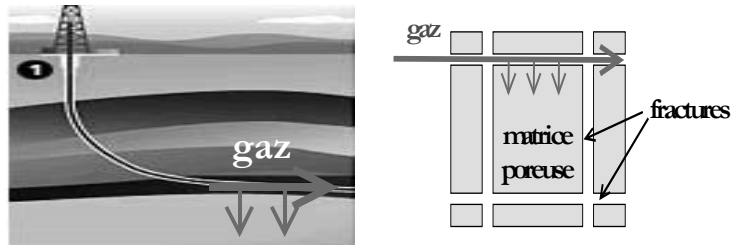


Figure 0.1 : Cas rencontrés de drainage par gravité dans les réservoirs pétroliers.

### **Objectifs de l'étude**

Notre étude porte sur le drainage par gravité d'un milieu poreux saturé en huile, en présence d'eau irréductible, pour différentes conditions de mouillabilité. La mouillabilité traduisant l'affinité d'une roche pour un fluide conditionne la répartition des fluides à l'échelle du pore et leur déplacement pour un procédé de récupération donné.

L'objectif de notre travail est de réaliser des essais en conditions de laboratoire en utilisant une méthode de restauration de la mouillabilité correspondant à l'histoire de la mouillabilité des roches-réservoirs. L'interprétation s'effectuera en termes de récupération en huile et de perméabilités relatives calculées directement à partir des données expérimentales. Ceci permettra de constituer des jeux de données expérimentales triphasiques qui restent encore peu nombreuses dans la littérature.

### **Déroulement du manuscrit**

Le chapitre 1 présente de façon générale les écoulements polyphasiques en milieu poreux et introduit la modélisation choisie pour

*le drainage par gravité. En particulier, la mouillabilité et ses effets sur les écoulements sont décrits. Une revue bibliographique rappelle les modèles de perméabilités relatives utilisés classiquement en conditions triphasiques puis reprend les principaux résultats expérimentaux qui ont guidé ce travail.*

*Le chapitre 2 décrit le projet expérimental qui a été mis en place pour la réalisation des drainages par gravité sous différentes conditions de mouillabilité. L'interprétation des données expérimentales est développée à travers un exemple de drainage par gravité mené au laboratoire. La qualité des mesures obtenues avec la spectrométrie gamma est discutée dans un objectif de meilleure appréciation des résultats obtenus.*

*Le chapitre 3 est consacré à la détermination des perméabilités relatives. Deux méthodes sont proposées : une méthode semi-analytique qui repose sur l'écriture du modèle physique décrivant un drainage par gravité et une méthode inverse qui est utilisée par un code de simulation industriel développé par TotalFinaElf. Outre la description de ces outils, on y retrouve une réflexion sur leurs conditions d'application et leur domaine de validité.*

*Le chapitre 4 présente l'ensemble des résultats expérimentaux obtenus sur les drainages par gravité : courbe de récupération en huile, de pression capillaire, de profils de saturations, de courbes de perméabilités relatives. A l'issue d'une analyse des données qui met en évidence l'influence de la mouillabilité et de l'eau irréductible, une interprétation des mécanismes physiques mis en jeu à l'échelle du pore lors du drainage par gravité est proposée.*

*Enfin, les conclusions de cette étude et les perspectives prévues pour l'avenir clôturent ce manuscrit.*

# Chapitre 1

## **Drainage par gravité : modélisation et bibliographie**

*L'objectif de ce chapitre est, d'une part, de décrire la modélisation physique des écoulements polyphasiques en milieu poreux et la notion de mouillabilité et, d'autre part, de rappeler l'état des connaissances en matière de modèles de perméabilités relatives en écoulement triphasique et de drainage gaz/huile/eau. Le contexte scientifique ayant ainsi été précisé, nous justifierons les choix que nous avons faits pour mener à bien cette étude.*

<b>1. DRAINAGE PAR GRAVITÉ : MODELISATION ET BIBLIOGRAPHIE.....</b>	<b>9</b>
<b>1.1. Ecoulements polyphasiques en milieu poreux.....</b>	<b>11</b>
1.1.1. Ecoulement diphasique dans un milieu poreux.....	13
1.1.1.1. Description à l'échelle microscopique.....	13
1.1.1.1.1. Equilibre de deux fluides non miscibles dans un milieu poreux.....	14
1.1.1.1.2. Equations générales, équations de Stokes.....	16
1.1.1.2. Description à l'échelle locale ou macroscopique.....	17
1.1.2. Ecoulements polyphasique dans un milieu poreux – Modélisation du drainage par gravité.....	23
<b>1.2. Mouillabilité des réservoirs.....</b>	<b>24</b>
1.2.1. Les différentes mouillabilités des réservoirs.....	24
1.2.2. Effet de la mouillabilité sur les écoulements diphasiques.....	26
1.2.3. Mesure de la mouillabilité d'une roche : test Amott-IFP.....	28
1.2.4. Influence du vieillissement d'une huile brute sur la mouillabilité d'une roche.....	29
<b>1.3. Ecoulements triphasiques : revue bibliographique sur les modèles de perméabilités relatives et le drainage par gravité.....</b>	<b>31</b>
1.3.1. Modèles de perméabilités relatives en écoulement triphasique.....	31
1.3.2. Etudes expérimentales en écoulement triphasique.....	34
1.3.2.1. Effet de l'eau irréductible.....	35
1.3.2.2. Effet des propriétés interfaciales roche/huile/eau.....	37
1.3.3. Conclusion.....	42



## 1.1. Écoulements polyphasiques en milieu poreux

Les roches-réservoirs contiennent généralement plusieurs fluides immiscibles tels que l'eau, l'huile et le gaz. La mise en exploitation du gisement entraîne souvent, dans la roche-réservoir, le déplacement d'un fluide venant remplacer l'hydrocarbure. Deux cas peuvent alors se présenter :

- circulation d'un fluide, seul ou en présence d'un autre immobile,
- circulation simultanée de plusieurs fluides.

Dans le premier cas, le modèle des écoulements monophasiques peut être considéré comme valide. Le second cas, en revanche, correspondant par exemple au déplacement d'huile par de l'eau, sera décrit par le modèle d'écoulements polyphasiques.

La modélisation des écoulements fluides en milieu poreux fait appel à la définition de plusieurs échelles d'observation que l'on considère séparées :

- l'échelle du pore ou microscopique, dont la longueur caractéristique est celle des pores ou des particules solides qui constituent le squelette ; la dimension caractéristique est de l'ordre du micromètre,
- l'échelle locale ou macroscopique dont la dimension caractéristique est de l'ordre du millimètre ou du centimètre ; à cette échelle, l'échantillon de milieu poreux est considéré comme continu et homogène ; c'est le premier niveau de description possible avec les outils de mesure dont nous disposons,
- l'échelle du milieu poreux hétérogène ou la grande échelle, qui correspond à un domaine très grand par rapport à l'échelle précédente.

Il existe d'autres échelles d'intérêt, plus petites ou plus grandes que les trois échelles présentées ci-dessus, utilisées pour la description de phénomènes physiques différents de ceux auxquels nous nous intéressons dans ce travail.

La forme des équations régissant les processus de transport est bien connue à l'échelle microscopique mais, du fait de la complexité géométrique du milieu poreux, il n'est pas toujours facile de déduire les propriétés macroscopiques à partir du modèle microscopique. Notre démarche est donc la suivante. Les phénomènes sont d'abord examinés à l'échelle du pore, ce qui fournit des indications qualitatives pour appréhender les phénomènes à l'échelle locale. La description à l'échelle supérieure, c'est-à-dire l'échelle

locale, est rendue possible par une technique de changement d'échelle qui est la prise de moyenne volumique, exempte d'hypothèses constitutives quant à la microgéométrie du milieu. Elle permet :

- d'obtenir rigoureusement la représentation macroscopique d'un processus à partir de sa représentation microscopique,
- de calculer les coefficients d'intérêt caractérisant le processus macroscopique en incluant les effets de grandeurs microscopiques pertinentes (par exemple, le tenseur de perméabilité).

La prise de moyenne volumique repose en outre sur le choix d'un volume élémentaire représentatif ou V.E.R., à l'intérieur duquel les variables microscopiques sont moyennées. La détermination de la taille du V.E.R. est illustrée sur la figure 1.1 pour une propriété du milieu poreux qu'est la porosité. La porosité moyenne d'un bloc de milieu poreux est le rapport du volume de vides au volume total du bloc. Si l'on recherche une description plus fine de ce bloc, on introduit une porosité locale qui est définie en tout point du milieu comme suit : c'est la porosité d'un élément de volume entourant le point considéré. Supposons par exemple l'élément de volume être une sphère de rayon de  $r$ . Le rayon  $r$  doit donc être assez petit pour permettre de définir une propriété locale et doit être cependant assez grand par rapport aux dimensions des pores pour atteindre une valeur homogène de la porosité.

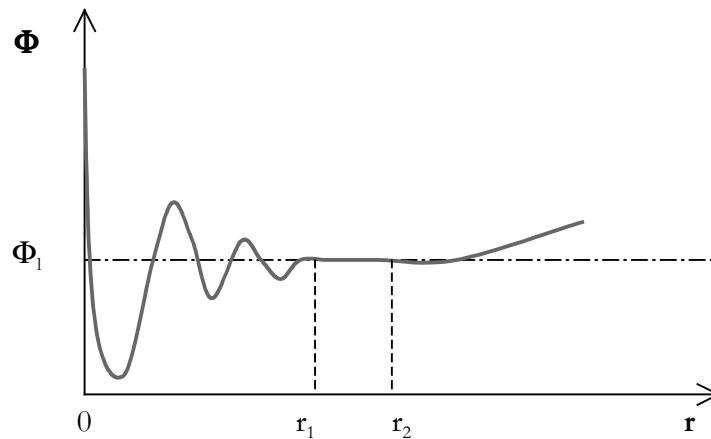


Figure 1.1. Variation de la porosité : définition du V.E.R.

Nous pouvons désormais décrire les phénomènes à deux échelles d'observation, microscopique ou locale : nous présenterons les modèles d'écoulements en milieux poreux ainsi que certaines variables d'intérêt définies à l'une ou l'autre de ces deux échelles (par exemple, la saturation, la porosité...).

L'aspect polyphasique étant prépondérant dans notre travail, nous avons choisi de décrire finement les écoulements diphasiques en milieu poreux puis de traiter plus généralement les écoulements polyphasiques (triphases). Les modèles ont été historiquement élaborés en similitude du modèle de déplacement monophasique (loi de Darcy empirique, 1856). Des démonstrations plus rigoureuses (prise de moyenne [Quintard et Whitaker, 1988], homogénéisation) ont permis de vérifier la validité du modèle monophasique largement utilisé.

## **1.1.1. Ecoulement diphasique dans un milieu poreux**

### **1.1.1.1. Description à l'échelle microscopique**

Soient deux fluides non miscibles et incompressibles dans un milieu poreux. Les forces s'exerçant sur chaque particule fluide sont :

- les forces de pression,
- les forces de pesanteur,
- les forces de frottement visqueux,
- les forces d'inertie,
- les forces superficielles.

Aux faibles vitesses d'écoulement (et ce sera le cas dans cette étude), les forces d'inertie seront négligées [Marle, 1965].

### 1.1.1.1.1. Equilibre de deux fluides non miscibles dans un milieu poreux

Soit un milieu poreux saturé par deux fluides (phases  $\alpha$  et  $\beta$ ). Les deux phases fluides se répartissent dans les pores selon les lois de l'hydrostatique et de la capillarité. Les phases sont séparées par une surface appelée « interface ».

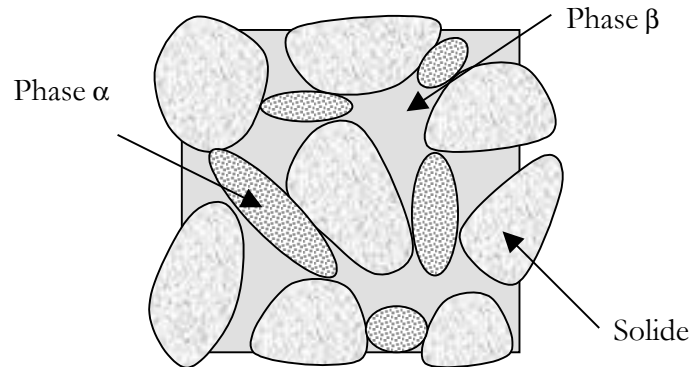


Figure 1.2. Equilibre de deux phases fluides non miscibles dans un milieu poreux.

### Tension interfaciale et pression capillaire, loi de Laplace

A l'interface séparant deux phases non miscibles (dont une au moins est fluide), les forces existantes sont appelées forces de surface. Elles dépendent de la composition des fluides et/ou de la structure solide, de la température, de la pression, de la présence de corps adsorbés à l'interface... Dans le cas d'un couple fluide/fluide, on parle de tension interfaciale, elle résulte du déséquilibre entre forces attractives et forces répulsives à l'interface. Pour un couple fluide/solide, on parle de forces d'adsorption ou de répulsion.

L'équilibre entre les forces de surface et les forces de pression est modélisé par l'équation de Laplace :

$$p_{\alpha} - p_{\beta} = \gamma_{\alpha\beta} \cdot C \quad (1.1)$$

où  $\gamma_{\alpha\beta}$ ,  $C$ ,  $p_{\alpha}$  et  $p_{\beta}$  désignent respectivement la tension interfaciale, le rayon de courbure de l'interface, la pression au sein de la phase  $\alpha$  et celle au sein de la phase  $\beta$ . La différence de pression ( $p_{\alpha} - p_{\beta}$ ) est appelée pression capillaire et notée  $p_c$ .

La courbure étant inversement proportionnelle à la dimension caractéristique des pores du milieu, l'équation montre que la pression capillaire est proportionnelle à la tension interfaciale et inversement proportionnelle à taille de seuil de pore.

Remarque : cas d'un tube capillaire de rayon  $R$  (petit)

La pression capillaire suit la relation suivante :

$$P_c = P_\alpha - P_\beta = \frac{2\gamma_{\alpha\beta}}{R} \quad (1.2)$$

où  $R$  est le rayon du capillaire (égal au rayon de courbure de l'interface).

### Mouillage, loi de Laplace-Young

Deux approches sont possibles pour expliquer ce qu'est le mouillage : on peut faire appel soit à la notion d'angle de contact, soit à celle de coefficient d'étalement [Bear, 1972].

L'interface séparant deux fluides se raccorde avec la paroi solide suivant un angle appelé angle de mouillage, de contact ou de raccordement, noté  $\Theta$ , qui peut être mesuré à l'intérieur de l'un des deux fluides en présence.

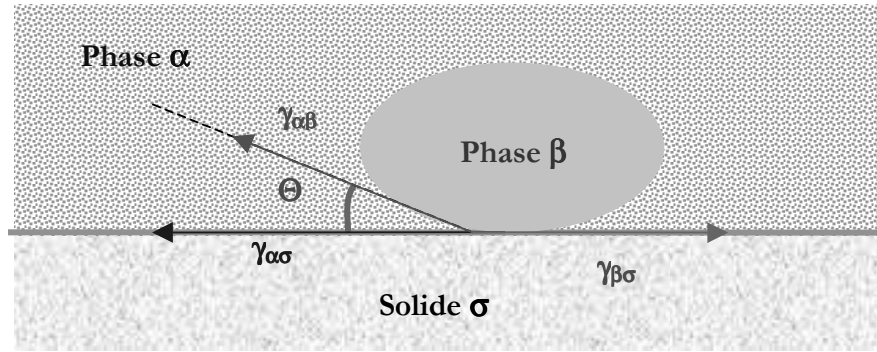


Figure 1.3. Angle de mouillage.

L'angle de contact et les tensions interfaciales sont liées par :

$$\gamma_{\alpha\beta} \cos \Theta = \gamma_{\beta\sigma} - \gamma_{\alpha\sigma} \quad (1.3)$$

où  $\gamma_{\alpha\sigma}$ ,  $\gamma_{\beta\sigma}$  et  $\gamma_{\alpha\beta}$  désignent les tensions interfaciales respectivement fluide  $\alpha$ /solide  $\sigma$ , fluide  $\beta$ /solide  $\sigma$ , fluide  $\alpha$ /fluide  $\beta$ .

Il est également possible de définir un coefficient d'étalement  $C_s$  de la phase  $\beta$  sur la surface solide en présence de la phase  $\alpha$ .

Le coefficient d'étalement et les tensions interfaciales sont liées par :

$$C_s = \gamma_{\alpha\beta} - \gamma_{\beta\sigma} - \gamma_{\alpha\sigma} \quad (1.4)$$

La relation de Laplace-Young fait le lien entre ces deux approches du mouillage :

$$\cos \Theta = 1 + \frac{C_s}{\gamma_{\alpha\sigma}} \quad (1.5)$$

L'angle de contact  $\theta$  est supposé être mesuré dans la phase  $\alpha$ .

Si cet angle est inférieur à  $\frac{\pi}{2}$ , la phase  $\alpha$  sera dite mouillante et la phase  $\beta$  non mouillante ; la phase solide sera qualifiée de mouillable à la phase  $\alpha$ . En particulier, si cet angle est nul, le mouillage est dit « total » : la phase  $\alpha$  s'étale sur la surface solide.

Si cet angle est supérieur à  $\frac{\pi}{2}$ , la phase  $\alpha$  sera dite non mouillante et la phase  $\beta$  mouillante.

La pression du fluide non mouillant est la plus élevée.

#### 1.1.1.1.2. Equations générales, équations de Stokes

Considérons un écoulement rampant, isotherme et stationnaire de deux fluides incompressibles et non miscibles (phases  $\alpha$  et  $\beta$ ) circulant à travers un milieu poreux (phase solide  $\sigma$ ). Il est régi par les équations de Stokes (conservation de la quantité de mouvement) :

$$-\nabla p_\alpha + \rho_\alpha \mathbf{g} + \mu_\alpha \nabla^2 \mathbf{v}_\alpha = 0 \quad (1.6)$$

$$-\nabla p_\beta + \rho_\beta \mathbf{g} + \mu_\beta \nabla^2 \mathbf{v}_\beta = 0 \quad (1.7)$$

où  $\mathbf{g}$  représente l'accélération de la pesanteur ;  $\rho_i$ ,  $\mu_i$ ,  $\mathbf{v}_i$  et  $p_i$  désignent respectivement la masse volumique, la viscosité dynamique, la vitesse de filtration et la pression de la phase  $i$ ,  $i = \alpha, \beta$ .

Ce modèle est complété par les équations de continuité (conservation de la masse) :

$$\nabla \cdot \mathbf{v}_\alpha = 0 \quad (1.8)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{v}_\beta = 0 \quad (1.9)$$

Les conditions aux limites s'écrivent :

- à l'interface solide  $\sigma$ -fluide  $\alpha$  et solide  $\sigma$ -fluide  $\beta$  :

$$\mathbf{v}_i = 0 \quad i = \alpha, \beta \quad (1.10)$$

- à l'interface fluide  $\alpha$ -fluide  $\beta$  :

$$\mathbf{v}_\alpha = \mathbf{v}_\beta \quad (1.11)$$

$$(\boldsymbol{\sigma}_\beta - \boldsymbol{\sigma}_\alpha) \cdot \mathbf{n} = \gamma_{\alpha\beta} \mathbf{R} \cdot \mathbf{n} \quad (1.12)$$

où  $\boldsymbol{\sigma}_i$ ,  $\gamma_{\alpha\beta}$ ,  $\mathbf{R}$ ,  $\mathbf{n}$  désignent respectivement le tenseur de contraintes associé à la phase  $i$ , la tension interfaciale  $\alpha$ - $\beta$ , le rayon de courbure de l'interface  $\alpha$ - $\beta$  et la normale à l'interface  $\alpha$ - $\beta$ .

### 1.1.1.2. Description à l'échelle locale ou macroscopique

#### Porosité

Soit un milieu poreux occupant un volume total  $V_{\text{tot}}$ . Celui-ci comprend un volume solide  $V_{\sigma}$  et un volume de pores  $V_p$ . La porosité moyenne mesure le rapport du volume de vide au volume total. Elle est définie par :

$$\phi = \frac{V_p}{V_{\sigma} + V_p} \quad (1.13)$$

Lorsque le milieu poreux est saturé en une phase  $\alpha$ , la porosité peut être évaluée de la façon suivante :

$$\phi = \frac{V_{\alpha}}{V_{\sigma} + V_{\alpha}} \quad (1.14)$$

C'est pourquoi, on dit que la porosité traduit la capacité de stockage des roches réservoirs [Monicard, 1975].

*Remarque : il est également possible de définir en tout point d'un milieu poreux une porosité locale à l'échelle du V.E.R.*

#### Saturation

La saturation moyenne en fluide  $i$  est le rapport du volume de pores occupé par ce fluide au volume de pores total.

Lorsque le milieu poreux est saturé en deux phases  $\alpha$  et  $\beta$ , les saturations en phase  $\alpha$  et  $\beta$  sont données par :

$$S_i = \frac{V_i}{V_p} \quad \text{pour } i = \alpha, \beta \quad (1.15)$$

et sont liées par :

$$S_{\alpha} + S_{\beta} = 1 \quad (1.16)$$

*Remarque : il est également possible de définir en tout point d'un milieu poreux une saturation locale à l'échelle du V.E.R.*

## Equations générales

Le problème de changement d'échelle est traité à l'aide de la méthode de prise de moyenne volumique. Les grandeurs à l'échelle macroscopique sont obtenues en faisant une moyenne volumique des grandeurs à l'échelle microscopique.

Ainsi, à une grandeur  $f_\alpha$  liée à la phase  $\alpha$  et définie à l'échelle du pore, on peut associer, à l'échelle locale, une moyenne de phase et une moyenne intrinsèque de phase qui sont respectivement :

$$\langle f_\alpha \rangle = \frac{1}{V} \int_{V_\alpha} f_\alpha dV \quad (1.17)$$

$$\langle f_\alpha \rangle^\alpha = \frac{1}{V_\alpha} \int_{V_\alpha} f_\alpha dV \quad (1.18)$$

où  $V$  représente le volume de prise de moyenne et  $V_\alpha$  celui de la phase  $\alpha$ .

La fraction volumique de la phase  $\alpha$  relie ces deux moyennes par :

$$\varepsilon_\alpha = \frac{V_\alpha}{V} \quad (1.19)$$

L'application de la prise de moyenne et des théorèmes associés aux équations de Stokes conduit au système d'équations suivant [Lasseux et al., 1996] :

$$\langle \mathbf{v}_\alpha \rangle = -\frac{\mathbf{K}_{\alpha\alpha}}{\mu_\alpha} \left( \nabla \langle p_\alpha \rangle^\alpha - \rho_\alpha \cdot \mathbf{g} \right) - \frac{\mathbf{K}_{\beta\alpha}}{\mu_\beta} \left( \nabla \langle p_\beta \rangle^\beta - \rho_\beta \cdot \mathbf{g} \right) \quad (1.20)$$

$$\langle \mathbf{v}_\beta \rangle = -\frac{\mathbf{K}_{\alpha\beta}}{\mu_\alpha} \left( \nabla \langle p_\alpha \rangle^\alpha - \rho_\alpha \cdot \mathbf{g} \right) - \frac{\mathbf{K}_{\beta\beta}}{\mu_\beta} \left( \nabla \langle p_\beta \rangle^\beta - \rho_\beta \cdot \mathbf{g} \right) \quad (1.21)$$

Le modèle est complété par les équations de continuités :

$$\frac{\partial \varepsilon_\alpha}{\partial t} + \nabla \cdot \langle \mathbf{v}_\alpha \rangle = 0 \quad (1.22)$$

$$\frac{\partial \varepsilon_\beta}{\partial t} + \nabla \cdot \langle \mathbf{v}_\beta \rangle = 0 \quad (1.23)$$

et la relation sur les fractions volumiques :

$$\varepsilon_\alpha + \varepsilon_\beta = \phi \quad (1.24)$$

Le tenseur  $\mathbf{K}_{\alpha\alpha}$  (resp.  $\mathbf{K}_{\beta\beta}$ ) est le tenseur de perméabilité effective de la phase  $\alpha$  (resp.  $\beta$ ).



Les tenseurs  $\mathbf{K}_{\alpha\beta}$  et  $\mathbf{K}_{\beta\alpha}$  sont des termes de couplage liés à l'échange de quantité de mouvement entre les phases  $\alpha$  et  $\beta$ .

Pour compléter cette description, il faut ajouter l'équation d'état de chaque fluide, la relation de pression capillaire et les conditions aux limites.

### Equations de Darcy généralisées

Dans le cas de milieu poreux naturels, les tenseurs de couplage  $\mathbf{K}_{\alpha\beta}$  et  $\mathbf{K}_{\beta\alpha}$  peuvent être négligés [Zarcone et Lenormand, 1994]. Le système d'équations se simplifie alors en :

$$\langle \mathbf{v}_\alpha \rangle = -\frac{\mathbf{K}_{\alpha\alpha}}{\mu_\alpha} \left( \nabla \langle p_\alpha \rangle^\alpha - \rho_\alpha \cdot \mathbf{g} \right) \quad (1.25)$$

$$\langle \mathbf{v}_\beta \rangle = -\frac{\mathbf{K}_{\beta\beta}}{\mu_\beta} \left( \nabla \langle p_\beta \rangle^\beta - \rho_\beta \cdot \mathbf{g} \right) \quad (1.26)$$

Ce système d'équations est connu sous le nom de loi de Darcy généralisée.

### Cas particulier : modèle de Darcy 1D monophasique

L'écoulement d'une seule phase  $\alpha$  à travers un milieu constitue un cas particulier de la situation précédente. Ce type d'écoulement est décrit par l'équation de Darcy :

$$\langle \mathbf{v}_\alpha \rangle = -\frac{\mathbf{K}}{\mu} \left( \nabla \langle p_\alpha \rangle^\alpha - \rho_\alpha \cdot \mathbf{g} \right) \quad (1.27)$$

et l'équation de continuité :

$$\frac{\partial \varepsilon_\alpha}{\partial t} + \nabla \cdot \langle \mathbf{v}_\alpha \rangle = 0 \quad (1.28)$$

$\mathbf{K}$  est le tenseur de perméabilité. Cette grandeur physique traduit l'aptitude d'un milieu poreux à laisser circuler un fluide.

Pour un milieu isotrope, le tenseur de perméabilité s'exprime en fonction d'une seule grandeur scalaire,  $k$ , qui est la perméabilité absolue et telle que :

$$\mathbf{K} = k \cdot \mathbf{I} \quad (1.29)$$

Celle-ci s'exprime en Darcy (1 Darcy =  $0,9615 \cdot 10^{-12}$  m<sup>2</sup>).

Dans le cas d'un écoulement unidirectionnel vertical, en notant  $L$  la longueur du milieu poreux,  $S$  sa section et  $\Delta P_\alpha$  la perte de charge dans la phase  $\alpha$  entre l'entrée et la sortie du milieu, l'équation (1.27) devient :

$$v_\alpha = \frac{Q_\alpha}{A} = -\frac{k}{\mu_\alpha} \left( \frac{\Delta P_\alpha}{L} - \rho_\alpha g \right) \quad (1.30)$$

### Relation entre pression capillaire et saturation

Considérons un volume constitué de deux lames formant entre elles un dièdre aigu d'arête verticale.

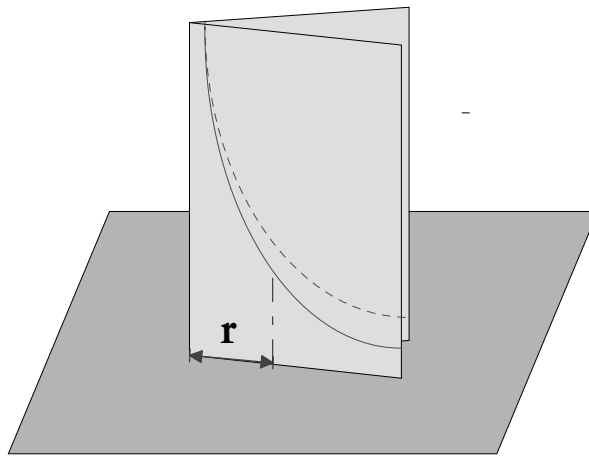


Figure 1.4. Illustration de la relation  $P_c = f(S)$  [Papon et Leblond, 1990].

L'ensemble est plongé verticalement dans une phase  $\alpha$ , l'angle de mouillage est  $\theta$  : l'équilibre des forces de pesanteur et des forces capillaires conduit à une forme d'interface présentée en figure 1.4. Soit un point de coordonnée radiale  $r$ . La position de l'interface fixe en ce point la proportion d'un fluide par rapport à l'autre et donc les saturations correspondantes.

En remarquant que le rayon de courbure vaut  $1/r$ , la relation de Laplace :

$$P_c = \gamma_{\alpha\text{-air}} \cdot C \quad (1.31)$$

permet par ailleurs de déterminer la pression capillaire en ce point.

Ce raisonnement très simple montre bien qu'il existe une relation entre la saturation et la pression capillaire. Cependant, dans le cas de milieux poreux réels aux géométries complexes, pour une même valeur de la pression capillaire, plusieurs répartitions de fluides sont possibles correspondant chacune à une valeur distincte de la saturation.

La relation pression capillaire/saturation pour un état d'équilibre donné dépend de la manière dont cet équilibre est atteint [Marle, 1965].

La courbe de pression capillaire déterminée en faisant croître la saturation en fluide non mouillant est la courbe de **drainage**. La quantité de fluide mouillant qui reste alors dans le milieu, même aux pressions les plus fortes, correspond à la saturation irréductible en fluide mouillant. Plus généralement, le drainage est défini comme le déplacement d'un fluide mouillant par un fluide non mouillant.

La courbe de pression capillaire déterminée en faisant décroître la saturation en fluide non mouillant est la courbe d'**imbibition**. Pour les pressions les plus faibles, il reste alors une quantité de fluide non mouillant, correspondant à la saturation résiduelle en fluide non mouillant. Plus généralement, l'imbibition est définie comme le déplacement d'un fluide non mouillant par un fluide mouillant.

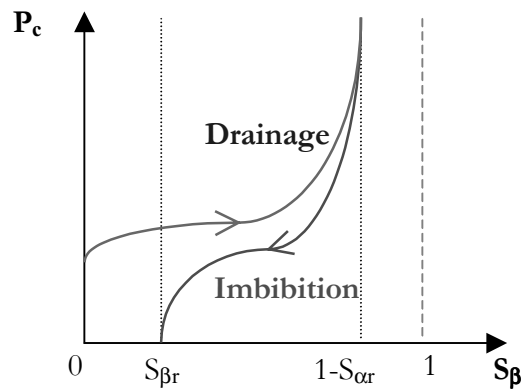


Figure 1.5. Courbes de pression capillaire.

### Pression capillaire en écoulement ou pression capillaire quasi-statique

Il n'y a pas de raison, a priori, pour que la différence de pression entre deux fluides soit la même à leur équilibre et lors de leur écoulement simultané. Cependant, il est généralement admis que la pression capillaire en écoulement est la même qu'à l'équilibre pour la même valeur et le même sens de variation de la saturation.

Des travaux expérimentaux [Delclaud, 1972] montrent que cette hypothèse généralement admise se vérifie expérimentalement.

## Perméabilités relatives

Dans le cas d'un écoulement diphasique unidimensionnel au sein d'un milieu homogène et isotrope, le modèle de Darcy généralisé 1D s'écrit :

$$v_i = -\frac{k_i}{\mu_i} (\nabla p_i - \rho_i g) \quad (1.32)$$

où  $k_i$  est la perméabilité effective à la phase  $i$ .

La perméabilité effective à la phase  $i$ , notée  $k_i$ , peut être exprimée en fonction de la perméabilité absolue  $k$  du milieu de la manière suivante :

$$k_i = k_{ri} \cdot k \quad (1.33)$$

où  $k_{ri}$  est la perméabilité relative à la phase  $i$ .

La perméabilité relative dépend essentiellement de la saturation et de la mouillabilité du solide vis-à-vis du couple de fluides considérés mais également, par exemple, du rapport de viscosités des deux phases...

L'allure générale des perméabilités relatives en fonction de la saturation est la suivante :

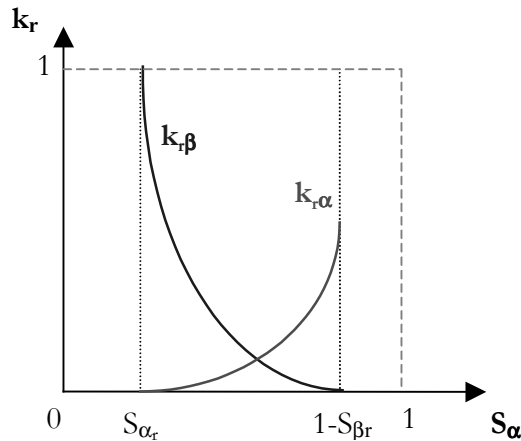


Figure 1.6. Courbe de perméabilités relatives.

Les perméabilités relatives sont définies dans un intervalle  $[S_{\alpha,r}, 1-S_{\beta,r}]$  où  $S_{\alpha,r}$  et  $S_{\beta,r}$  désignent respectivement la saturation irréductible en phase mouillante et la saturation résiduelle en phase non mouillante.

La somme des perméabilités relatives pour une même saturation peut être inférieure à un, ce qui signifie que l'écoulement diphasique réduit la capacité totale d'écoulement à travers le milieu. En l'absence de termes de couplage dans le tenseur de perméabilités, elles traduisent également le fait qu'au sein d'un milieu saturé en deux fluides, la présence d'un fluide gêne l'écoulement de l'autre et réciproquement.

## 1.1.2. Ecoulements polyphasique dans un milieu poreux – Modélisation du drainage par gravité

La description précédente des écoulements diphasiques immiscibles dans un milieu poreux peut être généralisée au cas des écoulements polyphasiques immiscibles. Soit un milieu poreux saturé en  $n$  phases non miscibles. L'écoulement correspondant peut être modélisé par :

- les équations de Darcy généralisées :

$$\langle \mathbf{v}_i \rangle = -\frac{\mathbf{K}_{ii}}{\mu_i} \left( \nabla \langle p_i \rangle^i - \rho_i \cdot \mathbf{g} \right) \quad \text{pour } i = 1, n \quad (1.34)$$

associées aux conditions aux limites du problème,

- les équations de continuité :

$$\frac{\partial \varepsilon_i}{\partial t} + \nabla \cdot \langle \mathbf{v}_i \rangle = 0 \quad \text{pour } i = 1, n \quad (1.35)$$

où  $\varepsilon_i$  est la fraction volumique associée à la phase  $i$  et est donnée par l'équation (1.19)

- la relation sur les saturations :

$$\sum_i S_i = 1 \quad (1.36)$$

- les équations d'état :

$$\rho_i = \rho_i(P, T, j_{j \neq i}) \quad \text{pour } i = 1, n \quad (1.37)$$

- les relations de pression capillaire entre la phase  $i$  et la phase  $j$

$$P_c(i/j) = \langle p_i \rangle^i - \langle p_j \rangle^j \quad \text{pour } i = 1, n \text{ et } j = 1, n \text{ } j \neq i \quad (1.38)$$

Nous utiliserons cette modélisation des écoulements polyphasiques en milieu poreux pour la description du drainage par gravité qui intéresse notre travail. Nous fixerons le nombre de phases à trois (air, huile, eau) mais l'une d'entre elles (l'eau) sera considérée comme immobile. Des hypothèses supplémentaires seront faites pour simplifier le système d'équations. La modélisation du drainage gravitaire ainsi obtenue sera utilisée pour le calcul des perméabilités relatives mais nous y reviendrons plus amplement au chapitre 3.

## 1.2. Mouillabilité des réservoirs

La mouillabilité peut être définie comme la tendance d'un fluide à s'étaler ou à adhérer sur une surface solide en présence d'autres fluides immiscibles. C'est un paramètre important à prendre en compte lors de la récupération d'hydrocarbures car il détermine grandement les conditions d'écoulement et en particulier :

- la répartition des fluides,
- les courbes de pression capillaire,
- les courbes de perméabilités relatives,
- les mécanismes de piégeage et les courbes de récupération (temps de percée, volume total récupéré).

Dans cette partie, nous présentons les différentes conditions de mouillabilité des réservoirs, en insistant sur le cas de la mouillabilité mixte qui résulte du vieillissement d'une huile brute au contact du milieu poreux, procédé retenu pour l'altération de la mouillabilité des milieux dans notre projet expérimental. Nous rappelons également le principe du test Amott-IFP pour la mesure de la mouillabilité et les effets de la mouillabilité sur la répartition des phases en écoulement diphasique.

### 1.2.1. Les différentes mouillabilités des réservoirs

Les réservoirs pétroliers sont des roches poreuses et perméables qui contiennent de l'eau et des hydrocarbures. Leur mouillabilité caractérisée, par exemple, par la mesure de l'angle de mouillage  $\Theta$  compté dans la phase aqueuse, peut varier d'une mouillabilité franche à l'eau à une mouillabilité franche à l'huile en passant par différentes situations appelées mouillabilités intermédiaires.

#### Mouillabilité franche

Lorsqu'une surface solide présente des propriétés homogènes de mouillabilité, on parle de mouillabilité franche.

Elle est dite mouillable à l'eau si l'angle de contact est inférieur à  $\frac{\pi}{2}$ .

Elle est dite mouillable à l'huile si l'angle de contact est supérieur à  $\frac{\pi}{2}$ .

Elle est dite de mouillabilité intermédiaire si l'angle de contact avoisine  $\frac{\pi}{2}$ .

Les différents types de mouillabilités sont illustrés sur la figure 1.7 :

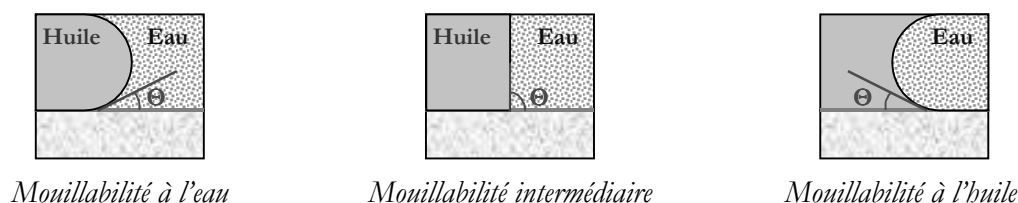


Figure 1.7. Caractérisation de la mouillabilité d'une surface solide.

Les roches réservoirs ont longtemps été considérées comme mouillables à l'eau, étant donné qu'avant la migration de l'huile de la roche mère vers la roche réservoir, la surface des pores était en contact avec de l'eau. Des études ont cependant montré que les réservoirs présentaient également d'autres conditions de mouillabilités [Cuiec, 1991], [Valat, 1994]. En particulier, la mouillabilité à l'huile a suscité des interrogations : si elle résulte en effet de l'adsorption de certaines molécules composant l'huile brute à la surface de la matrice poreuse, alors il existe aussi des mouillabilités hétérogènes.

### Mouillabilité hétérogène

Les roches réservoirs présentent des compositions chimiques qui peuvent varier localement : or, des propriétés d'absorption différentes peuvent conduire à de fortes variations de mouillabilités. On parle alors de mouillabilité hétérogène, fractionnaire ou dalmatienne : certaines parties de la roche où des molécules d'huile se sont fortement adsorbées sont devenues mouillables à l'huile tandis que les autres sont restées mouillables à l'eau. La mouillabilité « mixte » est encore un cas particulier de mouillabilité hétérogène : les pores les plus fins et les points de contact des grains sont préférentiellement mouillables à l'eau et la surface des gros pores sont mouillables à l'huile. Il existe alors un cheminement continu mouillable à l'huile qui permet à l'huile de s'écouler.

### **Scénario de développement de la mouillabilité mixte**

L'existence de la mouillabilité mixte repose sur les hypothèses suivantes [Blunt, 2001] :

- le milieu poreux est initialement mouillable à l'eau,
- au cours de la migration de l'huile de la roche mère vers la roche réservoir, l'huile sous l'action des forces capillaires envahit les pores les plus gros alors que les plus petits restent saturés en eau,
- l'adsorption de molécules d'huile possédant un radical polaire et un radical hydrophobe rend la surface des gros pores mouillables à l'huile.

En fait, l'adsorption des molécules d'huile n'est rendue possible que si l'huile vient en contact avec le solide. Or, dans le cas d'une roche mouillable à l'eau saturée en eau puis envahie par de l'huile, un film d'eau sépare le solide de l'huile. C'est la déstabilisation de ces films qui contrôle la mouillabilité finale.

### **1.2.2. Effet de la mouillabilité sur les écoulements diphasiques**

Nous nous intéressons ici à l'effet de la mouillabilité sur la seule répartition des phases dans un écoulement diphasique. Nous pourrions par exemple nous intéresser à la courbe de perméabilités relatives ou à la courbe de pression capillaire.

Différentes études rapportées par [Elmkies, 2001] montrent l'influence de la mouillabilité sur le piégeage des phases lors d'un écoulement immiscible diphasique. Lors d'un drainage d'huile dans un milieu mouillable à l'eau, l'eau piégée occupe les pores de plus petite taille car l'huile ne peut accéder à ces pores. Lors d'une imbibition sur le même milieu, l'huile résiduelle réside dans les pores de plus grande taille.

En supposant une distribution gaussienne de taille de pores, l'eau irréductible et l'huile résiduelle se répartissent comme suit dans un milieu mouillable à l'eau.



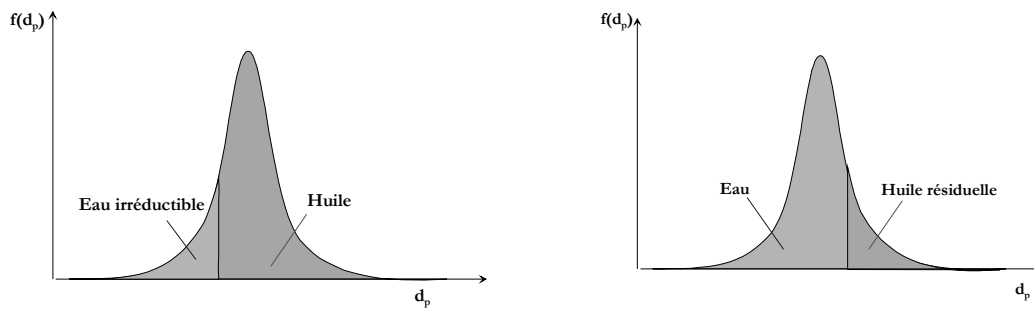


Figure 1.8. Répartition en taille de pores de l'eau irréductible et de l'huile résiduelle dans le cas d'un milieu mouillable à l'eau.

Dans le cas d'une mouillabilité à l'huile, les répartitions de l'huile et de l'eau sont inversées.

Dans le cas d'un milieu de mouillabilité intermédiaire, l'eau irréductible et l'huile résiduelle occupent un ensemble de pores de différentes tailles. Si la mouillabilité est mixte, huile et eau sont présentes simultanément dans tous les pores, et en particulier aux saturations limites. Si la mouillabilité est fractionnaire, l'eau irréductible réside dans les pores les plus petits du réseau mouillable à l'eau et les plus gros du réseau mouillable à l'huile. Inversement, l'huile résiduelle se trouvera dans les pores les plus gros du réseau mouillable à l'eau et dans les pores les plus petits du réseau mouillable à l'huile.

Ainsi, l'eau irréductible et l'huile résiduelle se répartissent de la façon suivante :

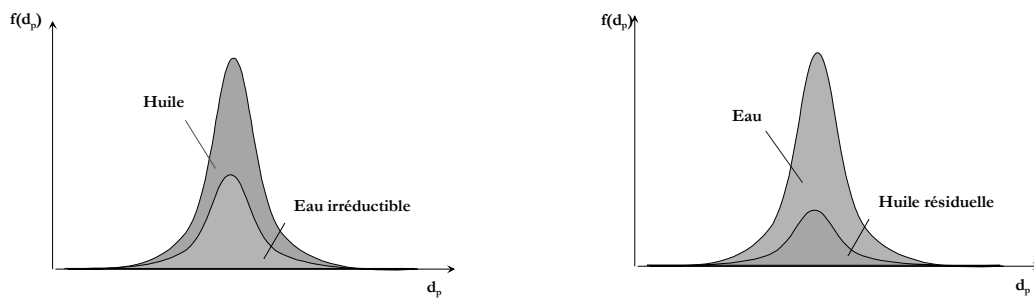


Figure 1.9. Répartition en taille de pores de l'eau irréductible et de l'huile résiduelle dans le cas d'un milieu de mouillabilité intermédiaire.

### 1.2.3. Mesure de la mouillabilité d'une roche : test Amott-IFP

La mouillabilité d'une roche peut être évaluée soit par des tests microscopiques soit par des tests macroscopiques.

Dans le premier cas, la mouillabilité est évaluée par la mesure des tensions interfaciales ou de l'angle de mouillage pour les fluides et roche considérés : méthode de l'anneau, de la goutte pendante, de la plaque de Wilhelmy,...[Miller et Neogi, 1985]. Ces mesures demandent cependant beaucoup de précautions expérimentales (manipulations minutieuses, mise à l'équilibre des fluides..) et ne donnent qu'une indication de la mouillabilité du réservoir (une coupe plane de carotte est par exemple peu représentative du milieu poreux).

On a donc cherché à caractériser la mouillabilité de façon plus globale sur un système entier, en mesurant des grandeurs macroscopiques comme la récupération. Il existe des tests en centrifugation (test USBM) et des tests en déplacement (test Amott-IFP). C'est celui qui a été retenu ici.

Le test Amott-IFP consiste à comparer les quantités de fluides récupérées par imbibition spontanée et par injection forcée, d'une part avec de l'eau et d'autre part avec de l'huile [Cuiec, 1991].

#### Description du test Amott-IFP

Avant d'effectuer le test, l'échantillon est saturé en saumure puis une huile visqueuse est injectée pour mettre en place l'eau irréductible. L'huile en place est ensuite remplacée par déplacement miscible par une huile moins visqueuse.

La procédure expérimentale du test est la suivante :

- Imbibition spontanée en saumure et mesure du volume d'huile déplacée  $V_1$ ,
- Déplacement forcé par la saumure et mesure du volume d'huile déplacée  $V_2$ ,
- Imbibition spontanée en huile et mesure du volume de saumure déplacée  $V_3$ ,
- Déplacement forcé par l'huile et mesure du volume de saumure déplacée  $V_4$ .

Les déplacements forcés sont effectués aux mêmes débits.

De ces mesures, sont déduits les indices suivants :

w un indice de mouillabilité à l'eau  $I_w$  :

$$I_w = \frac{V_1}{V_1 + V_2} \quad (1.39)$$

w un indice de mouillabilité à l'huile  $I_o$  :

$$I_o = \frac{V_3}{V_3 + V_4} \quad (1.40)$$

w un indice global de mouillabilité WI de la roche :

$$WI = I_w - I_o \quad (1.41)$$

### Interprétation du test Amott-IFP

A l'aide des valeurs des trois indices, il est possible de qualifier l'état de mouillabilité de l'échantillon étudié.

Lorsqu'une roche est franchement mouillable à l'eau,  $I_o$  est nul ou très faible et  $I_w$  est d'autant plus proche de l'unité que l'affinité pour l'eau est forte.

Lorsqu'une roche est franchement mouillable à l'huile, les valeurs des deux rapports sont inversées.

L'indice de mouillabilité se trouve donc compris entre les valeurs  $-1$  pour un milieu franchement mouillable à l'huile et  $+1$  pour un milieu franchement mouillable à l'eau. Les valeurs intermédiaires caractérisent les mouillabilités intermédiaires, fractionnaires ou mixtes.

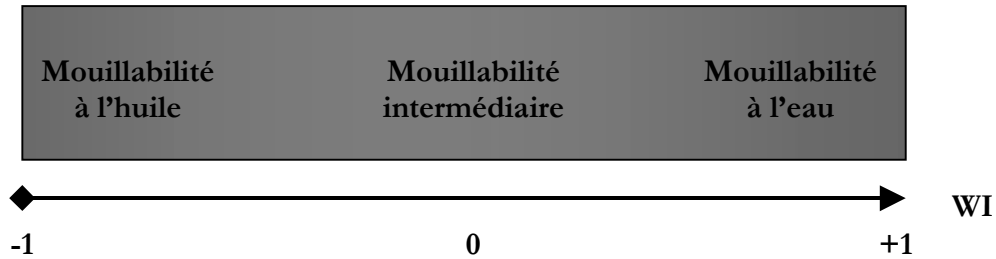


Figure 1.10. La mouillabilité en fonction de l'indice de Amott.

### 1.2.4. Influence du vieillissement d'une huile brute sur la mouillabilité d'une roche

Une surface de quartz présente une mouillabilité à l'eau due à la présence de groupes hydroxyles hydrophiles. Si cette surface est mise en contact avec de l'huile brute, on observe une inversion complète de la mouillabilité. Ce phénomène s'explique par l'adsorption de molécules polaires à radicaux lipophiles de l'huile sur la surface de quartz (Valat, 1994).

Des études tentent à présent de comprendre les mécanismes mis en jeu lors de la restauration de la mouillabilité par vieillissement d'une huile brute. Les paramètres les plus pertinents sont classés en deux catégories :

- d'une part, la morphologie du milieu poreux : distribution en tailles de pores, porosité, perméabilité,...
- d'autre part, les phases en présence.

Les investigations portent davantage sur le second point et, plus particulièrement, sur les interactions huile/eau/roche qui en résultent. Cette étude est d'autant plus complexe que la composition des huiles brutes varie énormément [Liu et Buckley, 1999] : les asphaltènes qui y sont contenus ont néanmoins été identifiés comme acteurs importants dans ce processus de restauration.

Les interactions mises en jeu sont des interactions fluides-fluides et des interactions fluide-solide. Elles peuvent être de différentes natures [Buckley et Liu, 1998] :

- les interactions polaires, dominantes en l'absence d'un film d'eau entre l'huile et le solide,
- la précipitation à la surface d'asphaltènes, sous forme de colloïdes, liée au pouvoir solvant de l'huile brute vis-à-vis des asphaltènes,
- les interactions acides-bases, contrôlant la charge de surface aux interfaces eau-huile et solide-eau,
- les interactions ioniques.

D'autres travaux mettent plus particulièrement en évidence l'influence de certains paramètres [Buckley, 2001] [Morrow *et al.*, 1998] :

- la fraction d'asphaltènes présente dans l'huile brute,
- le pouvoir solvant de l'huile brute vis-à-vis des asphaltènes,
- le nombre acide et le nombre basique de l'huile brute,
- la saumure (composition et salinité),
- la température et la durée de vieillissement.

Dans le cas d'une mouillabilité mixte précédemment évoquée, tous ces paramètres peuvent jouer sur la pression de disjonction du film. Celle-ci résulte en effet de l'équilibre qui s'établit entre les forces de Van der Waals, les forces de double couche électrique et les forces de solvatation [Morrow, 1991]. Le contact avec une huile brute perturbe cet équilibre, pouvant conduire alors à la rupture du film et donc l'adsorption de molécules d'huile à la surface solide.

## 1.3. Écoulements triphasiques : revue bibliographique sur les modèles de perméabilités relatives et le drainage par gravité

Un rappel est d'abord fait sur les modèles de perméabilités relatives en écoulement triphasique. L'accent est ensuite mis sur des études expérimentales décrites dans la littérature : il n'existe que peu de travaux se référant exactement au drainage par gravité. Nous présenterons donc parfois, dans un cadre beaucoup plus vaste, des résultats portant sur les écoulements triphasiques avec injection de gaz, en essayant de dégager quelques thématiques qui intéressent notre travail : effet de l'eau irréductible, effet du coefficient d'étalement, effet de la mouillabilité.

### 1.3.1. Modèles de perméabilités relatives en écoulement triphasique

Différents modèles de perméabilités relatives existent pour décrire les écoulements triphasiques. Les plus utilisés sont généralement les plus simples car, devant aussi peu de données expérimentales, rien ne justifie en effet que l'on s'attache aux plus complexes d'entre eux puisqu'aucune étude consistante de validité n'a pu être menée. Les modèles en écoulement triphasique sont pour la plupart construits à partir des perméabilités relatives en écoulement diphasique, expérience qui peut être plus facilement mise en oeuvre au laboratoire qu'une expérience triphasique. Ces modèles reposent souvent sur l'hypothèse que le milieu est mouillable à l'eau et que la perméabilité relative de l'eau (phase mouillante) est une fonction de la saturation en eau et que la perméabilité relative du gaz (phase non mouillante) est une fonction de la saturation en gaz. Il reste donc à déterminer la perméabilité de la phase intermédiaire, c'est-à-dire l'huile. Nous nous proposons ici de décrire les modèles existants les plus utilisés et d'énoncer brièvement ceux qui en dérivent. Ils comprennent d'une part le modèle de Corey et, d'autre part, les modèles de Stone. Il en existe d'autres : nous nous contenterons, à titre d'exemple, de présenter un modèle dit « d'interpolation ».

Le modèle le plus ancien est le **modèle de Corey** [Corey *et al.*, 1956], [Corey, 1994]. Le milieu poreux est modélisé par un faisceau de tubes capillaires de rayons

hydrauliques équivalents. La phase de mouillabilité intermédiaire occupe les pores de taille comprise entre celle de la phase mouillante (eau) et celle de la phase non mouillante (gaz). La perméabilité relative à l'huile est proportionnelle à l'aire des pores occupés par cette phase et à la saturation réduite de l'huile. En choisissant une relation empirique de pression capillaire, la perméabilité relative à l'huile s'exprime finalement sous la forme :

$$k_{ro} = \frac{(S_1 - S_w)^3}{(1 - S_{lr})^4} (S_w + S_1 - 2S_{lr}) \quad (1.42)$$

Les variables sont les saturations en eau  $S_w$  et en liquide  $S_1$  (eau plus huile).  $S_{lr}$  désigne la saturation en liquide résiduel : c'est un paramètre libre déterminé pour un écoulement diphasique huile/gaz. Il suffit alors de réaliser une succession de mesures de perméabilités relatives à l'huile en écoulement gaz/huile à saturation en eau fixée pour balayer l'ensemble de la courbe de perméabilité relative à l'huile en triphasique.

Différents auteurs ont par la suite affiné le modèle de Corey en prenant en compte des effets de connections porales et de piégeage de phases [Naar et Wygal, 1961],[Land, 1968].

Les **deux modèles de Stone** restent cependant les plus fréquemment utilisés et reposent sur l'hypothèse que les phases mouillante, intermédiaire et non mouillante occupent les pores respectivement petits, moyens et gros.

Dans la méthode **Stone I** [Stone, 1970], l'écoulement de l'huile est gêné par la présence de l'eau et du gaz ; l'influence de l'eau est indépendante de celle du gaz et réciproquement. La perméabilité relative apparaît alors comme une fonction linéaire de la saturation normée en huile :

$$k_{ro} = \beta_w \beta_g S_o^* \quad (1.43)$$

où  $S_o^*$  est une saturation normée en huile,  $\beta_w$  et  $\beta_g$  désignent deux fonctions déterminées pour des écoulements respectivement eau/huile à saturation en gaz nulle et huile/gaz à saturation en eau irréductible.

Dans la méthode **Stone II** [Stone, 1973], la somme des perméabilités relatives en triphasique (soit  $k_{ro} + k_{rw} + k_{rg}$ ) résulte du produit de la somme des perméabilités eau/huile à saturation nulle en gaz, (soit  $k_{row} + k_{rwo}$ ), par la somme des perméabilités relatives gaz/huile à la saturation irréductible en eau, (soit  $k_{rog} + k_{rgo}$ ). En faisant l'hypothèse que les perméabilités

relatives à l'eau et au gaz sont identiques en diphasique et en triphasique, la perméabilité relative à l'huile est donnée par :

$$k_{ro} = (k_{row} + k_{rwo})(k_{rog} + k_{rgo}) - k_{rog} - k_{rgo} \quad (1.44)$$

Ces deux méthodes ont initié d'autres travaux : les auteurs ont cherché à normaliser certaines des grandeurs mises en jeu, essentiellement aux saturations limites, pour que le modèle décrive plus vraisemblablement le cas d'un écoulement diphasique qui n'est qu'un cas particulier du triphasique [Dietrich et Bondor, 1976], [Aziz et Settari, 1979], [Fayers *et al.*, 1984], [Fayers, 1987].

Face aux modèles de Corey et de Stone qui sont largement utilisés, il existe d'autres méthodes telles que les **méthodes d'interpolation**. Nous en présenterons une qui est très simple mais il en y a d'autres [Baker, 1988]. Il s'agit d'un modèle de perméabilité relative à l'huile qui repose sur une interpolation des perméabilités en écoulements diphasiques, huile/gaz et huile/eau, pondérée par les saturations.

La perméabilité relative à l'huile a pour expression :

$$k_{ro} = \frac{(S_w - S_{wi})k_{row} + (S_g - S_{gr})k_{rog}}{(S_w - S_{wi}) + (S_g - S_{gr})} \quad (1.45)$$

où  $k_{row}$  et  $k_{rog}$  désignent les perméabilités relatives à l'huile en écoulement diphasique respectivement huile/eau et huile/gaz.

Ce raisonnement peut être généralisé aux autres phases, mouillante et non mouillante, ce qui permet de s'affranchir de l'hypothèse que les saturations de ces deux phases sont strictement indépendantes des saturations des autres phases.

### Comparaison des modèles

Nous nous référons aux travaux de **Baker** qui s'est proposé de comparer quelques modèles de perméabilités relatives en écoulement triphasique, en les appliquant à huit jeux de données expérimentales [Baker, 1988]. Le critère d'efficacité du modèle est représenté par le coefficient de corrélation  $R^2$  obtenu entre la valeur de perméabilité relative à l'huile expérimentale et celle calculée. Tous les modèles se sont avérés assez réalistes aux fortes saturations. Les faiblesses des modèles éprouvés se produisent aux faibles saturations. En moyenne, les modèles qui approchent le mieux les données expérimentales sont Stone I et les méthodes d'interpolation. Les autres méthodes s'avèrent inefficaces car les données

expérimentales assez contrastées (de part la nature des roches, du type d'essai : drainage ou imbibition,..) ne satisfont pas toujours aux hypothèses du modèle choisi.

**Oak** confirme également que le modèle de Stone I ne permet pas de décrire correctement les essais d'écoulements triphasiques qu'il a menés en laboratoire [Oak, 1990], [Oak, 1991].

Les travaux de **Guzman** montrent par ailleurs que les simulations numériques d'écoulements triphasiques avec injection de gaz à l'échelle du réservoir conduisent à des résultats qui dépendent fortement du modèle de perméabilités relatives choisi [Guzman et al., 1994].

Nous achèverons la description des modèles triphasiques en rappelant qu'il existe d'autres voies d'approches qui reposent sur la reconstruction des milieux poreux à partir, par exemple, d'un modèle fractal [Kalaydjian *et al.*, 1993] ou d'un réseau de pores [Lerdahl *et al.*, 2000].

## Conclusion

Les modèles de perméabilités en écoulement triphasique sont nombreux et variés. Les plus fréquemment utilisés ne décrivent pas toujours correctement la réalité expérimentale et les méthodes d'interpolation apparaissent en général beaucoup plus efficaces. Néanmoins, il ne faut pas perdre de vue que, devant aussi peu de données expérimentales, toutes ces conclusions doivent être prises avec beaucoup de précautions et que l'accent devrait être mis à présent non pas sur la création d'un nouveau modèle mais plutôt sur la mise en oeuvre de projets expérimentaux qui permettront de valider plus sérieusement l'ensemble des modèles déjà existants, essentiellement dans le domaine des faibles saturations.

### 1.3.2. Etudes expérimentales en écoulement triphasique

Les études expérimentales sur le drainage par gravité tel que nous allons le réaliser au laboratoire sont peu nombreuses. Nous nous référerons donc plus largement ici à des drainages triphasiques avec injection de gaz qui amènent tout de même des conclusions pertinentes pour notre étude. Notons que ces conclusions peuvent paraître parfois



contradictoires mais il faut les rapprocher des conditions expérimentales qui sont en général différentes.

Pour rendre cette synthèse plus cohérente, les études sont rassemblées sous deux thématiques orientées vers :

- l'effet de l'eau irréductible,
- l'effet des propriétés interfaciales du système roche/huile/eau.

### 1.3.2.1. Effet de l'eau irréductible

Les travaux de **Delclaud** [Delclaud *et al.*, 1987] portent sur l'injection de gaz en écoulement instationnaire sur des milieux poreux consolidés, de porosité 21% et de perméabilité 1,5 D. Les essais sont menés avec ou sans eau irréductible. Les perméabilités relatives sont obtenues à partir de simulations numériques. Ces travaux montrent que la présence d'eau irréductible a peu d'influence sur la récupération d'huile.

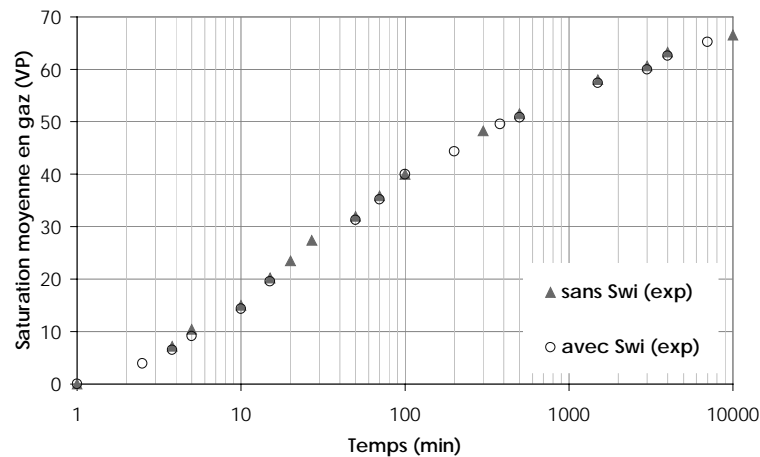


Figure 1.11. Influence de l'eau irréductible sur la courbe de récupération d'huile [Delclaud *et al.*, 1987].

**Narahara** a mené des drainages au gaz en écoulement instationnaire ou par centrifugation [Narahara *et al.*, 1990]. Les milieux poreux sont consolidés, de porosité 21%, de perméabilité 0,8 D et présentent une mouillabilité à l'eau ou intermédiaire. La saturation initiale en eau piégée varie de 0 à 30%. Les perméabilités relatives à l'huile et au gaz sont calculées par la méthode de Johnson-Bossler-Naumann [Johnson *et al.*, 1959] ou par celle de Haggort [Haggort, 1980].

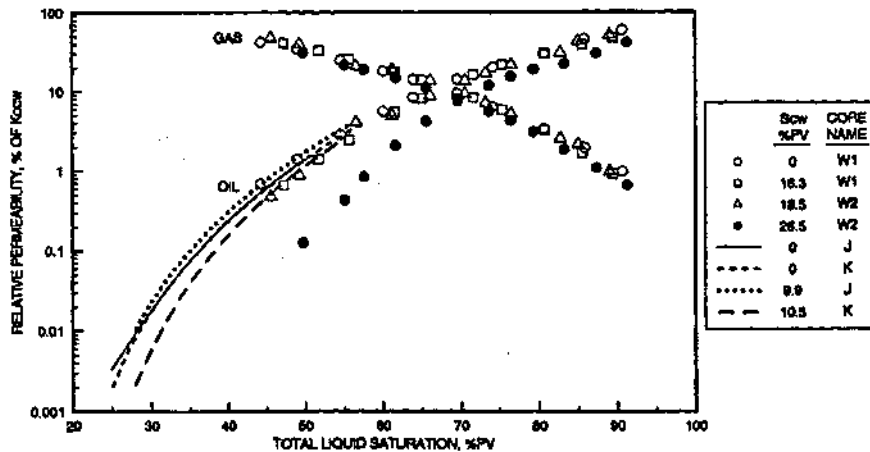


Figure 1.12. Influence de l'eau irréductible sur les perméabilités relatives à l'huile et au gaz, milieu mouillable à l'eau [Narahara et al., 1990].

Si l'eau irréductible initiale est immobile au cours du drainage, elle est sans influence sur les perméabilités relatives au gaz et à l'huile. Si elle devient mobile, ce qui est le cas au-dessus d'une certaine saturation, elle reste sans effet sur la perméabilité relative au gaz mais fait décroître celle à l'huile. Ceci a été observé pour les deux mouillabilités (à l'eau ou intermédiaire).

**Dumoré** s'est intéressé à la détermination de courbes de pression capillaire huile/air [Dumoré et Schols, 1972] sur des milieux poreux consolidés, de porosité 23% et de perméabilité 1,8 D. Des essais ont été menés avec une saturation initiale en eau irréductible variant de 13 à 24%. Cette étude montre que la présence d'eau irréductible permet d'atteindre de très faibles saturations en huile résiduelle. Prenons un exemple : la saturation résiduelle en huile est de 17% sans eau irréductible et passe à 3% avec 23% d'eau irréductible pour un système kérosène-air.

Des drainages par gravité ont été réalisés par **Skauge** [Skauge et al., 1994]. Les milieux poreux consolidés, mouillables à l'eau, ont une porosité de 22%, une perméabilité de 0,7 D. Le coefficient d'étalement est nul pour les fluides et roche considérés. La saturation initiale en eau irréductible varie de 0 à 58%. Les mesures de saturation sont effectuées par gammamétrie.

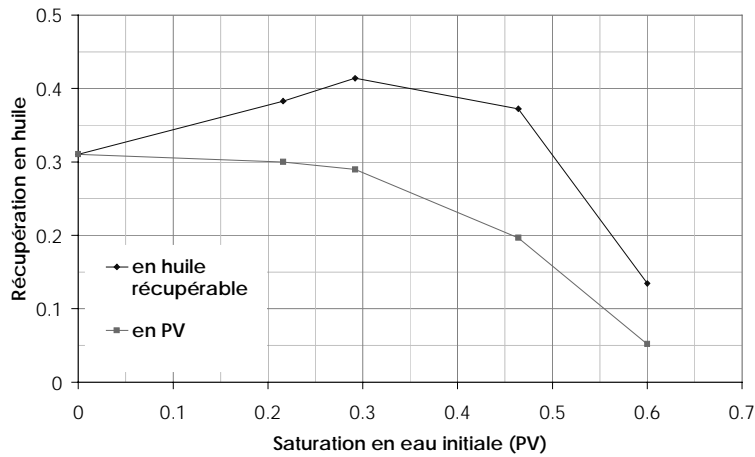


Figure 1.13. Influence de l'eau irréductible sur la récupération en huile [Skauge et al., 1994].

La présence d'eau irréductible modifie la récupération en huile. La fraction d'huile récupérée est maximale pour une saturation initiale en eau de 30%.

### 1.3.2.2. Effet des propriétés interfaciales roche/huile/eau

Les travaux suivants décrivent l'influence de la distribution microscopique des fluides sur les écoulements triphasiques.

L'influence de deux paramètres est étudiée :

- le coefficient d'étalement de l'huile sur l'eau en présence de gaz, défini comme suit :

$$C_S = \gamma_{wg} - \gamma_{wo} - \gamma_{og} \quad (1.46)$$

- la mouillabilité de la roche.

**Chatzis** et **Kantzas** ont visualisé des écoulements en injection de gaz pour comprendre les mécanismes de déplacement [Chatzis et al., 1988], [Kantzas et al., 1988a], [Kantzas et al., 1988b]. Ils utilisent des milieux poreux consolidés ou non consolidés (billes de verre), ainsi que des micro-modèles.

La présence des trois phases à l'échelle du pore est mise en évidence. Dans le cas d'une roche mouillable à l'eau et si le coefficient d'étalement de l'huile sur l'eau est positif, l'eau tapisse la surface des pores et l'huile en présence de gaz s'étale sur l'eau en formant des films. Ceci explique les fortes récupérations en huile atteintes pour ce type d'écoulement.

Ces résultats sont en accord les travaux d'**Oren** dont l'objectif était de visualiser les écoulements triphasiques dans des micro-modèles [Oren *et al.*, 1992], [Oren et Pinczewski, 1994].

Les expériences menées par **Kalaydjian** consistent d'une part à réaliser des injections d'huile et de gaz en écoulement stationnaire et, d'autre part, des injections de gaz en écoulement instationnaire [Kalaydjian *et al.*, 1993]. Les milieux poreux, consolidés, mouillables à l'eau présentent une porosité de 16 à 20% et une perméabilité de 0,8 à 2,3 D. Le coefficient d'étalement huile/eau peut être positif ou négatif. Les perméabilités relatives sont calculées soit à partir des mesures en régime stationnaire ou soit numériquement en calant les courbes de production en régime instationnaire.

La récupération en huile est plus importante dans le cas d'un coefficient d'étalement positif. Les perméabilités relatives sont plus élevées par l'estimation en stationnaire que par celle en instationnaire. Néanmoins, dans les deux cas, elles augmentent si le coefficient d'étalement est positif.

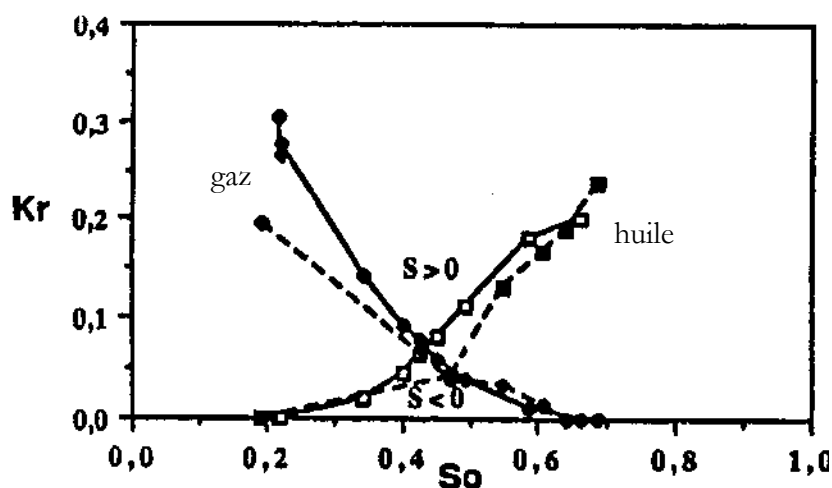


Figure 1.14. Influence du coefficient d'étalement sur les perméabilités relatives à l'huile et au gaz (régime stationnaire)  
(le cas  $C_s > 0$  est en trait plein, le cas  $C_s < 0$  est en pointillés) [Kalaydjian *et al.*, 1993].

Ce dernier point a été aussi vérifié par **Munkerud** [Munkerud et Hoimyr, 1995].

Les publications suivantes, plus récentes, s'intéressent réellement à des drainages par gravité.

Les travaux de **Vizika** portent sur l'étude du drainage par gravité, en présence d'eau irréductible [Vizika et Lombard, 1995]. Les milieux poreux sont constitués de grains de sable mouillables à l'eau ou rendus mouillables à l'huile (par silanisation) ou d'un mélange des deux. Ils présentent une porosité de 35% et une perméabilité de 10 à 14 D. Le coefficient d'étalement est positif ou négatif. Les perméabilités relatives sont déterminées par calage de la récupération expérimentale à l'aide d'un logiciel ( $\Sigma$ CORE).

La récupération en huile est d'autant plus importante que le milieu tend vers la mouillabilité à l'eau. Les saturations résiduelles les plus faibles sont dues à l'existence de films d'huile qui se forment dans les milieux de mouillabilité intermédiaire ou à l'eau et pour un coefficient d'étalement positif. Dans les milieux mouillables à l'huile, ce sont les forces de capillarité qui limitent la récupération d'huile.

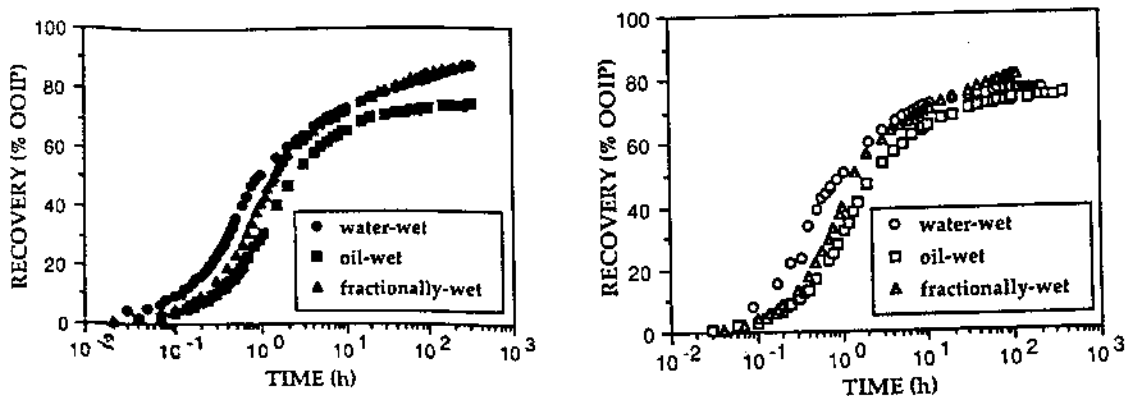


Figure 1.15. Influence de la mouillabilité sur la récupération en huile : coefficient d'étalement positif (à droite) et négatif (à gauche) [Vizika et Lombard, 1995].

Une interprétation à l'échelle du pore est proposée pour expliquer ces résultats. La distribution des fluides est donnée par le signe du coefficient d'étalement huile/gaz et de la mouillabilité de la roche.

Dans le cas d'une roche mouillable à l'eau, l'eau tapisse la surface du pore. Si le coefficient d'étalement  $C_s$  est positif, l'huile en présence de gaz s'étale sur l'eau en formant des films de faible épaisseur. Ceux-ci assurent la continuité de la phase huileuse et permettent d'atteindre des saturations résiduelles très faibles et des récupérations en huile très élevées.

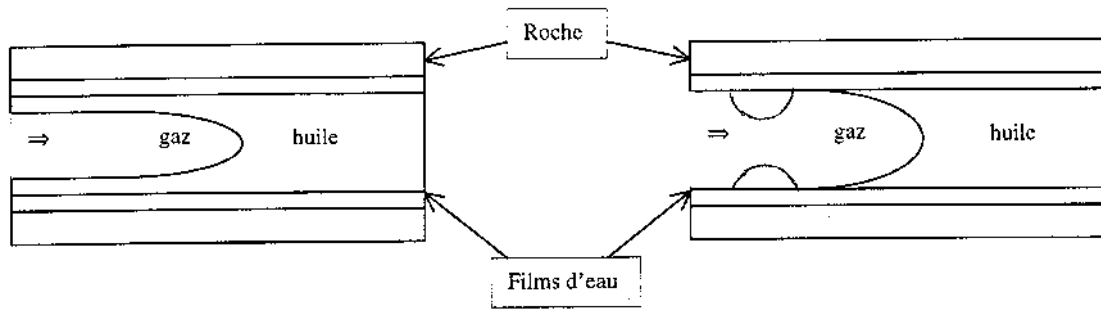


Figure 1.16. Distribution microscopique des fluides dans le cas d'une roche mouillable à l'eau : coefficient d'étalement positif (à droite) et négatif (à gauche) [Vizjka et Lombard, 1995].

Si le coefficient d'étalement  $C_S$  est négatif, ces films ne se forment pas. Une partie de l'huile est entraînée par le courant gazeux, l'autre reste piégée dans le pore.

Dans le cas d'une roche mouillable à l'huile, l'huile couvre la surface du pore tandis que l'eau forme des gouttes au sein de la phase huileuse. Lorsque le gaz entre dans le pore, il déplace l'huile qui s'écoule le long des films, jusqu'à ce qu'il rencontre une goutte d'eau. Si l'eau ne s'étale pas sur l'huile, elle peut rester piégée dans le pore et s'opposer à l'écoulement de l'huile, ce qui limite la récupération de cette dernière.

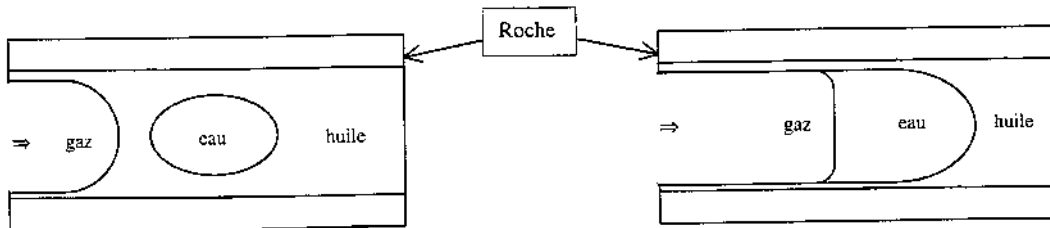


Figure 1.17. Distribution microscopique des fluides dans le cas d'une roche mouillable à l'huile [Vizjka et Lombard, 1995].

Un travail important a été mené par l'équipe de Stanford avec **Blunt, Sahni, Dicarolo**. [Dicarlo *et al.*, 1998], [Dicarlo *et al.*, 2000], [Sahni, 1998], [Sahni *et al.*, 1998].

Les drainages sont réalisés sur des milieux saturés en phase non mouillante (huile ou eau), à la saturation irréductible ( $S_{wi}$  ou  $S_{or}$ ) en phase mouillante (eau ou huile). Les milieux poreux sont constitués de grains de sable mouillables à l'eau ou de grains rendus mouillables à l'huile par silanisation ou un mélange des deux. Le coefficient d'étalement est positif ou négatif. En parallèle, des mesures de pression capillaire et de perméabilité relative

au gaz sont effectuées. Les perméabilités relatives à l'huile ou à l'eau sont déterminées à partir des mesures de saturations avec un modèle qui sera repris pour notre étude.

Dans le cas des milieux mouillables à l'eau ou à l'huile, les perméabilités relatives à l'eau et à l'huile peuvent être décrites par les relations de type Corey suivantes :

- Phase mouillante pour le milieu considéré :

$$k_{rm} \propto S_m^5 \quad (1.47)$$

- Phase non mouillante pour le milieu considéré :

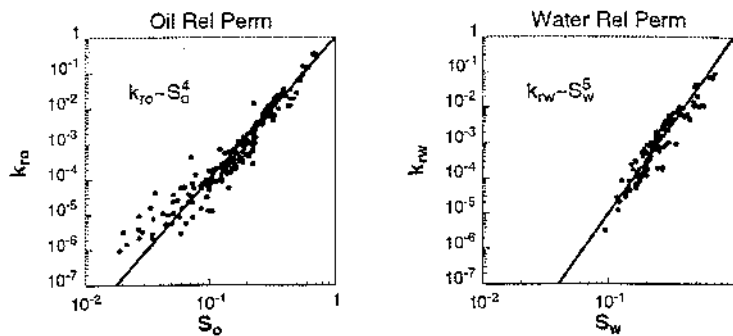
$$\text{si } S_{nm} > S_r \quad k_{rnm} \propto S_{nm}^4 \quad (1.48)$$

$$\text{si } S_{nm} < S_r \quad k_{rnm} \propto S_{nm}^2 \quad (1.49)$$

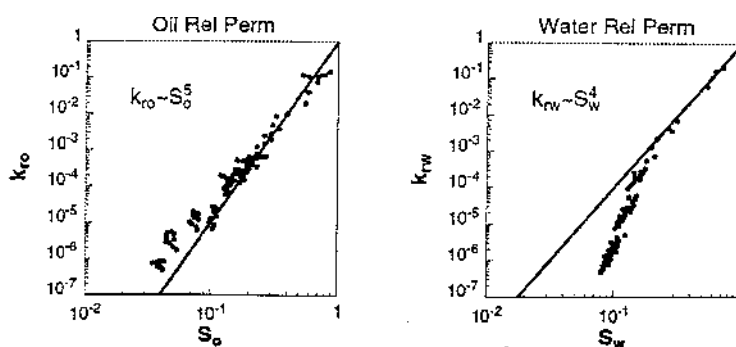
$k_m$ ,  $k_{nm}$ ,  $S_m$  et  $S_{nm}$  désignent respectivement la perméabilité relative de la phase mouillante et celle de la phase non mouillante, la saturation de la phase mouillante et celle de la phase non mouillante.

Le passage d'un exposant de Corey de 4 à 2 est interprété comme un changement de régime d'écoulement. L'écoulement en masse aux fortes saturations laisse place à un écoulement par film aux faibles saturations.

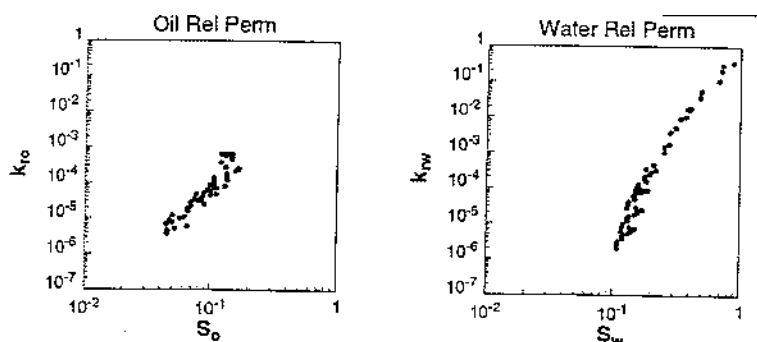
Pour le milieu de mouillabilité intermédiaire, les courbes de perméabilités relatives traduisent un comportement moyen entre le cas d'une mouillabilité à l'eau et celui d'une mouillabilité à l'huile. Aucune relation de type Corey n'est établie.



*Cas d'une roche mouillable à l'eau.*



*Cas d'une roche mouillable à l'huile.*



*Cas d'une roche de mouillabilité intermédiaire.*

Figure 1.18. Influence de la mouillabilité sur les perméabilités relatives à l'eau et à l'huile [Dicarlo et al., 2000].

### 1.3.3. Conclusion

Les résultats présentés dans cette revue bibliographique sont parfois contradictoires car les protocoles expérimentaux sont eux-mêmes différents. Néanmoins, nous pouvons dégager les conclusions suivantes :

- Les modèles de perméabilités relatives en écoulement triphasique gaz/huile/eau sont nombreux mais il manque des données expérimentales qui permettraient de les valider sur une large plage de saturations et notamment aux faibles saturations.
- La présence d'eau irréductible immobile lors d'un drainage par gravité permet d'atteindre des taux de récupération en huile très élevés et des saturations en huile résiduelle très faibles.
- Les taux de récupération en huile les plus élevés sont atteints pour une mouillabilité à l'eau et un coefficient d'étalement positif de l'huile sur l'eau en présence d'air.



- La présence des trois phases dans les pores a été mise en évidence. Des mécanismes de récupération ont été proposés et laissent penser à l'existence d'écoulements par films dans le domaine des faibles saturations en huile.

Toutes ces remarques ont orienté le projet expérimental que nous avons mis en place. Le drainage par gravité s'effectuera sur des carottes verticales relativement longues, initialement saturées en huile en présence d'eau irréductible. Les fluides utilisés seront tels que le coefficient d'étalement de l'huile sur l'eau est positif et la phase aqueuse sera considérée comme immobile. L'altération de la mouillabilité sera réalisée par vieillissement d'une huile brute dans la carotte. Ce procédé présente l'avantage de conduire à une mouillabilité finale du milieu assez représentative de celle des réservoirs. Chaque drainage sera interprété en termes de récupération, de pression capillaire et de perméabilités relatives. Ces dernières seront calculées à partir d'une modélisation physique du drainage et comparées aux résultats donnés par un code de simulation industriel.



## Chapitre 2

# Etude expérimentale d'un drainage par gravité

*L'objectif de ce chapitre est de décrire le projet expérimental qui a été mis en oeuvre pour la réalisation des drainages par gravité à l'échelle du laboratoire. Chaque essai de drainage gravitaire nécessite en effet une phase préalable de préparation et de caractérisation du milieu poreux en termes de propriétés pétrophysiques et saturations limites. L'interprétation de toutes les mesures est systématiquement détaillée. A titre d'illustration, un essai dans sa totalité est présenté point par point. L'accent est mis par ailleurs sur la qualité des mesures effectuées par la spectrométrie gamma : précision et bruit expérimentaux sont discutés.*

<b>2. ETUDE EXPERIMENTALE D'UN DRAINAGE PAR GRAVITE.....</b>	<b>45</b>
<b>2.1. Projet expérimental.....</b>	<b>47</b>
2.1.1. Fluides et milieu poreux.....	47
2.1.2. Dispositif expérimental.....	49
2.1.2.1. Dispositif principal de drainage par gravité.....	49
2.1.2.2. Dispositif d'altération de la mouillabilité.....	50
2.1.2.3. Description de la spectrométrie gamma.....	53
2.1.2.3.1. Généralités sur la spectrométrie gamma.....	53
2.1.2.3.2. Précision de la mesure gammamétrique.....	56
2.1.3. Procédures expérimentales.....	57
2.1.4. Programme expérimental.....	59
2.1.5. Principes des mesures expérimentales.....	60
2.1.5.1. Mesure de la porosité par pesée.....	60
2.1.5.2. Mesure de la porosité et des saturations par gammamétrie.....	60
2.1.5.3. Mesure de la perméabilité absolue.....	63
<b>2.2. Interprétation des expériences de drainage par gravité.....</b>	<b>64</b>
2.2.1. Caractérisation des milieux.....	64
2.2.2. Drainage par gravité.....	68
2.2.3. Réflexion sur la précision de mesure par gammamétrie.....	72

## 2.1. Projet expérimental

Le principe de l'étude est d'identifier les propriétés pétrophysiques et l'état de saturation des milieux avant de mener des drainages par gravité et ce, pour différentes conditions de mouillabilité de la roche constituant l'échantillon. Pour cela, il faut un dispositif expérimental :

- qui assure la verticalité des échantillons,
- qui réalise l'altération de mouillabilité des milieux,
- qui effectue des mesures non destructives sur l'échantillon en régimes permanent ou transitoire.

Afin de s'affranchir de tout phénomène d'hétérogénéités, des milieux artificiels réputés homogènes sont utilisés.

### 2.1.1. Fluides et milieu poreux

#### Le milieu poreux

Toutes les expériences ont été menées sur des échantillons d'Aérolith A-10, milieu poreux synthétique, constitué de particules de silice consolidées par frittage, homogène, de couleur gris clair.

Chaque milieu est cylindrique, de diamètre 50 mm et long de 1 m. La perméabilité est de l'ordre de quelques darcys. La porosité avoisine les 38%. L'Aérolith A-10 est un milieu poreux originellement mouillable à l'eau. Quoiqu'il ne soit pas parfaitement représentatif des roches réservoirs, notre choix s'est porté sur ce milieu car :

- il possède de bonnes qualités d'homogénéité, ce qui simplifiera l'interprétation des essais et garantit dans une certaine mesure leur reproductibilité,
- il a une forte perméabilité et porosité, ce qui assurera des écoulements à vitesses pas trop lentes et mettra en jeu des volumes de fluides permettant une bonne précision de mesure,
- il se présente sous une longueur de 1 mètre qui permet de mettre en jeu un volume d'huile au-dessus du pied capillaire assez important,
- et enfin, TotalFinaElf, partenaire de la thèse, a mis au point pour ce milieu un procédé d'altération de la mouillabilité.

## Les fluides

Le drainage étudié est un écoulement triphasique gaz/huile/eau.

Le gaz utilisé est l'air ambiant. La saumure est une solution aqueuse d'iodure de sodium (NaI), de concentration 50 g/l. L'huile minérale est la Marcol 52<sup>®</sup> (Esso<sup>®</sup>). Il s'agit d'une huile paraffinique, incolore et inodore. L'huile et la saumure sont systématiquement filtrées puis dégazées avant injection dans le milieu. L'ajout d'un sel dans l'eau a pour effet d'augmenter le coefficient d'atténuation pour obtenir une meilleure précision des mesures par gammamétrie.

Une huile brute fournie par TotalFinaElf est utilisée pour l'altération de la mouillabilité des milieux.

Les données physiques sur ces fluides sont consignées dans le tableau suivant :

	Masse volumique (kg/m <sup>3</sup> )	Viscosité (Pa.s)
Solution NaI 50 g/l	1045	1,0.10 <sup>-3</sup>
Huile minérale Marcol 52	831	11,3.10 <sup>-3</sup>
Air	1,29	1,8.10 <sup>-5</sup>
Huile brute	790	-

Tableau 2.1. Données physiques sur les fluides aux conditions de laboratoire.

Les tensions interfaciales pour le système de fluides que nous avons choisi sont données dans le tableau suivant :

	Tension interfaciale (N.m <sup>-1</sup> )
Eau-Huile*	33
Eau-Air**	72
Huile-Air***	1 à 8

\* mesure réalisée à l'aide la méthode de l'anneau [Barreau, 1996]

\*\* donnée Handbook

\*\*\* [Barreau, 1996]

Tableau 2.2. Tensions interfaciales aux conditions de laboratoire.

Le coefficient d'étalement est alors de  $C_S = \gamma_{wg} - \gamma_{wo} - \gamma_{og} = 72 - 33 - 8 = 31$ , valeur positive qui caractérise l'étalement de l'huile sur l'eau en présence d'air.

## 2.1.2. Dispositif expérimental

Le dispositif expérimental comprend un dispositif « principal » dans lequel sont effectuées les différentes injections de fluides et un dispositif parallèle d'altération de la mouillabilité des milieux.

### 2.1.2.1. Dispositif principal de drainage par gravité

Le dispositif principal est présenté en figure (2.1).

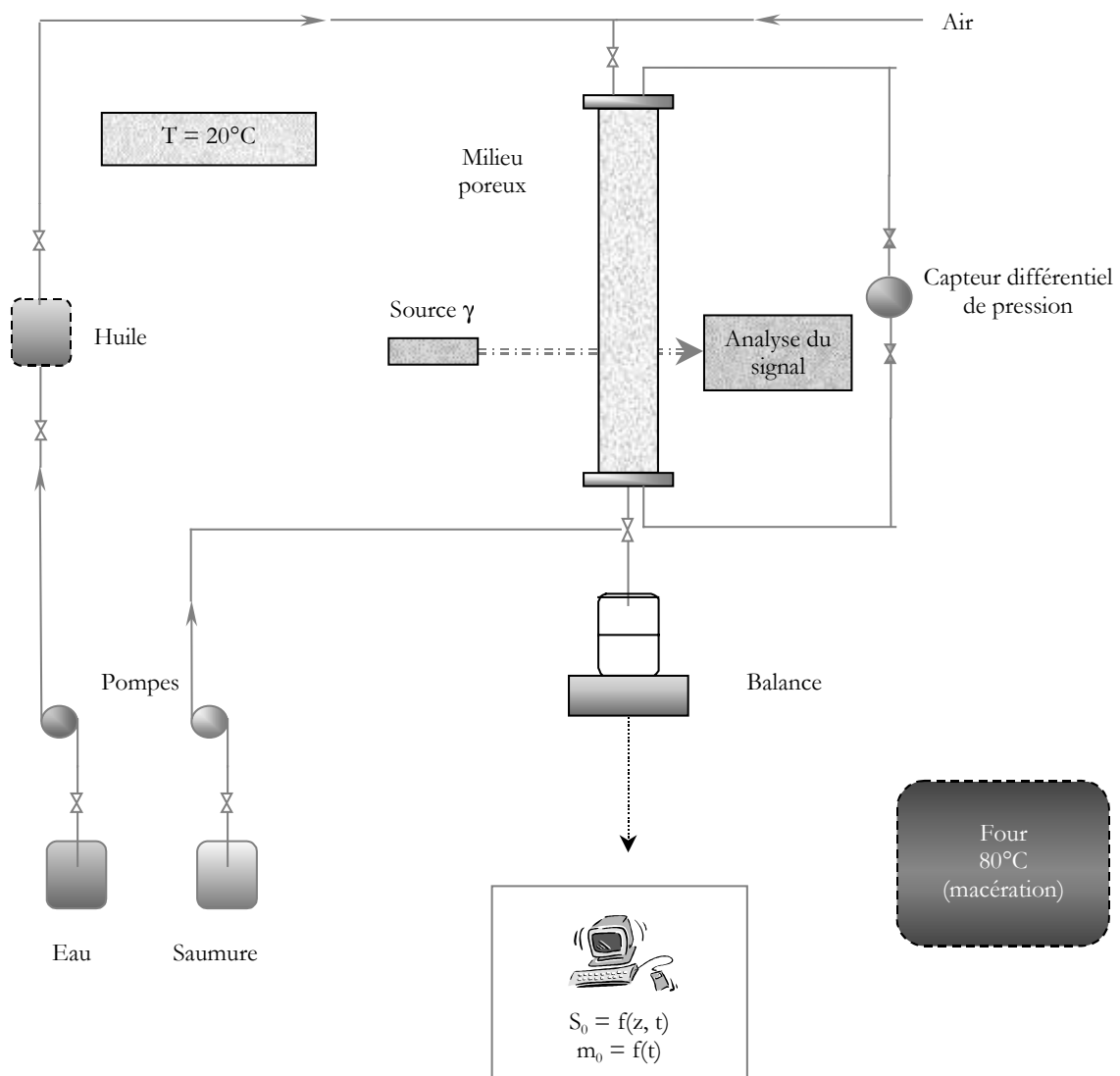


Figure 2.1. Dispositif expérimental de drainage par gravité.

Chaque milieu poreux est installé dans un support qui assure sa verticalité. Trois supports ont été ainsi réalisés, en vue de mener plusieurs essais en parallèle.

Un capteur différentiel de pression, couvrant une gamme de 0 à 3,5 bar, permet de mesurer la perte de charge dans le milieu pour la détermination des perméabilités effectives.

L'injection de saumure s'effectue par le bas du milieu, à l'aide d'une pompe volumétrique. L'huile est stockée dans un réservoir intermédiaire et sera poussée par de l'eau lorsqu'elle sera injectée par le haut du milieu.

Les effluents sont pesés en sortie du milieu. Le récipient de récupération est surmonté d'un film protecteur pour limiter tout risque d'évaporation.

Les champs de saturation sont mesurés par gammamétrie, toujours selon la même génératrice du milieu. Le dispositif de comptage des photons transmis est composé d'un scintillateur (cristal de iodure de sodium NaI), d'un photo-multiplicateur et d'un analyseur spectral multi-canaux Canberra<sup>®</sup>. L'ensemble, rendu solidaire par un montage de type étrier, est déplacé par un banc 2D conçu par Micro-Contrôle, avec une précision de positionnement de 10  $\mu\text{m}$ . Le principe de cette mesure est décrit plus loin, dans le paragraphe 2.1.2.3.

Toutes les expériences sont réalisées dans une salle thermostatée à  $20 \pm 2^\circ\text{C}$ .

### **2.1.2.2. Dispositif d'altération de la mouillabilité**

Les réservoirs présentant une grande variété de conditions de mouillabilité, des études ont été effectuées pour évaluer l'influence du vieillissement d'une huile brute sur la mouillabilité d'un milieu. Les facteurs influençant l'altération de mouillabilité sont la durée et la température du vieillissement, la composition de l'huile...

Le groupe Totalfinaelf s'est intéressé à de telles études et a fourni pour ce travail un procédé complet de macération pour le milieu utilisé : l'origine de l'huile brute, la température et la durée de vieillissement ainsi que l'indice global de mouillabilité finale sont donnés et ne feront l'objet d'aucune vérification expérimentale.



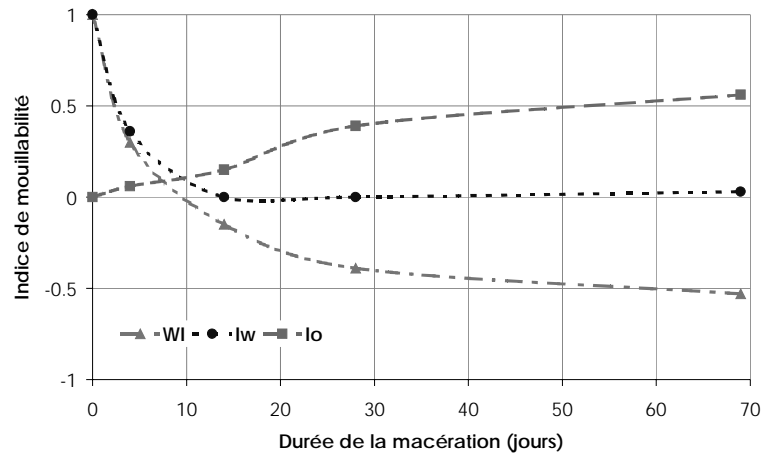


Figure 2.2. Evolution de la mouillabilité de l'Aérolith A-10 en fonction du temps de macération.

La figure 2.2 montre l'évolution de l'indice de mouillabilité au cours du temps de macération, pour une température de 80°C. L'indice de mouillabilité à l'eau  $I_w$  chute rapidement pendant les premiers jours de macération. Après quatorze jours, il devient nul. L'indice de mouillabilité  $I_o$  passe de 0 à + 0,4 en trente jours de façon quasi-linéaire. Au-delà, il n'augmente que très lentement. L'indice global WI résultant chute ainsi rapidement pendant les vingt premiers jours de macération. Après, la décroissance est nettement plus lente.

La macération suppose par ailleurs :

- l'utilisation de résines spéciales pour l'enrobage qui aient une bonne tenue en température,
- la conception et la réalisation d'un support vertical qui puisse séjourner dans l'étuve en tenant compte des variations de volume dues à la température (présence de ressorts) (figure 2.3).

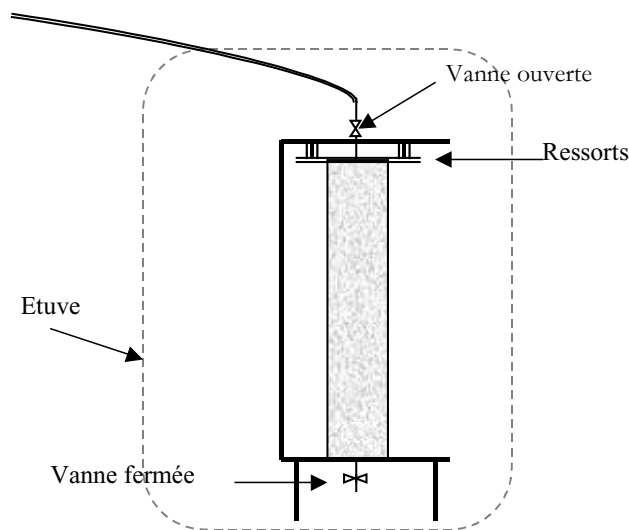


Figure 2.3. Dispositif expérimental de macération des milieux.

La procédure de macération est la suivante :

- le milieu est saturé en huile minérale en présence d'eau irréductible,
- l'huile brute est injectée dans le milieu et, par déplacement miscible, elle va peu à peu remplacer l'huile minérale,
- le milieu est placé dans l'étuve ; un tuyau souple saturé en huile brute connecte la sortie du milieu (haut) à l'extérieur de l'étuve,
- l'étuve est portée progressivement à la température de macération ; la présence du tuyau souple va permettre à l'huile brute de se dilater sans créer de montée en pression, ce qui limite fortement tout risque de fuite de fluide,
- le milieu reste à la température de macération pendant toute la durée fixée par le procédé,
- en fin de macération, avant la descente progressive de la température, un nouveau tuyau saturé en huile brute est mis en place,
- le milieu est refroidi, la présence du nouveau tuyau permet au milieu d'aspirer de l'huile brute sans laisser pénétrer l'air ;
- l'huile minérale est ensuite injectée dans le milieu et remplace, par déplacement miscible, l'huile brute.

Ce procédé d'altération de la mouillabilité par vieillissement d'une huile brute a déjà été retenue dans une étude menée par [Skurdal *et al*, 1995].

### 2.1.2.3. Description de la spectrométrie gamma

Le dispositif de mesure doit permettre d'évaluer à tout instant les saturations des phases dans le milieu poreux. Il ne doit en outre ni perturber l'écoulement ni conduire à la destruction de l'échantillon. Dans cette perspective, la spectrométrie gamma est apparue pertinente. Après un bref rappel du principe, nous montrerons son utilisation au laboratoire et commenterons la précision des mesures.

#### 2.1.2.3.1. Généralités sur la spectrométrie gamma

##### Rappels de radioactivité

Les rayons gamma sont des ondes électromagnétiques émises par une source radioactive et formées de photons. Les photons sont émis lorsque le noyau de l'élément radioactif passe de son état excité à son état fondamental. Il s'agit d'un phénomène aléatoire dont on admet qu'il obéit à une distribution de Poisson. Les sources radioactives sont caractérisées par leur activité (exprimée généralement en Curies, Ci) et par leur intensité ou énergie de rayonnement (exprimée en électrovolts, eV).

Le processus d'interaction du rayonnement gamma avec la matière dépend de l'énergie des photons incidents et du milieu traversé [Angulo-Jaramillo, 1988]. Il en existe trois :

- l'effet photoélectrique :  
les photons cèdent leur énergie, après choc, à un électron proche du noyau, d'où l'ionisation de l'atome bombardé,
- la diffusion Compton :  
un photon incident rencontrant des électrons périphériques de l'atome bombardé peut leur céder une partie de son énergie et se retrouve dévié de sa trajectoire ; l'énergie cédée et donc l'énergie rémanente du photon diffusé par l'effet Compton est une fonction de l'énergie du photon incident,
- l'effet de paires :  
Le photon incident peut se matérialiser en un électron et un positron ; ceci ne se produit pas avec une source d'Américium.

L'interaction entre les photons du rayonnement et les atomes du milieu qu'il traverse est soumis aux lois du hasard. Son rendement est donné par le rapport entre le nombre d'interactions et le nombre de particules qui traversent le milieu. La loi de Beer décrit l'atténuation d'un rayonnement radioactif traversant le matériau cible.

### Loi d'atténuation d'un rayonnement gamma : loi de Beer

Pour un faisceau incident parallèle et étroit, d'intensité  $I$  (nombre de photons par unité de temps), formé de photons gamma monoénergétiques, traversant une couche d'absorbant homogène, de masse volumique  $\rho$  et d'épaisseur  $dx$ , la variation d'intensité du faisceau est donnée par :

$$dI = -\nu\rho I dx \quad (2.1)$$

où  $\nu$  est le coefficient d'atténuation massique ( $\text{cm}^2/\text{g}$ ) qui dépend de la nature chimique du milieu et de l'énergie du faisceau incident.

L'intensité  $I$ , le taux de comptage  $N$  et la durée de comptage  $t_c$  sont reliés par :

$$N = t_c I \quad (2.2)$$

L'intégration de l'équation conduit alors à :

$$N = N_o \exp(-\nu\rho x) \quad (2.3)$$

où  $N_o$  et  $N$  désignent respectivement le taux de comptage de photons incident et celui n'ayant subi aucune altération.

La loi exponentielle d'absorption est généralisée pour un absorbant hétérogène par l'expression :

$$N = N_o \exp\left(-\sum_i \nu_i \rho_i x_i\right) \quad (2.4)$$

où  $\nu_i$ ,  $\rho_i$  et  $x_i$  désignent respectivement le coefficient d'atténuation massique, la masse volumique et la longueur équivalente de la phase  $i$ .

Elle peut être également exprimée en fonction du coefficient d'atténuation linéique  $\zeta = \nu\rho$  :

$$N = N_o \exp\left(-\sum_i \zeta_i x_i\right) \quad (2.5)$$

### Description de la source à l'Américium

La source radioactive utilisée pour cette étude est l'Américium 241 ( $\text{Am}^{241}$ ). Ses caractéristiques sont présentées en tableau 2.3. L'énergie de cette source étant inférieure à 1MeV, l'effet de paires n'a pas lieu dans l'interaction rayonnement-matière.

Radioélément	Energie	Activité	Période
Américium	59,6 keV	300 mCi	458 ans

Tableau 2.3. Caractéristiques de la source radioactive à l'Américium

La période de demi-vie de l'Américium étant de 458 ans, l'activité de cette source est donnée par :

$$a(t) = a_0 \cdot \exp\left(-\frac{t}{458} \ln 2\right) \quad (2.6)$$

où  $a_0$  et  $a(t)$  désignent respectivement l'activité initiale et celle à l'instant  $t$  (en années).

La dérive naturelle des radioéléments a pour effet de diminuer les comptages avec le temps. Ainsi, pour une période de deux à cinq mois (durée moyenne de chaque drainage dans sa totalité), les variations de comptages sont de  $1,3 \cdot 10^{-4}$  à  $6,3 \cdot 10^{-4}$ , ce qui reste négligeable.

Le dispositif de mesure est en réalité préparé pour accueillir deux sources. Ce système de mesure bi-source a fait l'objet d'une étude parallèle à cette thèse pour sa mise au point. L'autre source est le Césium (dont l'énergie de rayonnement est de 662 keV), nous devons en tenir compte car sa présence modifie le spectre d'absorption de l'Américium qui est donné en figure 2.4.

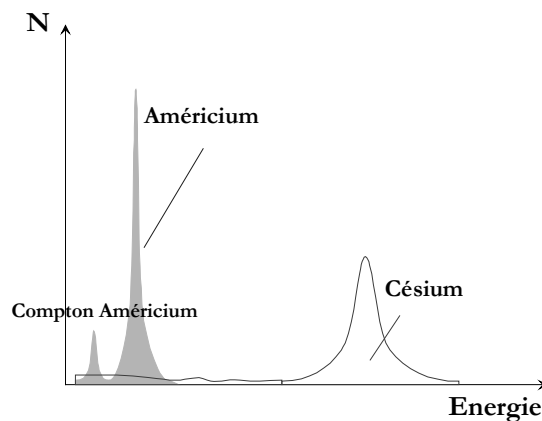


Figure 2.4. Spectres d'émission et d'absorption du rayonnement à l'Américium.

L'énergie du rayonnement émise par la source à l'Américium se répartit suivant un spectre caractérisé par deux pics : l'un est directement lié à l'énergie de la source et l'autre, d'énergie plus faible, résulte de l'effet Compton et devra être pris en compte pour la correction des comptages.

### 2.1.2.3.2. Précision de la mesure gammamétrique

L'objectif est ici de rechercher de la fiabilité des mesures lors d'un essai transitoire, non destructif et par conséquent unique. Comme dans tout travail expérimental, les sources d'erreurs de mesure sont variées, qu'elles soient accidentelles ou systématiques.

#### **Etalonnage du système de mesure**

De façon générale, l'évolution temporelle des comptages présente de fortes fluctuations qui proviennent : de l'émission aléatoire de la source, de l'électronique de mesure, de la température et la mise en régime permanent du détecteur. Les précautions à prendre pour limiter de telles dérives sont donc de contrôler la température de la salle et d'attendre que l'état stationnaire de fonctionnement du détecteur soit atteint.

La fonction de correction de l'effet Compton a pour objet de déterminer la part de l'effet Compton du Césium mesuré dans la fenêtre de l'Américium. L'hypothèse principale pour établir une telle relation est l'indépendance vis-à-vis du milieu absorbant. La fonction obtenue est :

$$N_{\text{corrigé/compton}} = N - (1.10^{-8} N^2 + 1.10^{-2} N + 513,6) \quad (2.7)$$

Afin de prendre en compte les erreurs dues aux oscillations et dérives temporelles du système de mesure, une procédure de correction des comptages est mise en place. Elle repose sur la comparaison de comptages à travers un milieu pour lequel les paramètres d'absorption du rayonnement sont constantes dans le temps. Notre « standard » est un comptage dans l'air, réalisé quotidiennement depuis le premier jour de préparation du milieu étudié. Les comptages seront corrigés suivant l'expression :

$$N_{\text{corrigé/standard}} = N_{\text{mesuré}} \cdot \frac{N_o(j=0)}{N_o(j)} \quad (2.8)$$

où  $N_0(j=0)$  et  $N_0(j)$  désignent les comptages du standard au premier jour et au jour  $j$  de la mesure.

### Erreur sur la mesure des comptages

Les fluctuations statistiques obéissent à une loi de Poisson de moyenne de  $N$  et d'écart type  $\sqrt{N}$ . L'erreur relative qui en résulte est alors :

$$\frac{\Delta N}{N} = \frac{1}{\sqrt{N}} \quad (2.9)$$

La précision de la mesure dépend donc du temps de comptage : plus ce temps est long, plus le comptage  $N$  est grand et meilleure est la mesure. En particulier, pour obtenir une incertitude relative de 1%, il faut adopter un temps de comptage des photons transmis tel que le comptage soit de 10000 coups et tel qu'il soit compatible avec les vitesses d'évolution des phénomènes transitoires étudiés.

Nous avons donc adopté pour nos mesures des temps de comptage de 1 à 1,5 minutes qui permettent de suivre l'évolution des profils de saturation au cours du drainage et qui garantissent un minimum de 10000 coups sur les comptages associés. Pour les mesures en statique, les temps de comptages peuvent être plus longs.

### 2.1.3. Procédures expérimentales

Deux procédures expérimentales sont mises en place, selon que l'on réalise un drainage par gravité triphasique air/huile/eau ou diphasique huile/air.

#### Drainage huile/air en présence d'eau irréductible

La procédure expérimentale est la suivante :

1. Milieu sec :

- Vérification de l'homogénéité par gammamétrie selon deux génératrices,

2. Préparation du milieu :

- Mise en place des flasques d'injection,
- Recouvrement de la face latérale avec de la colle et de la résine époxy (étanchéité) qui résistent à la température de macération,

3. Saturation du milieu en CO<sub>2</sub> (*injection d'environ dix volumes de pores*) :
  - Pesée du milieu,
4. Saturation du milieu en saumure (*injection d'environ cinq volumes de pores*) :
  - Pesée du milieu et mesure de la porosité globale,
  - Mesure de la porosité  $\phi$  par gammamétrie et de la perméabilité absolue à l'eau  $k_w$ ,
5. Drainage à l'huile et mise en place de la saturation en eau irréductible  $S_{wi}$  (*injection de deux volumes de pores*) :
  - Mesure du champ de saturation en eau irréductible par gammamétrie,
  - Mesure de la perméabilité effective à l'huile  $k_o@S_{wi}$  en présence d'eau irréductible,
6. Macération éventuelle du milieu
7. Drainage par gravité à l'air :
  - Suivi au cours du temps
  - des profils de saturations en huile,
  - de la récupération en huile.

Les milieux seront baptisés M0, M4, M14, M28 et M69, dénomination où le nombre représente la durée en jours de la macération.

### **Drainage huile/air**

La procédure expérimentale précédente est légèrement modifiée :

1. Milieu sec :
  - Vérification de l'homogénéité par gammamétrie,
2. Préparation du milieu :
  - Mise en place des flasques d'injection,
  - Recouvrement de la face latérale avec de la colle et de la résine (étanchéité),
3. Saturation en huile après obtention du vide dans le milieu :
  - Pesée du milieu et mesure de la porosité globale,
  - Mesure de la porosité  $\phi$  par gammamétrie et de la perméabilité absolue à l'huile  $k_o$ ,
4. Macération éventuelle du milieu
5. Drainage par gravité à l'air :
  - Suivi au cours du temps
  - des profils de saturations en huile,
  - de la récupération en huile.

Les milieux seront baptisés X0 et X14, dénomination où le nombre représente la durée en jours de la macération.



Remarque :

La pression capillaire est nulle en sortie du milieu (par ajustement à une même hauteur du flasque de sortie et de l'extrémité du tubing par lequel s'écoulent les effluents).

## 2.1.4. Programme expérimental

L'objectif est de réaliser des drainages par gravité huile/air, en présence d'eau irréductible, de façon à balayer l'ensemble de la plage de mouillabilité, et surtout la zone de mouillabilité intermédiaire qui correspond davantage à la mouillabilité des réservoirs.

Pour compléter cette étude, deux drainages huile/air sans eau irréductible et un drainage eau/air, ont été réalisés.

### □ Drainage huile/air en présence d'eau irréductible

Cinq milieux ont été préparés avec des temps de macération variant de 0 à 69 jours. A l'issue de la macération, les conditions de mouillabilité des milieux sont les suivantes :

Désignation du milieu		M0	M4	M14	M28	M69
Temps de macération		0 jour	4 jours	14 jours	28 jours	69 jours
Indice de mouillabilité	$I_w$	1	0,36	0	0	0,03
	$I_o$	0	0,06	0,15	0,39	0,56
	WI	+ 1	+ 0,3	-0,15	- 0,39	-0,53

Tableau 2.4. Indice global de mouillabilité en fonction du temps de macération.

### □ Drainage huile/air sans eau irréductible

Deux milieux ont été préparés avec des temps de macération de 0 et de 14 jours.

Temps de macération	0 jour	14 jours
Mouillabilité	originelle	altérée

Tableau 2.5. Mouillabilité du milieu en fonction du temps de macération.

## 2.1.5. Principes des mesures expérimentales

### 2.1.5.1. Mesure de la porosité par pesée

La porosité des échantillons est évaluée à l'aide de la relation suivante :

$$\Phi = \frac{m_{\text{sec}} - m_{\text{saturé}}}{\rho_w \cdot V} \quad (2.10)$$

où  $m_{\text{sec}}$  et  $m_{\text{saturé}}$  représentent la masse des échantillons sec et saturé en fluide,  $\rho$  est la masse volumique du fluide et  $V$  le volume de l'échantillon.

### 2.1.5.2. Mesure de la porosité et des saturations par gammamétrie.

Les mesures de porosité et de saturation sont réalisées à partir de l'atténuation d'un rayonnement gamma.

Un rayonnement provenant de la source traverse le milieu poreux qui l'absorbe partiellement selon la loi de Beer :

$$N = N_0 \cdot \exp\left(-\sum_i \zeta_i x_i\right) \quad (2.11)$$

où d'une part,  $i$ ,  $\zeta_i$ ,  $x_i$ , désignent respectivement l'indice, le coefficient d'atténuation et l'épaisseur équivalente de la phase  $i$  et, d'autre part,  $N_0$  et  $N_1$  sont les nombres de photons respectivement émis par la source et transmis.

Les comptages effectués pour un essai de drainage par gravité en conditions triphasiques sont les suivants :

- Comptage  $N_1$  sur milieu sec

$$N_1 = N_0 \cdot \exp(-\zeta_\sigma x_\sigma) \quad (2.12)$$

- Comptage  $N_2$  sur milieu saturé en saumure :

$$N_2 = N_0 \cdot \exp(-\zeta_\sigma x_\sigma - \zeta_w x_w) \quad (2.13)$$

- Comptage  $N_3$  sur milieu saturé en huile en présence d'eau irréductible :

$$N_3 = N_0 \cdot \exp(-\zeta_\sigma x_\sigma - \zeta_w x_w - \zeta_o x_o) \quad (2.14)$$

- Comptage  $N'_3$  sur milieu saturé en huile à la saturation irréductible en eau après macération :

$$N'_3 = N_0 \cdot \exp(-\zeta_\sigma x_\sigma - \zeta_w x_w - \zeta_o x_o) \quad (2.15)$$

- Comptage  $N_4$  sur milieu saturé en huile, en saumure et en air (drainage par gravité) :

$$N_4 = N_0 \cdot \exp(-\zeta_\sigma x_\sigma - \zeta_w x_w - \zeta_o x_o - \zeta_g x_g) \quad (2.16)$$

L'indice «  $\sigma$  » se réfère à la phase solide, « w » à la saumure, « o » à l'huile, « g » au gaz ; « l » représente l'épaisseur de milieu poreux traversé par le rayonnement.

La comparaison de ces comptages permet alors de déduire les grandeurs recherchées, en faisant l'hypothèse que l'absorption de l'air peut être négligée.

Les coefficients d'absorption  $\zeta_w$  et  $\zeta_o$  sont déterminés par ailleurs de façon expérimentale : les mesures sont réalisées à partir des effluents recueillis en sortie du milieu et sur tous les milieux. Les valeurs obtenues sont à peu près les mêmes sur tous les milieux et donc seulement résumées en tableau 2.6.

	Saumure	Huile avant macération	Huile après macération
Coefficient d'atténuation	$\approx 0,50 \text{ cm}^{-1}$	$\approx 0,16 \text{ cm}^{-1}$	$\approx 0,16 \text{ cm}^{-1}$

Tableau 2.6 : Coefficients d'atténuation de l'huile et de la saumure.

- A partir des comptages  $N_1$  et  $N_2$  et en remarquant que :

$$x_w = l\phi \quad (2.17)$$

la **porosité** est donnée par :

$$\phi = \frac{1}{l\zeta_w} \ln\left(\frac{N_1}{N_2}\right) \quad (2.18)$$

- A partir des comptages  $N_2$  et  $N_3$  et en remarquant que :

$$x_w = l\phi S_w \quad (2.19)$$

$$x_o = l\phi S_o \quad (2.20)$$

$$S_w + S_o = 1 \quad (2.21)$$

la **saturation en eau irréductible** est donnée par :

$$S_{wi} = \frac{1}{l\phi(\zeta_w - \zeta_o)} \ln\left(\frac{N_2}{N_3}\right) + 1 \quad (2.22)$$

- De même, à partir des comptages  $N_2$  et  $N'_3$ , la **saturation en eau irréductible après macération** est donnée par :

$$S_{wi} = \frac{1}{l\phi(\zeta_w - \zeta_o)} \ln\left(\frac{N_2}{N'_3}\right) + 1 \quad (2.23)$$

- A partir des comptages  $N_1$  et  $N_4$  et en remarquant que :

$$x_w = l\phi S_w \quad (2.24)$$

$$x_o = l\phi S_o \quad (2.25)$$

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (2.26)$$

et que :

$$S_w = S_{wi} \quad (2.27)$$

car l'eau est supposée immobile, la **saturation en huile au cours du drainage gravitaire** est donnée par :

$$S_o = \frac{1}{l\phi\zeta_o} \ln\left(\frac{N_1}{N_4}\right) - \frac{\zeta_w}{\zeta_o} S_{wi} \quad (2.28)$$

La saturation en gaz est déduite de :

$$S_g = 1 - S_o - S_{wi} \quad (2.29)$$

*Remarque*

*La saturation en huile  $S_o$  au cours du drainage gravitaire peut être également déduite des comptages  $N'_3$  et  $N_4$ . Elle est alors donnée par :*

$$S_o = S_o @ S_{mi} + \frac{1}{l\phi\zeta_o} \ln\left(\frac{N'_3}{N_4}\right) \quad (2.30)$$

### Cas du drainage par gravité gaz/huile

Dans le cas d'un drainage par gravité huile/air sans eau irréductible, les comptages sont les suivants :

- Comptage  $N_1$  sur milieu sec

$$N_1 = N_0 \cdot \exp(-\zeta_\sigma x_\sigma) \quad (2.31)$$

- Comptage  $N_2$  sur milieu saturé en huile :

$$N_2 = N_0 \cdot \exp(-\zeta_\sigma x_\sigma - \zeta_o x_o) \quad (2.32)$$

- Comptage  $N'_2$  sur milieu saturé en huile après macération :

$$N'_2 = N_0 \cdot \exp(-\zeta_\sigma x_\sigma - \zeta_o x_o) \quad (2.33)$$

- Comptage  $N_3$  sur milieu saturé en huile et en air (drainage par gravité) :

$$N'_3 = N_0 \cdot \exp(-\zeta_\sigma x_\sigma - \zeta_w x_w - \zeta_o x_o) \quad (2.34)$$

La **porosité** est déduite de :

$$\phi = \frac{1}{\ln \zeta_o} \ln \left( \frac{N_1}{N_2} \right) \quad (2.35)$$

La **saturation en huile au cours du drainage par gravité** est donnée par :

$$S_o = \frac{1}{\ln \phi \zeta_o} \ln \left( \frac{N_1}{N_3} \right) \quad (2.36)$$

ou bien par :

$$S_o = 1 - \frac{1}{\ln \phi \zeta_o} \ln \left( \frac{N_1}{N'_2} \right) \quad (2.37)$$

### 2.1.5.3. Mesure de la perméabilité absolue

La perméabilité du milieu est obtenue application de la loi de Darcy (cf paragraphe 1.1.1.2) :

$$\frac{Q_\alpha}{A} = -\frac{k}{\mu_\alpha} \left( \frac{\Delta P_\alpha}{L} - \rho_\alpha g \right) \quad (2.38)$$

Ainsi, la perméabilité effective à l'eau est donnée par :

$$\frac{Q_w}{A} = \frac{k_w}{\mu_w} \left( \frac{\Delta P_w}{L} - \rho_w g \right) \quad (2.39)$$

Et, la perméabilité effective à l'huile à la saturation en eau irréductible est donnée par :

$$\frac{Q_o}{A} = \frac{k_o @ S_{wi}}{\mu_o} \left( \frac{\Delta P_o}{L} - \rho_o g \right) \quad (2.40)$$

Pour différents débits d'injection d'eau ou d'huile, décroissants puis croissants, la perte de charge le long du milieu est mesurée à l'aide du capteur différentiel.

Le tracé de la courbe  $\Delta P_i = f(Q_i)$  fournit une droite dont la pente vaut  $\frac{Q_i \cdot \mu_i \cdot L}{A \cdot k_i}$ .

## 2.2. Interprétation des expériences de drainage par gravité

L'objectif de ce paragraphe est de décrire l'ensemble des données expérimentales obtenues pour un essai de drainage par gravité. Chaque essai comporte deux étapes :

- la caractérisation du milieu,
- la réalisation du drainage par gravité.

Toutes les étapes sont détaillées ici pour le milieu ayant macéré 4 jours (milieu M4). Cette présentation faite ici de façon détaillée nous permettra dans le chapitre 4 de dresser un bilan sur l'ensemble des essais en énonçant uniquement les résultats essentiels.

### 2.2.1. Caractérisation des milieux

Le profil obtenu par gammamétrie confirme la bonne **homogénéité** du milieu, malgré les effets d'extrémités, probablement liés au procédé de fabrication de ces échantillons.

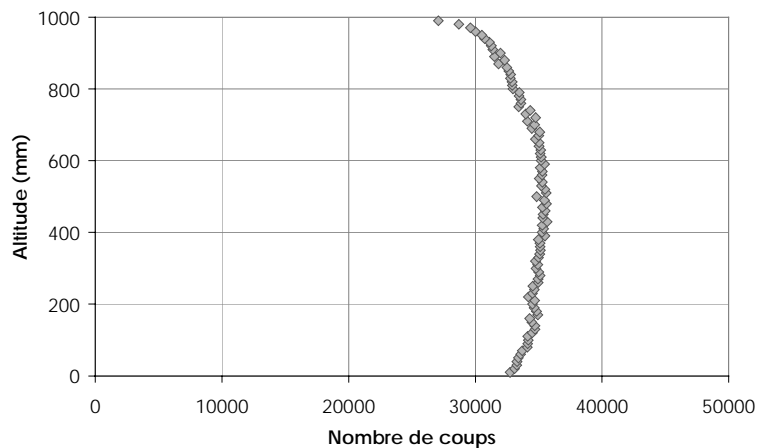


Figure 2.5. Homogénéité du milieu « M4 ».

Le champ de **porosité** est un peu dispersé : les valeurs locales oscillent entre 31 et 42%. La moyenne se situe autour de 37%, valeur cohérente avec celle estimée par pesée qui est de 38%.

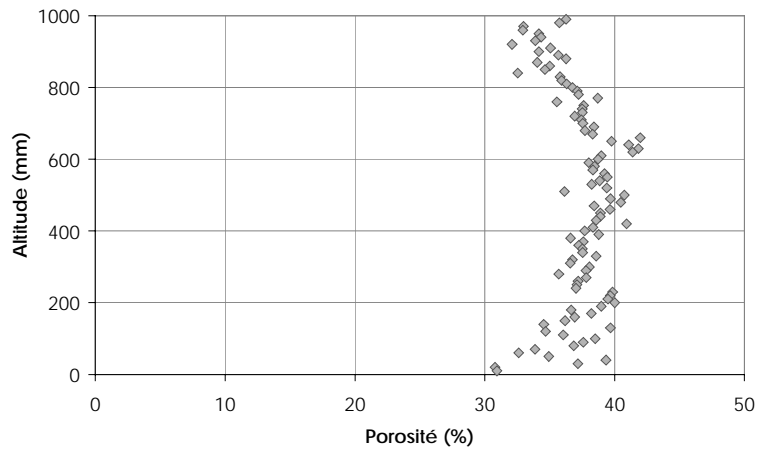


Figure 2.6. Champ de porosité du milieu « M4 ».

Le milieu est correctement saturé puisque la perméabilité mesurée pour les débits croissants de saumure est sensiblement identique à celle mesurée pour les débits décroissants. La valeur moyenne de la **perméabilité effective à l'eau** est estimée à 5,16 D.

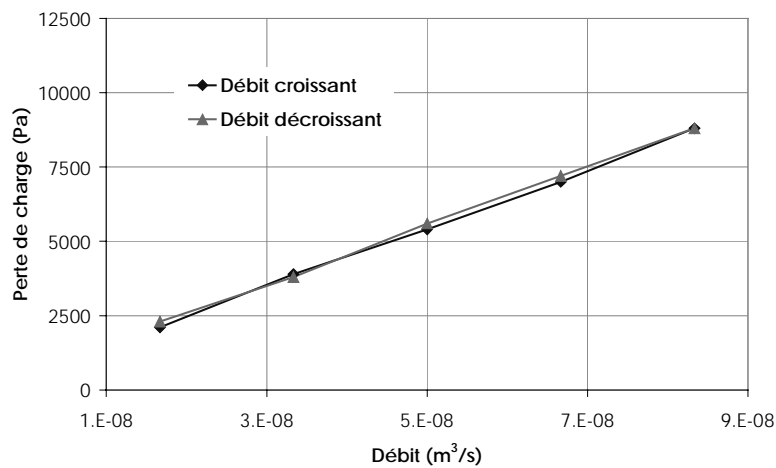


Figure 2.7. Détermination de la perméabilité effective à l'eau du milieu « M4 ».

A l'issue du drainage à l'huile, les champs de saturation en eau et en huile sont assez uniformes. La **saturation irréductible moyenne en saumure** est de 20,4% et celle de l'huile de 79,6%.

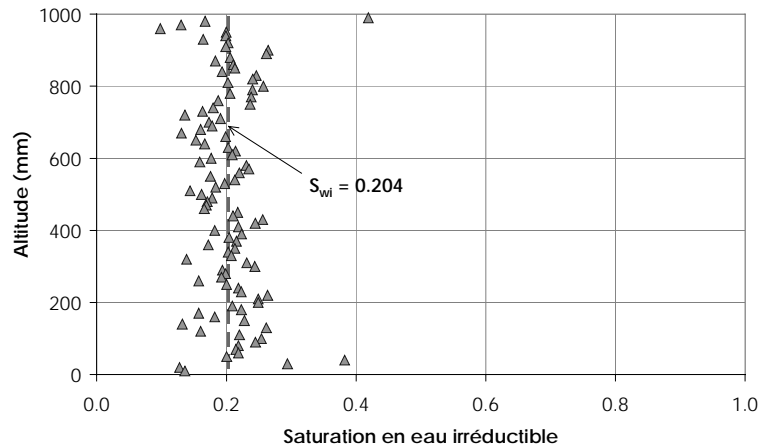


Figure 2.8. Champ de saturation en eau irréductible du milieu « M4 ».

La **perméabilité effective à l'huile en présence d'eau irréductible**  $k_o@S_{wi}$  est de 3,19 Darcy.

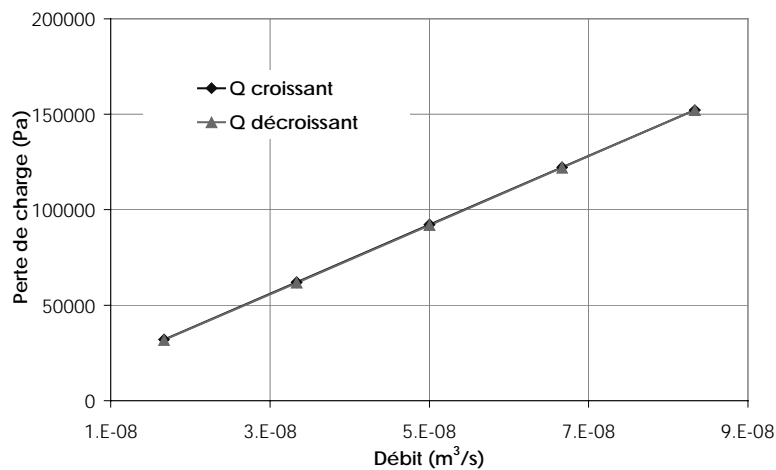


Figure 2.9. Détermination de la perméabilité à l'huile en présence d'eau irréductible du milieu « M4 ».

L'huile brute est alors injectée dans le milieu pour remplacer l'huile minérale. Pendant cette phase, aucune eau n'est produite. Le milieu est ensuite placé dans une étuve pendant 4 jours. A l'issue de cette macération, l'huile brute est remplacée par l'huile minérale. Là encore, aucune eau n'est produite en sortie du milieu.



Le champ de saturation en eau irrédudible semble plus dispersé après la macération mais les valeurs moyennes sont très voisines. L'écart observé entre les valeurs avant (20,4%) et après (19,8%) macération relève davantage de la précision de la mesure par gammamétrie.

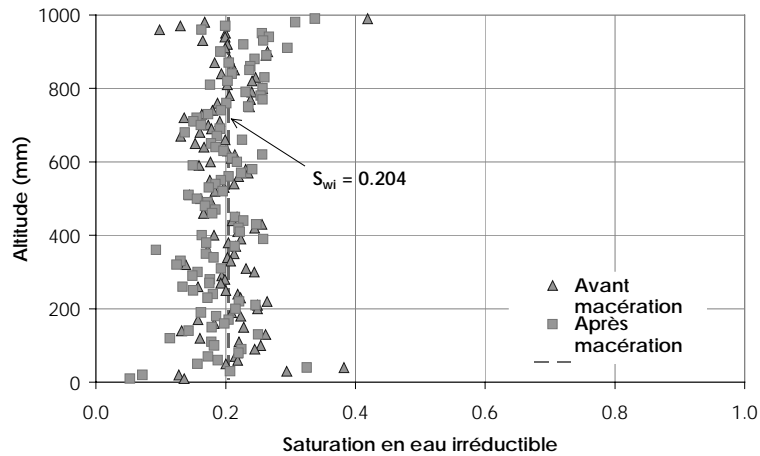


Figure 2.10. Champ de saturation en eau irrédudible du milieu « M4 » après macération.

La perméabilité effective à l'huile en présence d'eau irrédudible  $k_o@S_{wi}$  est mesurée après macération : elle est passée de 3,19 Darcy à 3,40 Darcy. L'huile minérale injectée après macération est en contact avec l'huile brute précédemment en place, qui est moins visqueuse : ce mélange a donc une viscosité plus faible, ce qui explique l'augmentation de perméabilité.

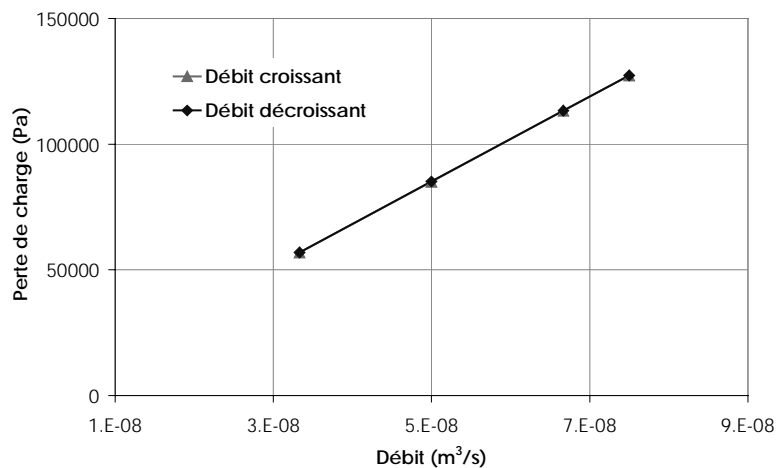


Figure 2.11. Détermination de la perméabilité à l'huile en présence d'eau irrédudible après macération du milieu « M4 ».

*Remarque*

*A l'aide d'un viscosimètre à cylindre coaxiaux thermostaté à 30°C, la viscosité de l'huile en sortie du milieu « M4 » a été mesurée. La valeur obtenue est de 10,4 cP : la perméabilité à l'huile en présence d'eau irréductible  $k_{o@S_{ni}}$  après macération peut être alors ramenée à 3,13 Darcy. Elle n'a donc que très légèrement varié pendant la macération. Ces mesures ont été reproduites sur d'autres milieux et ont conduit aux mêmes conclusions.*

## 2.2.2. Drainage par gravité

La courbe de récupération constitue une donnée très importante du drainage par gravité puisque, compte tenu de l'appareillage utilisé (balance), elle peut être considérée comme très précise.

Elle peut être exprimée sous la forme d'une masse en fonction du temps. Mais un but de comparaison des différents essais, nous optons également pour une représentation de type fraction d'huile récupérée ou fraction d'huile récupérable en fonction d'un temps adimensionnel.

La fraction d'huile récupérée est le rapport du volume d'huile récupérée au volume d'huile initialement en place. La fraction d'huile récupérable est le rapport du volume d'huile récupérée au volume d'huile mobile.

Le temps adimensionnel s'exprime de la façon suivante :

$$t_{ad} = \frac{\mu}{\rho.k} t \quad (2.41)$$

où  $t_{ad}$ ,  $\frac{\rho.k}{\mu}$  et  $t$  sont respectivement le temps adimensionnel, le temps de référence et le temps vrai.

Par ailleurs, une représentation avec une échelle logarithmique des temps permet de mieux visualiser les écoulements aux faibles vitesses.

A titre d'exemple, la courbe de récupération pour le milieu « X4 » est présentée ci-après de différentes façons.

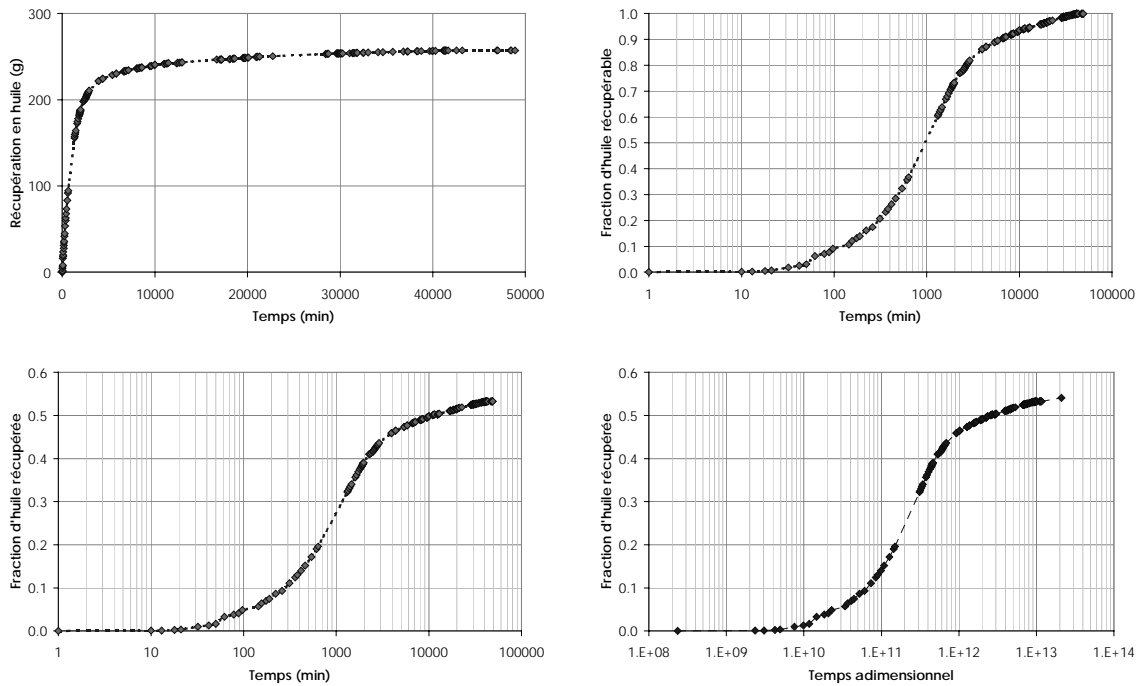


Figure 2.12. Les différentes représentations pour la courbe de récupération expérimentale lors du drainage par gravité sur le milieu « M4 ».

Les profils de saturation obtenus directement par traitement des comptages de gammamétrie sont baptisés **profils bruts de saturations**.

Les profils bruts de saturation présentent l'allure suivante :

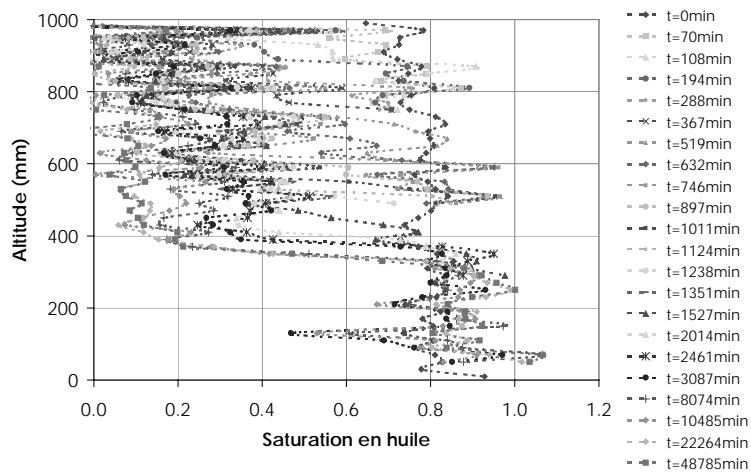


Figure 2.13. Profils bruts de saturation lors du drainage par gravité sur le milieu « M4 ».

En réalisant un bilan de matière à partir des profils de saturation, il est possible de reconstituer la courbe de récupération en huile.

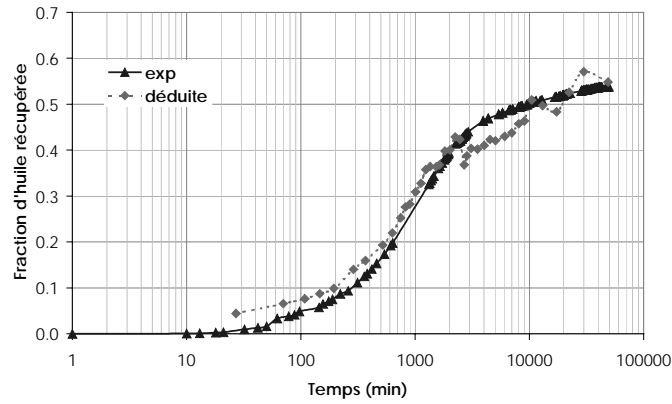


Figure 2.14. Courbes de récupération expérimentale et déduite des profils bruts de saturation lors du drainage par gravité sur le milieu « M4 ».

A ce stade, on sélectionne un certain nombre de profils bruts assurant la bonne cohérence entre les courbes de récupération expérimentale et déduite.

Les profils bruts ne sont pas directement exploitables : l'allure « dentelée » induit des changements de pente qui sont dénués de signification physique. Ils sont donc lissés « manuellement » (i.e. sans macro ou logiciel), en veillant à ce que l'écart au bilan de matière (profils bruts/profils lissés) soit inférieur à 8% (en moyenne, inférieur à 4%) et en essayant de générer un profil lissé dont le point de récupération déduit par bilan matière approchera le mieux la courbe expérimentale. Nous obtenons alors les **profils lissés de saturations**.

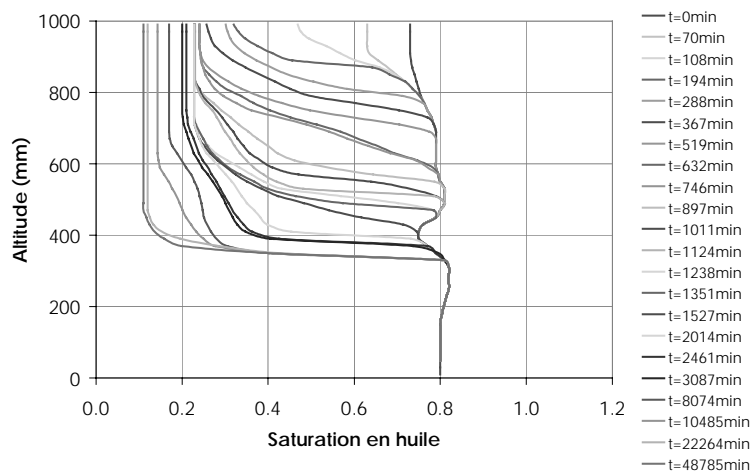


Figure 2.15. Profils lissés de saturation lors du drainage par gravité sur le milieu « M4 ».

De même que pour les profils bruts, un bilan de matière à partir des profils lissés de saturation permet de reconstituer la courbe de récupération en huile.

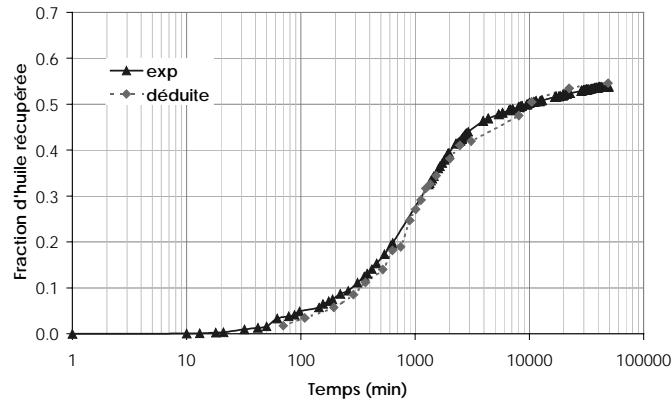


Figure 2.16. Courbes de récupération expérimentale et déduite des profils lissés de saturation lors du drainage par gravité sur le milieu « M4 ».

Enfin, le dernier profil, stabilisé, lissé, permet de reconstituer la courbe de **pression capillaire air/huile** sous la forme d'une fonction ne dépendant que de la saturation en huile, à partir de la relation :

$$P_c^{go}(S_o) = (\rho_o - \rho_g)gh(S_o) \quad (2.42)$$

où  $S_o$ ,  $P_c^{go}(S_o)$ ,  $\rho_o$ ,  $\rho_g$ ,  $g$  et  $h(S_o)$  désignent respectivement la saturation en huile, la pression capillaire huile/air, la masse volumique de l'huile et celle de l'air, l'accélération de pesanteur et la position du profil stabilisé.

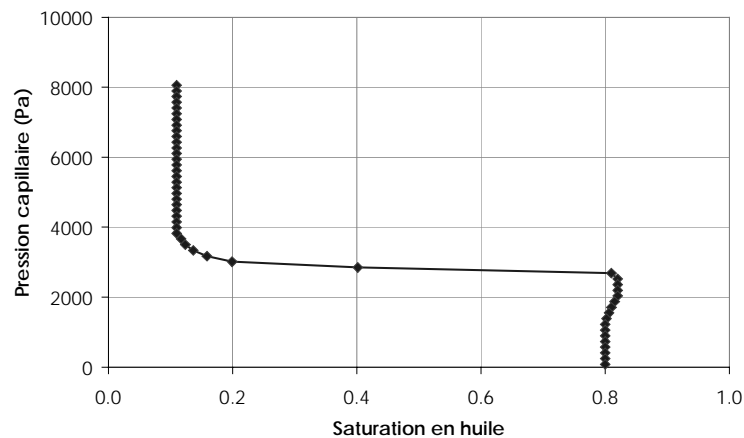


Figure 2.17. Courbe de pression capillaire pour le milieu « M4 ».

A partir de cette courbe, nous identifions la **saturation résiduelle en huile** et la hauteur du **ped capillaire**.

### 2.2.3. Réflexion sur la précision de mesure par gammamétrie

Les données expérimentales obtenues par gammamétrie présentent un bruit expérimental qui est inhérent au système de mesure. La précision est estimée à 2 ou 3 points de porosité ou de saturation.

Les milieux ayant macéré présentent cependant des profils de saturation fortement bruités. Ceci est visible sur le profil de saturations en eau irréductible après macération mais aussi sur tous les comptages pendant le drainage par gravité (Figure 2.18).

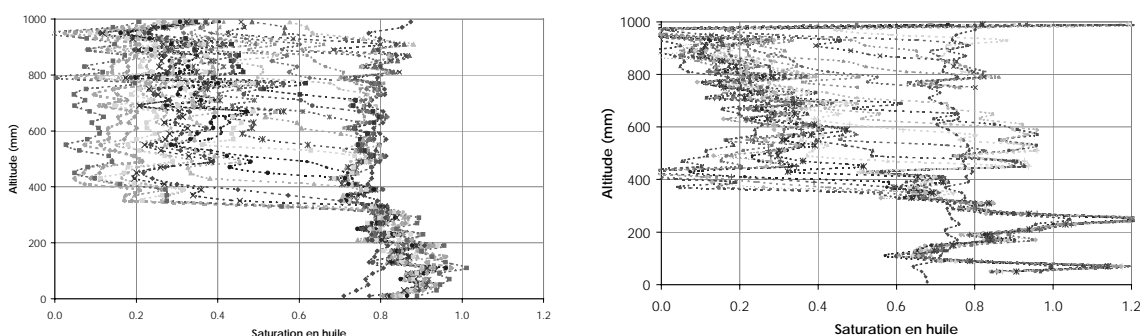


Figure 2.18. Illustration du bruitage expérimental : profils de saturation d'un milieu non macéré (à haut) et macéré (en bas).

Ce bruit peut être dû :

- à une erreur de mesure liée à la gammamétrie,
- à une modification de l'enrobage (résine) pendant la macération,
- à des hétérogénéités du milieu,
- à la mise en mouvement de l'eau irréductible.

Les moyens disponibles au laboratoire pendant la thèse ne permettent pas de montrer si une nouvelle répartition des phases s'opère après macération. Nous maintenons donc l'hypothèse que l'eau reste immobile.

Nous rappelons qu'un comptage sur un « standard » est effectué quotidiennement, ce qui permet de prendre en compte une éventuelle dérive de la source depuis le premier jour de préparation du milieu étudié.

Une étude portant sur l'évolution de la résine en température a été réalisée sur un échantillon d'Aérolith A-10. Celui-ci a été préparé dans les mêmes conditions que celles des milieux (enrobage avec de la colle grise et de la résine armée de fibre de verre) puis mis dans l'étuve à 80°C. Des comptages par gammamétrie de face et de côté contrôlent l'état de la résine.

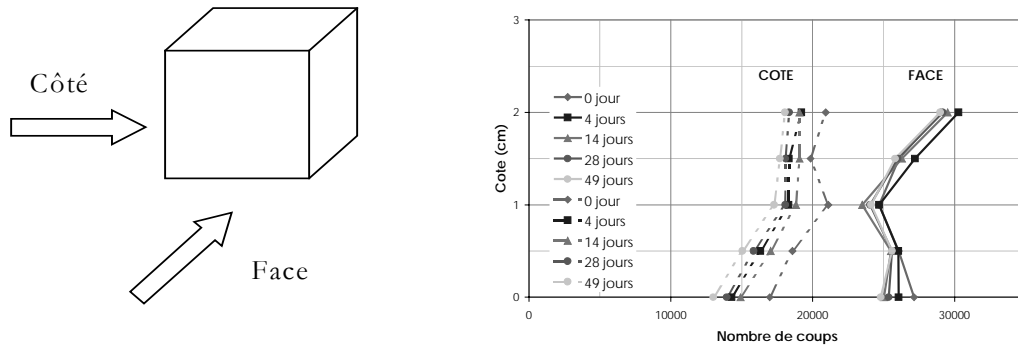


Figure 2.19. Test destiné à montrer l'évolution de la résine en température.  
(a) Echantillon (b) Evolution des comptages sur l'échantillon au cours du temps.

La mise en température modifie les propriétés de la résine sans que l'on puisse déduire une tendance nette de variation. Nous nous interrogeons également sur l'action de l'huile brute sur la résine qui pourrait être à l'origine de sa modification mais aucun test n'a été mené sur ce point.

Pour corriger au mieux la modification de la résine pendant la macération, le comptage après macération est utilisé comme nouvel état de référence et la saturation en huile est calculée d'après les équations (2.30) (en triphasique) ou (2.37) (en diphasique) présentée au paragraphe 2.1.5.2. Ceci a pour effet de diminuer le bruit observé sur les profils (Figure 2.20).

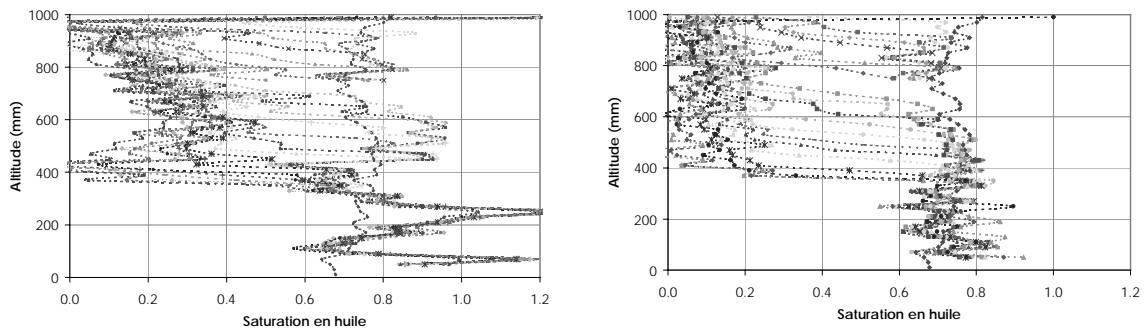


Figure 2.20. Illustration du bruitage expérimental d'un milieu macéré : profils de saturation avec référence avant macération (à gauche) et référence après macération (à droite).

Le bruit expérimental reste cependant important, notamment dans le pied capillaire. Nous pouvons déjà nous interroger sur les conséquences d'un tel bruitage sur la détermination des perméabilités relatives. Une étude spécifique sera menée dans le chapitre suivant.



## Chapitre 3

# Détermination des perméabilités relatives lors d'un drainage par gravité

*L'objectif de ce chapitre est de décrire les méthodes de détermination des perméabilités relatives utilisées pour l'interprétation des drainages par gravité. Nous avons d'une part développé un calcul semi-analytique de la perméabilité relative à l'huile qui repose sur la modélisation physique du drainage par gravité. Les données nécessaires sont, outre les caractéristiques géométriques et pétrophysiques des milieux, les profils de saturations ainsi que la courbe de pression capillaire. Cette méthode baptisée « semi-analytique » fait d'abord l'objet d'un travail de validation à partir de drainages par gravité simulés numériquement. Puis nous évaluons l'influence du bruit expérimental des profils de saturation sur la courbe de perméabilité relative. D'autre part, nous avons utilisé un code de simulation diphasique en milieu poreux (Z2C) développé par TotalFinaElf. Ce code est associé à une boucle d'optimisation (CAROPT) qui permet de caler les mesures simulées avec les mesures expérimentales (par exemple, la récupération et les profils de saturation) pour déterminer les courbes de perméabilités relatives et la courbe de pression capillaire. Cette méthode dite « inverse » nécessite en revanche une estimation initiale des courbes de perméabilités relatives et de pression capillaire : une étude préalable sur les conditions d'initialisation est donc menée.*

<b>3. DETERMINATION DES PERMEABILITES RELATIVES LORS D'UN DRAINAGE PAR GRAVITE.....</b>	<b>75</b>
<b>3.1. Méthode semi-analytique.....</b>	<b>77</b>
3.1.1. Description de la méthode semi-analytique.....	77
3.1.1.1. Modèle physique.....	77
3.1.1.2. Expression semi-analytique de la perméabilité relative à l'huile.....	79
3.1.1.3. Calcul numérique de la perméabilité relative.....	82
3.1.2. Validation de la méthode semi-analytique.....	83
3.1.2.1. Préambule : description et utilisation d'un code de simulation d'écoulement diphasique en milieu poreux.....	84
3.1.2.2. Résultats de l'étude de validation de la méthode semi-analytique.....	85
3.1.3. Influence du bruit expérimental sur la détermination des perméabilités relatives.....	89
3.1.3.1. Influence d'un bruit lié à la gammamétrie.....	91
3.1.3.2. Influence du bruit expérimental observé.....	92
3.1.3.3. Conclusions.....	94
<b>3.2. Méthode inverse.....</b>	<b>94</b>
3.2.1. Description du code de simulation CAROPT.....	95
3.2.1.1. Description de Z2C.....	96
3.2.1.2. Description de CAROPT.....	98
3.2.2. Influence de l'initialisation sur l'inversion.....	99
3.2.2.1. Etude préliminaire de la pondération des paramètres.....	99
3.2.2.1.1. Etude de la fonction objectif de récupération $J_o$ .....	100
3.2.2.1.2. Etude de la fonction objectif de profils $J_{pr}$ .....	103
3.2.2.1.3. Conclusion : choix de la pondération globale.....	104
3.2.2.2. Influence de l'initialisation de l'inversion sur la solution finale.....	105
3.2.2.2.1. Influence de la pondération individuelle de récupération.....	106
3.2.2.2.2. Influence de l'initialisation de la pression capillaire.....	108
3.2.2.2.3. Influence de l'initialisation de la perméabilité relative à l'huile.....	109
3.2.2.2.4. Influence de la prise en compte du profil final en tant qu'observable.....	110
3.2.3. Conclusion : application de la méthode inverse aux résultats expérimentaux.....	112
<b>3.3. Conclusion.....</b>	<b>112</b>

## 3.1. Méthode semi-analytique

### 3.1.1. Description de la méthode semi-analytique

La méthode semi-analytique repose sur l'écriture d'un modèle physique qui décrit le drainage par gravité étudié ici. Le traitement des équations permettra alors de trouver une expression de la perméabilité relative à l'huile. Après un schéma numérique simple, une expression discrétisée sera obtenue ; le traitement des données sera informatisé à l'aide d'un code numérique.

#### 3.1.1.1. Modèle physique

Nous avons introduit au chapitre 1 la modélisation du drainage par gravité dans le cadre des écoulements polyphasiques en milieu poreux.

Ainsi, le drainage par gravité peut être décrit par un système d'équations comprenant les équations de Darcy généralisées, les équations de continuités, les équations d'état et une relation de pression capillaire.

Nous faisons de plus l'hypothèse que l'écoulement est unidirectionnel vertical descendant. Le diamètre (5cm) des milieux peut être en effet considéré comme petit devant la longueur (1m) et les seules forces mises en jeu hormis les forces capillaires sont les forces de gravité qui sont dans le sens de l'écoulement.

Les indices « g », « o » et « w » sont, dans ce qui suit, relatifs aux phases respectivement gaz, huile et eau.

Les équations de Darcy généralisées sont :

$$\nabla \mathbf{v}_i = - \frac{k k_{ri}}{\mu_i} (\nabla p_i - \rho_i \mathbf{g}) \quad \text{pour } i = g, o, w \quad (3.1)$$

Les équations de continuité sont :

$$\nabla(\rho_i \mathbf{v}_i) + \phi \frac{\partial(\rho_i S_i)}{\partial t} = 0 \quad \text{pour } i = g, o, w \quad (3.2)$$

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad (3.3)$$

Les équations d'état sont :

$$\rho_i = \rho_i(p_i, T) \quad \text{pour } i = g, o, w \quad (3.4)$$

$$\mu_i = \mu_i(p_i, T) \quad \text{pour } i = g, o, w \quad (3.5)$$

La pression capillaire s'écrit :

$$p_g - p_o = P_c^{go} \quad (3.6)$$

Les conditions aux limites sont :

$$\left. \begin{array}{l} \text{face d'entrée} \quad P_g = P_{\text{atm}} \\ \text{face de sortie} \quad P_c = 0 \end{array} \right\} \quad (3.7)$$

En faisant les hypothèses que :

- l'écoulement est isotherme,
- l'eau est immobile,
- l'eau et l'huile sont incompressibles,

le système d'équations se réduit alors à :

$$v_g(z, t) = - \frac{k k_{rg}}{\mu_g} \left( \frac{\partial p_g}{\partial z} - \rho_g g \right) \quad (3.8)$$

$$v_o(z, t) = - \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \left( \frac{\partial p_o}{\partial z} - \rho_o g \right) \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial(\rho_g v_g)}{\partial z} + \phi \frac{\partial(\rho_g S_g)}{\partial t} = 0 \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial v_o}{\partial z} + \phi \frac{\partial S_o}{\partial t} = 0 \quad (3.11)$$

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad (3.12)$$

$$\rho_o = \text{Cte} \quad (3.13)$$

$$\rho_g = \rho_g(p_g) \quad (3.14)$$

$$\mu_g = \mu_g(p_g) \quad (3.15)$$

$$\mu_o = \text{Cte} \quad (3.16)$$

$$p_g - p_o = P_c^{go} \quad (3.17)$$

avec les conditions aux limites correspondantes :

$$\left. \begin{array}{l} \text{face d'entrée} \quad P_g = P_{\text{atm}} \\ \text{face de sortie} \quad P_c = 0 \end{array} \right\} \quad (3.18)$$

En considérant l'eau comme immobile, le drainage par gravité devient alors un écoulement dans lequel seules deux phases sont mobiles. Le modèle est alors celui d'un écoulement diphasique.

### 3.1.1.2. Expression semi-analytique de la perméabilité relative à l'huile

#### Expression semi-analytique de la perméabilité relative

Le gaz s'écoulant à très faible vitesse, nous faisons l'hypothèse que le gradient de pression est seulement d'origine hydrostatique :

$$\frac{\partial p_g}{\partial z} = \rho_g g \quad (3.19)$$

A partir de l'équation (3.17) dérivée et de (3.19), il vient :

$$\frac{\partial p_o}{\partial z} = \rho_g g - \frac{\partial P_c^{go}}{\partial z} \quad (3.20)$$

L'équation (3.9) devient :

$$v_o(z, t) = \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \left[ \frac{\partial P_c^{go}}{\partial z} + (\rho_o - \rho_g) g \right] \quad (3.21)$$

L'intégration de l'équation (3.11) conduit à :

$$v_o(z, t) = - \int_0^z \phi \frac{\partial S_o(z, t)}{\partial t} dz \quad (3.22)$$

Si la référence utilisée pour les perméabilités relatives est la perméabilité effective à l'huile en présence d'eau irréductible  $k_o @ S_{wi}$ , la perméabilité relative à l'huile est finalement donnée par :

$$k_{ro}(S_o(z, t)) = - \frac{\mu_o \int_0^z \phi \frac{\partial S_o(z, t)}{\partial t} dz}{k_o @ S_{wi} \left[ g(\rho_o - \rho_g) + \frac{\partial P_c^{go}}{\partial z} \right]} \quad (3.23)$$

L'expression (3.23) montre que la perméabilité relative à l'huile est une fonction de la saturation et de la pression capillaire qui sont elles-mêmes dépendantes des deux variables de temps et d'espace.

La dépendance vis-à-vis de la saturation se fait au travers d'un terme dérivé par rapport au temps, soit  $\frac{\partial S_o(z,t)}{\partial t}$  (terme 1), puis au travers d'une intégrale dans l'espace de ces termes,

soit  $\int_0^z \Phi \frac{\partial S_o(z,t)}{\partial t} dz$  (terme 2).

La dépendance vis-à-vis de la pression capillaire se fait au travers d'un terme dérivé par rapport à la cote, soit  $\frac{\partial P_c^{go}}{\partial z}$  (terme 3).

Nous identifions déjà, à ce stade de résolution du modèle, quelques faiblesses de la méthode :

- pour les temps longs et les faibles variations de la saturation, dues au terme 1,
- pour les cotes faibles, dues au terme 2,
- pour les points situés dans la zone asymptotique de la pression capillaire (terme 3).

Ce principe de calcul de la perméabilité a déjà été retenu par Naylor (avec le terme de pression capillaire négligé) [Naylor et al., 1995], puis [Dicarlo et al., 2000] et [Sahni, 1998].

### **Expression semi-analytique de la perméabilité relative discrétisée**

Les termes intégral et dérivé apparaissant dans l'équation sont discrétisés suivant un maillage à deux dimensions : l'une en temps (variable  $t$ , indice  $i$ ) et l'autre en espace (variable  $z$ , indice  $j$ ). Les pas de temps et d'espace sont respectivement notés  $\Delta t_i$  et  $\Delta z_j$ .

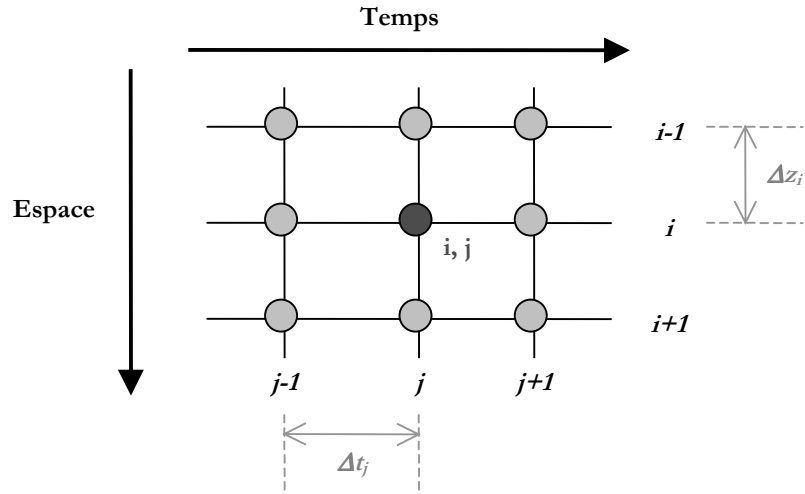


Figure 3.1. Description du maillage numérique.

Le maillage ainsi créé peut être décrit par :

$$\left. \begin{array}{l} z_0 = 0 \\ z_{i+1} = z_i + \Delta z_i \quad 0 \leq i \leq n-1 \\ z_n = L \end{array} \right\} \quad (3.24)$$

$$\left. \begin{array}{l} t_0 = 0 \\ t_{j+1} = t_j + \Delta t_j \quad 0 \leq j \leq m-1 \\ t_m = t_f \end{array} \right\} \quad (3.25)$$

La perméabilité relative à l'huile est alors déterminée en chaque nœud (i,j) du maillage en utilisant :

$$\left. \begin{array}{l} k_{ro}(z_i, t_j) = - \frac{\mu_o}{k_o @ S_{wi}} \frac{\int_0^{z_i} \phi(u) \cdot \frac{\partial S_o}{\partial t}(u, t_j) \cdot du}{g(\rho_o - \rho_g) + \frac{\partial p_c^{go}}{\partial z}} \quad \text{si } 0 \leq j \leq m-1 \\ k_{ro}(z_i, t_j) = 0 \quad \text{si } j \geq m \end{array} \right\} \quad (3.26)$$

Le schéma numérique que nous avons adopté consiste à exprimer les dérivées sous forme de différences finies explicites et à approcher les intégrales par la méthode des trapèzes. Par souci d'allègement, nous adoptons la notation :

$$f(z, t) = \phi(z) \cdot \frac{\partial S_o}{\partial t}(z, t) \quad (3.27)$$

Les approximations choisies conduisent, d'une part, à :

$$f(z_i, t_j) = \phi(z_i) \cdot \frac{\partial S_o}{\partial t}(z_i, t_j) = \phi(z_i) \cdot \frac{S_o(z_i, t_{j+1}) - S_o(z_i, t_j)}{\Delta t_j} \quad (3.28)$$

$$\frac{\partial p_c^{go}}{\partial z}[S(z_i)] = \frac{p_c^{go}[S(z_{i+1})] - p_c^{go}[S(z_i)]}{z_{i+1} - z_i} \quad (3.29)$$

et, d'autre part, à :

$$\int_0^{z_i} \phi(u) \frac{\partial S}{\partial t}(z, t_j) du = \int_0^{z_i} f(u, t) du = \sum_{l=0}^{l=i-1} \frac{f(z_l, t_j) + f(z_{l+1}, t_j)}{2} \Delta z_l \quad (3.30)$$

L'expression discrétisée de la perméabilité relative est finalement :

$$k_{ro}(z_i, t_j) = - \frac{\mu_o}{k_o @ S_{wi}} \frac{\sum_{l=0}^{l=i-1} \frac{\phi(z_l) \cdot \frac{\partial S_o}{\partial t}(z_l, t_j) + \phi(z_{l+1}) \cdot \frac{\partial S_o}{\partial t}(z_{l+1}, t_j)}{2}}{g(\rho_o - \rho_g) + \frac{p_c^{go}[S(z_{i+1})] - p_c^{go}[S(z_i)]}{z_{i+1} - z_i}} \quad (3.31)$$

### 3.1.1.3. Calcul numérique de la perméabilité relative

Pour faciliter le traitement des données pour le calcul de la perméabilité relative à partir de l'expression (3.31), un code numérique est développé en FORTRAN.

Les données nécessaires à l'exécution du programme sont :

- les propriétés physiques des fluides : masse volumique de l'huile et du gaz, viscosité de l'huile,
- les propriétés pétrophysiques du milieu poreux : perméabilité effective à l'huile, champ de porosité, champ de saturation en eau irréductible,
- les caractéristiques du maillage en temps et en espace : nombre de cotes et de profils, champ de cotes et de temps,
- la courbe de pression capillaire,
- les mesures concernant le drainage gravitaire : champs de saturations en huile au cours du temps.



Les données de sortie du programme sont des couples de points  $(S_o, k_{ro})$  qui désignent respectivement la saturation en huile et la perméabilité relative à l'huile qui sont systématiquement associés à la cote, la saturation en gaz et la saturation en eau irréductible correspondantes, soit  $(z, S_g, S_{wi})$ .

Différents tests de calcul qui tiennent compte du mode de détection des variations de saturations sont mis en place. Deux cas sont envisagés :

- la valeur seuil de variation correspond à la variation minimale inhérente au lissage :

$\Delta S_o = 0,001$  entre deux points situés à la même cote sur deux profils successifs,

- la valeur seuil de variation correspond à la variation minimale pouvant être détectée par le système de mesure (gammamétrie) :

$\Delta S_o = 0,02$  entre deux points situés à la même cote sur deux profils successifs.

Le deuxième test qui prend en compte la précision de mesure par gammamétrie est le plus pertinent : il sera inclus dans le calcul des perméabilités relatives à partir des résultats expérimentaux.

### 3.1.2. Validation de la méthode semi-analytique

L'objectif de cette étude est de valider le calcul de la perméabilité relative par la méthode semi-analytique dans le cas d'un drainage diphasique huile/air.

La démarche est la suivante : une expérience de drainage par gravité est simulée à l'aide d'un code d'écoulement diphasique en milieu poreux. Nous avons choisi pour ce drainage un modèle de perméabilité relative de type Corey (caractérisé par un exposant de Corey décrit plus loin). Une courbe de récupération en huile et des profils de saturations sont ainsi obtenus.

La méthode semi-analytique est ensuite appliquée à ces profils numériques pour déterminer la courbe de perméabilité relative à l'huile que l'on caractérisera par un nouvel exposant de Corey.

L'exposant  $n_o^{(1)}$  introduit pour la simulation est alors comparé à celui déduit de la méthode semi-analytique  $n_o^{(2)}$ .

L'étude de validation est réalisée en examinant l'influence de paramètres numériques ou physiques.

### 3.1.2.1. Préambule : description et utilisation d'un code de simulation d'écoulement diphasique en milieu poreux

Les drainages par gravité sont simulés à l'aide d'un code d'écoulement diphasique en milieu poreux. Ce code utilise la méthode « IMPES » [Aziz et Settari, 1979] décrite en Annexe A : la pression est calculée implicitement à partir des équations décrivant l'écoulement diphasique monodimensionnel alors que la saturation est calculée explicitement. Les conditions aux limites ont été adaptées au problème du drainage par gravité.

Les données nécessaires à l'exécution du programme comprennent :

- les données géométriques du milieu : nombre et taille des mailles,
- les données pétrophysiques du milieu : porosité et perméabilité effective,
- les données physiques sur les fluides : viscosité et masse volumique,
- les courbes de perméabilités relatives exprimées de façon analytique,
- la courbe de pression capillaire exprimée de façon analytique,
- les données numériques nécessaires à la gestion du pas de temps.

Les données obtenues sont :

- la courbe de récupération,
- les profils de saturation au cours du temps.

Le modèle de perméabilité relative est de type Corey. Les perméabilités à l'huile et au gaz s'expriment par :

$$k_{ro} = k_{ro}^o \times (S_o^*)^{n_o} \quad (3.32)$$

$$k_{rg} = k_{rg}^o \times (1 - S_o^*)^{n_g} \quad (3.33)$$

où  $S_o^*$  est une saturation adimensionnelle donnée par :

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or}} \quad (3.34)$$

avec  $S_{or}$ , saturation résiduelle en huile en fin de drainage.  $k_{rg}^o$  et  $k_{ro}^o$  sont des coefficients de proportionnalité. Les exposants de Corey au gaz et à l'huile sont respectivement  $n_g$  et  $n_o$ .

### 3.1.2.2. Résultats de l'étude de validation de la méthode semi-analytique

L'étude de validation consiste à traiter deux cas de drainages par gravité définis comme références : l'un à pression capillaire non nulle et l'autre à pression capillaire nulle. Puis des tests de sensibilités sur les différents paramètres intervenant dans l'expression de la perméabilité relative sont effectués.

Les caractéristiques des drainages de référence sont consignées dans le tableau 3.1.

Données géométriques	Longueur (m)	1
	Nombre de noeuds	25
Données pétrophysiques	Porosité (%)	43,2
	Perméabilité (D)	5,49
Saturation en huile résiduelle $S_{or}$ (%)		20
Perméabilité relative au gaz	$k_{rg}^o$	10
	$n_g$	3
Perméabilité relative à l'huile	$k_{ro}^o$	1
	$n_o$	4
Profils de saturations	Nombre de profils	22
	Temps des profils (minutes)	10, 50, 100, 200, 300, 400, 600, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 3000, 5000, 8000, 12000, 20000, 40000, 60000, 100000, 150000, 200000

Tableau 3.1. Tableau récapitulatif sur la simulation de référence de drainage par gravité.

Nous avons alors testé différents paramètres :

- deux maillages en espace : plus fin (40 noeuds) ou plus grossier (10 noeuds),
- deux maillages en temps : avec des temps de profils différents (10, 50, 100, 250, 400, 550, 750, 1000, 1250, 1500, 2000, 3500, 5000, 7500, 10000, 15000, 20000, 80000, 120000, 160000, 200000 minutes ou un maillage plus grossier (9 profils qui sont 100, 300, 600, 1000, 1500, 3000, 8000, 20000, 200000)),
- quatre valeurs de l'exposant de Corey à l'huile : 2, 3, 5 ou 6,
- deux valeurs du coefficient  $k_{ro}^0$  : 1 ou 0,1,
- deux valeurs de l'exposant de Corey au gaz : 2 ou 4,
- deux valeurs du coefficient  $k_{rg}^0$  : 1 ou 100,
- trois pressions capillaires, notées Pc\_1, Pc\_2 et Pc\_3,

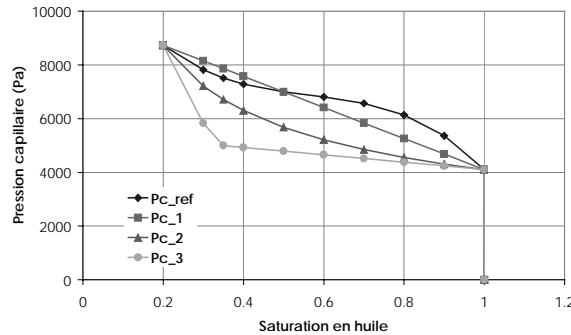


Figure 3.2. Courbes de pression capillaire utilisées pour la validation de la méthode semi-analytique.

- deux niveaux de saturation en huile résiduelle : 10 ou 30%,
- deux champs de porosité variant entre 41,2% et 45,2%.

Le travail de validation pour les deux simulations de références est présenté sur la figure 3.3.

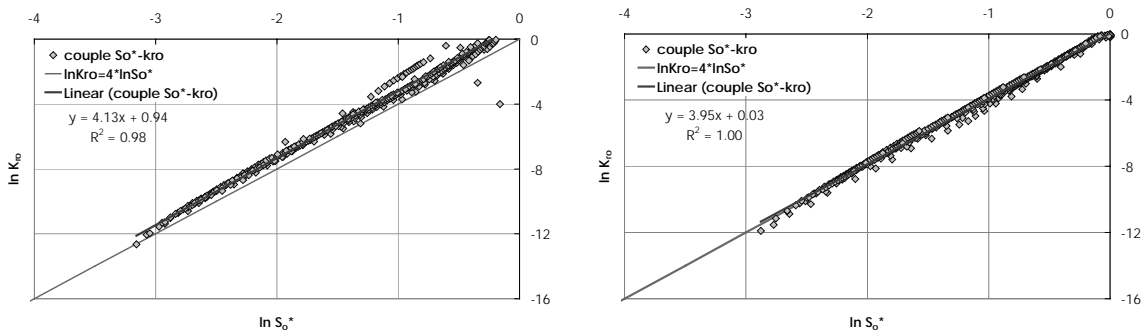


Figure 3.3. Illustration de l'étude de validation de la méthode semi-analytique : cas de référence à pression capillaire non nulle (à gauche) et cas de référence à pression capillaire nulle (à droite)

L'ensemble des résultats est consigné dans les tableaux suivants 3.2 et 3.3 :

		Fraction de couples $k_{ro} < 0$ ou $k_{ro} > 1$	Exposant de Corey $n_o$	Coefficient de corrélation $R^2$	Erreur sur l'exposant	
Etude de référence à pression capillaire non nulle		15%	4,13	0,984	3,0%	
Influence de paramètres physiques	$n_o$	2	23%	2,06	0,978	3,0%
		3	15%	3,08	0,993	2,7%
		5	11%	5,18	0,991	3,6%
		6	10%	6,23	0,991	3,8%
	$n_g$	2	16%	4,12	0,992	3,0%
		4	11%	4,11	0,993	2,8%
	$k_{ro}^0$	10	5%	4,19	0,994	4,8%
		0,1	8%	4,11	0,984	2,8%
	$k_{rg}^0$	1	13%	4,13	0,994	3,3%
		100	12%	4,12	0,993	3,0%
	Porosité	41,2%	12%	4,12	0,992	3,0%
		45,2%	12%	4,13	0,992	3,3%
	$S_{or}$	10%	14%	4,04	0,988	1,0%
		30%	11%	4,21	0,987	5,3%
Pression capillaire	Pc_1	15%	4,08	0,992	2,0%	
	Pc_2	18%	4,24	0,986	6,0%	
	Pc_3	10%	3,84	0,981	4,0%	
Influence de Paramètres numériques	Maillage en espace	10 noeuds	16%	4,13	0,994	3,3%
		40 noeuds	11%	4,11	0,991	2,8%
	Maillage en temps	Autres temps	12%	4,15	0,991	3,8%
		Nombre de profils	12%	3,77	0,989	5,8%

Tableau 3.2. Résultats de l'étude de validation de la méthode semi-analytique : cas d'une pression capillaire non nulle.

		Fraction de couples $k_{ro} < 0$ ou $k_{ro} > 1$	Exposant de Corey $n_o$	Coefficient de corrélation $R^2$	Erreur sur l'exposant	
Etude de référence à pression capillaire non nulle		0%	3,95	0,997	1,3%	
Influence de paramètres physiques	$n_o$	2	1%	1,94	0,997	3,0%
		3	0%	2,95	0,997	1,7%
		5	0%	4,96	0,997	0,8%
		6	0%	5,97	0,996	0,5%
	$n_g$	2	0%	3,95	0,997	1,3%
		4	0%	3,95	0,996	1,3%
	$k_{ro}^0$	100	0%	4,08	0,996	2,0%
		0,1	0%	3,95	0,99	5,0%
	$k_{rg}^0$	1	0%	3,95	0,996	1,3%
		100	0%	3,95	0,997	1,3%
	Porosité	41,2%	0%	3,96	0,997	1,0%
		45,2%	0%	3,96	0,997	1,0%
$S_{or}$	10%	0%	3,95	0,997	1,3%	
	30%	0%	3,96	0,997	1,0%	
Influence de paramètres numériques	Maillage en espace	10 noeuds	0%	3,94	0,995	1,5%
		40 noeuds	0%	3,96	0,997	1,0%
	Maillage en temps	Autres temps	0%	3,98	0,996	0,5%
		Nombre de profils	0%	3,65	0,989	8,8%

Tableau 3.3. Résultats de l'étude de validation de la méthode semi-analytique : cas d'une pression capillaire nulle.

Cette étude montre d'une part :

- que le maillage en espace a peu d'influence,
- que le maillage en temps joue sur la précision de la méthode : un nombre suffisant de profils est nécessaire,
- que les valeurs de porosité, de saturation limites sont sans effet,
- que les exposants de Corey et les facteurs de proportionnalité sont sans effet.

D'autre part, la méthode semi-analytique conduit à une surestimation générale de la courbe de perméabilité relative lorsque la pression capillaire est non nulle. En revanche, lorsque la pression capillaire est nulle, la cohérence entre valeurs « vraies » et valeurs

« estimées » est presque parfaite. Les schémas numériques simples adoptés semble donc suffisants et c'est le terme  $\frac{\partial P_c^{go}}{\partial z}$  qui induit des erreurs.

Cette méthode s'avère pourtant efficace pour la seule détermination d'un exposant de Corey qui est approché à moins de 3% près en moyenne, avec un excellent coefficient de corrélation. Il est plutôt sur-estimé si la pression capillaire est non nulle et sous-estimé si la pression capillaire est nulle.

Une étude est menée en parallèle sur le terme  $\frac{dP_c^{go}}{dz}$ . Plusieurs points sont mis en évidence :

- le terme  $\frac{dP_c^{go}}{dz}$  génère les points dits « aberrants » (c'est-à-dire si  $k_{ro}$  est supérieur à 1 ou inférieur à 0) puisqu'ils disparaissent complètement lorsque la pression capillaire n'est pas prise en compte ou est nulle,
- le calcul du terme  $\frac{dP_c^{go}}{dz}$  avec une décomposition en  $\left(\frac{dP_c^{go}}{dS}\right)\left(\frac{dS}{dz}\right)$  induit un nombre de points « aberrants » plus important que par le calcul direct.

Nous remarquons par ailleurs grâce aux simulations « directes » que la perméabilité relative au gaz a très peu d'influence sur la courbe de récupération en huile et les profils de saturations.

### 3.1.3. Influence du bruit expérimental sur la détermination des perméabilités relatives

Un bruit expérimental important ayant été observé sur les profils de saturation, il était légitime de s'interroger sur l'influence de celui-ci sur la courbe de perméabilité relative déterminée par la méthode semi-analytique.

Deux types de bruits sont testés, tous deux correspondant à une réalité expérimentale :

- un bruit correspondant à la précision de mesure par gammamétrie,

- un bruit qui reflète ce qui est observé dans le pied capillaire sur les essais de drainage menés au laboratoire.

La démarche est donc la suivante :

- un drainage par gravité est simulé à partir du code présenté au paragraphe 3.1.2.1. (avec  $n_o=3$  et  $S_{or} = 0,20$ ) ce qui fournit une dizaine de profils de saturation « lisses » ( $S_{o \text{ lisse}}$ ),
- le bruitage est défini sous la forme  $\Delta S_o = f(S_o, z)$ ,
- les profils sont bruités suivant l'expression

$$S_{o \text{ bruité}} = S_{o \text{ lisse}} + \Delta S_o \quad (3.35)$$

- la perméabilité relative à l'huile est déterminée à partir des profils bruités,
- les couples  $(S_o, k_{ro})$  conduisant à des valeurs aberrantes (inférieures à zéro ou supérieures à un) sont éliminés et un nouvel exposant de Corey est estimé.

Pour les profils lisses considérés, la méthode semi-analytique conduit à une courbe de perméabilité relative à l'huile dont l'exposant de Corey vaut 2,8 et non 3,0.

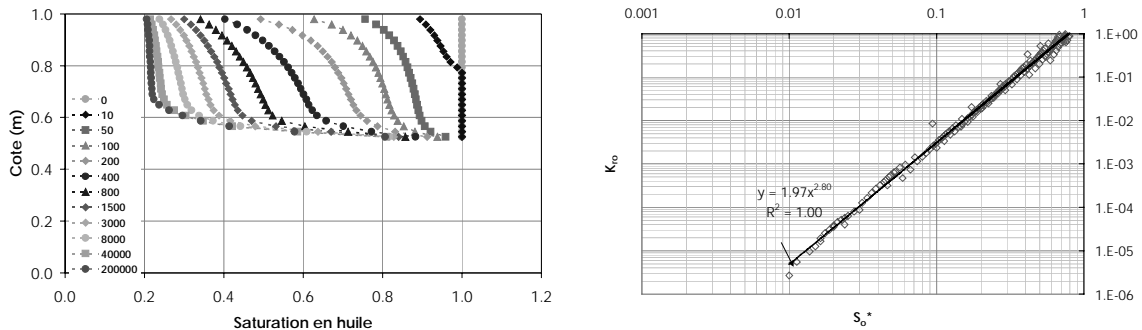


Figure 3.4. Profils lisses de saturations et courbe de perméabilité relative correspondante déduite de la méthode semi-analytique.

Concernant l'exposant de Corey, nous avons choisi deux estimations :

- une estimation à l'aide des moindres carrés (régression linéaire classique),
- une estimation à l'aide du théorème de Gauss-Markov.

Dans le premier cas, les bruits ne sont pas corrélés : l'erreur commise sur l'estimation d'un point de perméabilité relative est la même quel que soit le point considéré.

Dans le second cas, les bruits sont corrélés : l'erreur varie d'un point à un autre et toutes les erreurs sont liées entre elles. Nous nous sommes cependant contentés du cas le



plus simple où chaque point porte une erreur différente mais indépendante de celles commises sur les autres points.

Pour l'un des deux cas traités, l'influence du test portant sur la variation de saturation représentative du système de détection par gammamétrie (i.e variation supérieure à 2 points) est également traité.

Un tirage aléatoire devant être répété au moins trente fois pour avoir une valeur statistique représentative, le bruitage des profils s'effectuera trente fois et les trente nuages de couples  $(S_o, k_{r,o})$  seront superposés sur le même graphe.

### 3.1.3.1. Influence d'un bruit lié à la gammamétrie

Le bruit expérimental simulé est de la forme :

$$\Delta S_o = \text{random}(-0,02; +0,02) \quad (3.36)$$

La fonction  $\Delta S_o$  reproduit de façon aléatoire un nombre compris entre  $-2\%$  et  $+2\%$ , ce qui correspond à la précision des saturations mesurées par gammamétrie.

Les profils bruités peuvent être visualisés sur la figure 3.5.

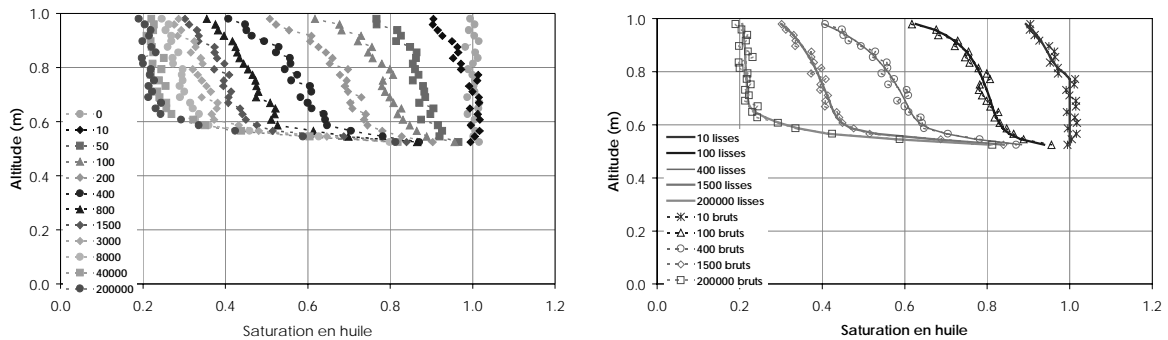


Figure 3.5. Profils de saturation présentant un bruitage lié à la gammamétrie.

La courbe de perméabilité relative à l'huile obtenue montre l'existence d'un nuage de points qui se dispersent d'autant plus que les saturations sont faibles. Pour les saturations supérieures à  $22,5\%$ , les points s'organisent autour de la régression de pente 2,8. Pour les faibles saturations, en dessous de  $22,5\%$ , les points dessinent un deuxième nuage de pente plus faible.

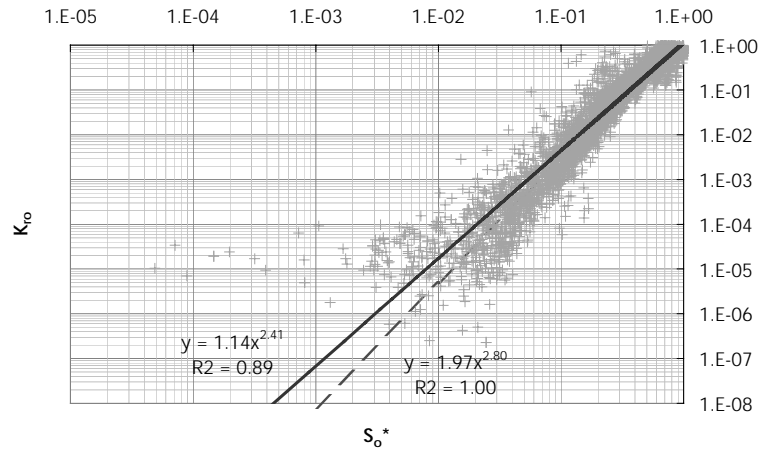


Figure 3.6. Courbe de perméabilité relative déduite des profils de saturation présentant un bruitage lié à la gammamétrie.

L'exposant de Corey à l'huile déduit de l'ensemble des points est de 2,4. Ce résultat n'est guère amélioré par l'utilisation du théorème de Gauss-Markov (estimation de 2,55).

Le pourcentage de points aberrants éliminés est de 39 %.

### 3.1.3.2. Influence du bruit expérimental observé

Le bruit expérimental simulé est de la forme :

$$\text{Var}_{S_o} = 0,1 \times \cos\left(\frac{\pi}{3}z\right) \quad (3.37)$$

$$\text{delta}_{S_o} = \text{random}(0;+1) \times \text{Var}_{S_o} \quad (3.38)$$

Le bruit observé dans le pied capillaire a en effet tendance à propager irrégulièrement des pics de saturations horizontaux avec des amplitudes maximales de 10 points, visibles tous les 6 cm. La fonction  $\text{Var}_{S_o}$  est une sinusoïde de période 6 cm et d'amplitude maximale de 0,1 et la fonction  $\text{delta}_{S_o}$  répète ce motif de façon aléatoire.

Les profils bruités peuvent être visualisés sur la figure 2.7.

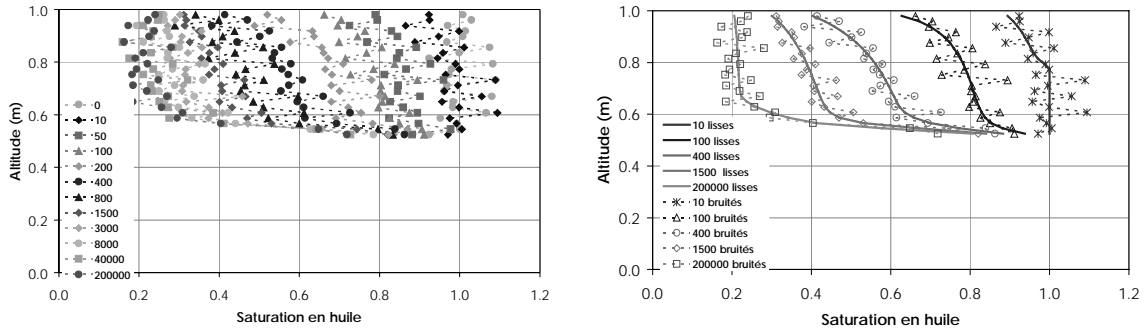


Figure 3.7. Profils de saturation présentant un bruitage semblable à celui du pied capillaire.

Les courbes de perméabilité relative à l'huile obtenues avec ou sans test sur la variation de saturation sont présentées en figure 3.8 :

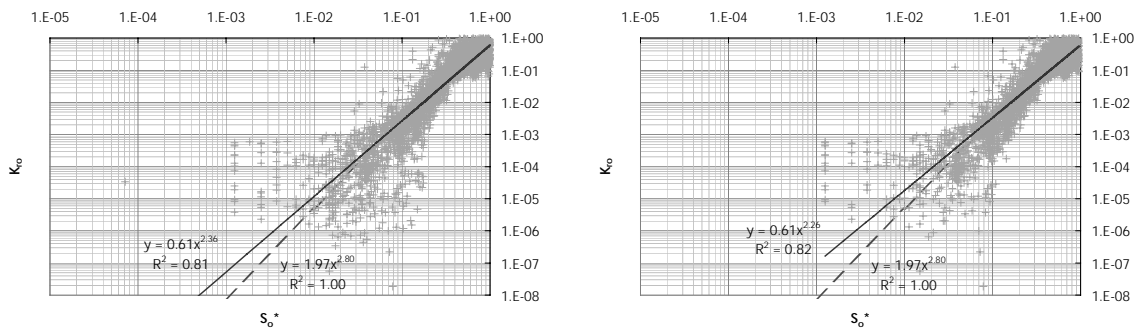


Figure 3.8. Courbe de perméabilité relative déduite des profils de saturation présentant un bruitage semblable à celui du pied capillaire : sans test (à gauche) et avec test (à droite) sur la variation de la saturation.

Dans les deux cas, elles montrent l'existence de deux nuages de points plus dispersés que précédemment. Le calcul avec test diminue cependant le nombre de ces points.

Pour les saturations supérieures à 22,5%, les points s'organisent autour de la régression de pente 2,8. Pour les faibles saturations, en dessous de 22,5%, les points dessinent encore un deuxième nuage de pente plus faible.

L'exposant de Corey à l'huile déduit de l'ensemble des points sans test est de 2,4.

Lorsque le test sur les variations de la saturation est introduit, l'exposant de Corey à l'huile est 2,3, ce qui est très proche de la valeur de 2,4 énoncée précédemment.

Le pourcentage de points aberrants est de 51% sans test et de 42% avec test.

### 3.1.3.3. Conclusions

Le bruit introduit dans les profils de saturations génère un nuage de points ( $S_o$ ,  $k_{ro}$ ) dispersé. La dispersion du nuage et le nombre de points aberrants sont d'autant plus importants que le bruitage est marqué. La courbe de perméabilité relative est globalement sur-estimée. L'exposant de Corey déduit est sous-estimé à 2,4 alors que la valeur théorique est de 3,0.

Les points suivent en réalité deux tendances. Pour les plus fortes saturations, l'exposant de Corey approche assez bien la valeur théorique. Pour les faibles saturations, comprises entre 20% (saturation en huile résiduelle) et 22,5%, le nuage de points est plus dispersé ; la valeur de cet exposant semble diminuer mais ces points sont encore en nombre insuffisant pour conclure plus fermement.

L'existence de cette « double-pente » dans la courbe de perméabilité relative montre en outre les limites de validité de la méthode semi-analytique : à partir de profils bruités et aux saturations proches de la saturation résiduelle, cette méthode ne donne plus d'informations pertinentes sur l'exposant de Corey.

## 3.2. Méthode inverse

Pour déterminer les courbes de perméabilités relatives, deux types d'essais sont généralement réalisés en laboratoire [Honarpour et Mahmood, 1988] :

- des essais en balayage,
- des essais en centrifugation.

Ces essais sont interprétés à l'aide de méthodes analytiques lorsque les effets capillaires peuvent être négligés. Dans les autres cas, on a souvent recours à des codes de simulations et des techniques d'optimisation. Le programme « CAROPT » a été développé pour répondre à de tels objectifs.

Dans cette partie, nous allons décrire la méthode inverse que réalise CAROPT. Cependant, comme celui-ci n'a pas été conçu initialement pour l'inversion de drainages par gravité, une étude est menée pour déterminer les conditions de fonctionnement de cet outil appliqué à notre travail.

### 3.2.1. Description du code de simulation CAROPT

Le fonctionnement de CAROPT repose sur l'association de deux logiciels : un logiciel d'écoulement et un logiciel d'optimisation :

- le code Z2C, développé par TotalFinaElf, permet de simuler des expériences de laboratoire dans un milieu poreux, en balayage à pression ou débit imposé ; l'écoulement est unidirectionnel, diphasique et immiscible,
- l'optimisation est réalisée à l'aide du block NPSOL, produit par Stanford University. Elle nécessite en outre une estimation initiale des courbes de perméabilités relatives et des courbes de pression capillaire. Les valeurs de ces paramètres peuvent être bloquées pendant l'inversion. CAROPT calcule alors la valeur optimale des paramètres libres en calant des observables (mesures expérimentales) à l'aide d'une fonction d'erreur. Une incertitude peut être associée à chaque paramètre estimé.

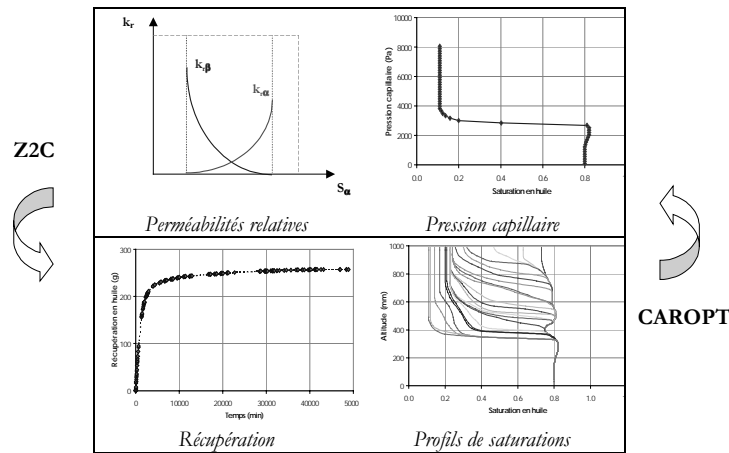


Figure 3.9. Illustration du couplage des deux logiciels Z2C et CAROPT.

Il est ainsi possible de simuler des expériences d'écoulement diphasique à partir de Z2C, dans lequel les valeurs des paramètres (pression capillaire et perméabilités relatives) sont imposées. On obtient alors un jeu d'observables (récupération, débit, perte de charge, profils de saturation au cours du temps) dont l'inversion avec CAROPT fournira de nouvelles valeurs des paramètres. La cohérence entre les valeurs des paramètres introduites dans Z2C et celles estimées par CAROPT a été démontrée par des études menées par TotalFinaElf [Fincham et Ferreol, 1998], [Fincham et Gouth, 2000].

### 3.2.1.1. Description de Z2C

#### Principe : modèle physique et conditions aux limites

Z2C est un code de simulation d'écoulements diphasiques, immiscibles, unidirectionnels en milieu poreux. La modélisation de tels écoulements repose sur les équations de Darcy généralisées, des équations de continuité et de la relation de pression capillaire, ainsi que les conditions aux limites.

Le système d'équations correspondant peut se mettre sous la forme :

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( k \frac{k_{r_i}}{\mu_i} \rho_i \frac{\partial \Phi_i}{\partial x} \right) = \phi \frac{\partial}{\partial t} (\rho_i S_i) \quad \text{pour } i = 1,2 \quad (3.39)$$

$$\sum_i S_i = 0 \quad (3.40)$$

$$\Phi_i = p_i + \rho_i x g \sin \delta \quad \text{pour } i = 1,2 \quad (3.41)$$

$$\rho_i = \alpha_i + \beta_i p_i \quad \text{pour } i = 1,2 \quad (3.42)$$

$$P_c = p_1 - p_2 \quad (3.43)$$

où  $\phi$  et  $k$  désignent respectivement la porosité et la perméabilité absolue du milieu ;  $t$  est le temps ;  $x$  est la position dans le milieu ;  $\delta$  est l'angle que fait le milieu avec l'horizontale.

$k_{r_i}$ ,  $\rho_i$ ,  $S_i$ ,  $p_i$  et  $\Phi_i$  désignent respectivement la perméabilité relative, la masse volumique, la saturation, la pression et la potentiel de la phase  $i$  ;  $\alpha_i$  et  $\beta_i$  sont deux constantes intervenant dans la relation de masse volumique en fonction de la pression ;  $P_c$  est la pression capillaire.

#### Remarque

*Le fluide 1 est le fluide déplacé et le fluide 2 est le fluide déplaçant. Si le fluide 2 est du gaz, la pression capillaire définie ici a le signe opposé de celui utilisé classiquement.*

En utilisant les équations algébriques,  $S_1$  et  $\Phi_2$  sont éliminées dans les équations différentielles (3.39) et le système d'équations comprend alors seulement  $S_2$  et  $\Phi_1$  fonctions de la position  $x$  et le temps  $t$ .

Les conditions aux limites concernent les faces d'entrée et de sortie de l'échantillon.

Dans le cas d'un drainage par gravité, ce sont :

$$\text{face d'entrée} \quad p_2 = 1 \text{ bar} \quad (3.44)$$

$$\text{face de sortie} \quad P_c = 0 \quad (3.45)$$

Le schéma numérique utilisé pour la résolution de ce problème est un schéma aux différences finies implicites. L'échantillon de milieu poreux est divisé en tranches dans lesquelles le potentiel  $\Phi$  est celui de la phase 1 et la saturation est celle de la phase 2. L'écoulement d'une tranche à l'autre est calculée à partir des propriétés de la tranche précédente. Les pressions aux frontières sont calculées en appliquant la loi de Darcy. Une approximation du premier ordre est faite pour les grandeurs dépendant de la saturation :

$$k_r(S + \partial S) = k_r(S) + \partial S \cdot \frac{dk_r(S)}{dS} \quad (3.46)$$

$$P_c(S + \partial S) = P_c(S) + \partial S \cdot \frac{dP_c(S)}{dS} \quad (3.47)$$

Les équations linéarisées forment un système qui peut être mis sous la forme d'une matrice tridiagonale par bloc qui est résolu par une méthode de factorisation.

Les données nécessaires à l'exécution de Z2C comprennent :

- les données géométriques du milieu : nombre et taille des mailles, section et pendage de la carotte,
- les données pétrophysiques du milieu : porosité et perméabilité absolue,
- les données physiques sur les fluides : viscosité et masse volumique,
- les courbes de perméabilités relatives, exprimées sous forme discrète en fonction de la saturation en gaz,
- la courbe de pression capillaire, exprimée sous forme discrète en fonction de la saturation en gaz,
- les données numériques nécessaires à la gestion du pas de temps,
- les conditions aux limites.

Les données obtenues sont :

- la courbe de récupération,
- les profils de saturation au cours du temps.

### 3.2.1.2. Description de CAROPT

#### Principe

L'optimisation réalisée par CAROPT repose sur la minimisation d'une fonction d'erreur appelée « fonction objectif globale » qui fait intervenir les observables expérimentaux (c'est-à-dire les mesures). La fonction d'erreur est de la forme :

$$J = J_o + J_{pr} \quad (3.48)$$

où  $J_o$  et  $J_{pr}$  désignent respectivement la fonction objectif huile et la fonction objectif profil.

La fonction  $J_o$  représente la contribution des mesures de production d'huile à la fonction objectif globale  $J$ . La fonction  $J_{pr}$  représente la contribution des mesures des profils de saturations en huile à la fonction objectif globale  $J$ .

Les fonctions  $J_o$  et  $J_{pr}$  sont calculées de la façon suivante :

$$J_o = W_o^2 \times \sum_i w_o^2(i) (Y_m(i) - Y_s(i))^2 \quad (3.49)$$

où  $Y_m(i)$ ,  $Y_s(i)$ ,  $w_o(i)$  et  $W_o$  désignent respectivement le volume d'huile mesuré, le volume d'huile simulé, le poids individuel de la mesure (i) et le poids global pour l'ensemble des mesures.

$$J_{pr} = W_{pr}^2 \times \sum_i w_{pr}^2(i) \frac{1}{n_{pr}} \sum_j (X_m(i,j) - X_s(i,j))^2 \quad (3.50)$$

où  $X_m(i,j)$ ,  $X_s(i)$ ,  $n_{pr}$ ,  $w_{pr}(i)$  et  $W_{pr}$  désignent respectivement la saturation mesurée au temps  $t(i)$  et à la position  $z(j)$  dans l'échantillon, la saturation simulée au temps  $t(i)$  et à la position  $z(j)$  dans l'échantillon, le nombre de positions dans l'échantillon, le poids individuel du profil de saturation (i) et le poids global pour l'ensemble des mesures.

#### Données du modèle

Les données nécessaires à l'exécution de CAROPT comprennent :

- des données Z2C où les courbes de perméabilités relatives et de pression capillaire sont initialisées de façon arbitraire,
- des données sur les observables : récupération et profils de saturation au cours du temps,
- des données sur la fonction objectif globale : poids individuels et poids globaux.



Le logiciel CAROPT n'ayant pas encore été utilisé pour le traitement d'expériences de drainage par gravité, nous débutons notre interprétation par l'étude de l'influence du mode d'inversion et du jeu de données initial sur le résultat final.

### 3.2.2. Influence de l'initialisation sur l'inversion

Chaque optimisation nécessite :

- une estimation initiale des courbes de perméabilités relatives et des courbes de pression capillaire,
- l'attribution d'un poids global pour chaque type d'observables (*i.e.* pour chaque type de mesure : récupération, profils de saturations...),
- l'attribution de poids individuels pour chaque observable (*i.e.* pour chaque mesure : mesure de récupération, pour chaque profil de saturations...).

Les observables utilisés dans le cadre de drainages gravitaires sont la courbe de récupération en huile et les profils de saturation.

La courbe de pression capillaire peut être fixée ou non : nous l'appellerons ici la « contrainte ».

Les paramètres à estimer sont les courbes de perméabilités relatives à l'huile et au gaz ainsi que la courbe de pression capillaire si elle est laissée libre.

L'étude menée ici porte sur l'influence de la pondération et de l'estimation initiale des paramètres (perméabilité relative à l'huile et pression capillaire huile/air) sur la solution donnée par CAROPT. L'objectif est de définir ensuite le type d'initialisation qui sera utilisé pour les inversions des résultats expérimentaux.

#### 3.2.2.1. Etude préliminaire de la pondération des paramètres

Deux niveaux de pondérations des observables sont possibles : la pondération globale et la pondération individuelle.

Lorsqu'il n'y a qu'un type d'observables (ex. récupération en huile), la pondération globale de cet observable est sans effet sur l'inversion.

En revanche, lorsque les observables sont de natures différentes (ex. récupération en huile et profils de saturation), la pondération globale joue un rôle important. Si les fonctions objectifs des deux observables sont d'ordre numérique très différent, l'observable de plus faible fonction objectif est faiblement prise en compte. Il convient alors de choisir des poids globaux qui permettent de rééquilibrer les deux fonctions.

La pondération individuelle permet de sélectionner, parmi les observables, celles qui doivent avoir une plus grande influence pendant l'inversion. Le choix de ces observables « pertinents » repose souvent sur la confiance accordée à ces mesures (sélection liée à une meilleure précision ou à un problème expérimental).

Nous allons donc mener une étude préalable sur la seule fonction objectif globale afin de déterminer des valeurs pertinentes des poids globaux et individuels. Cette étude est réalisée sur une simulation numérique qui présente cependant les mêmes caractéristiques que les drainages gravitaires menés au laboratoire en terme d'allures de courbe de récupération et de profils de saturations.

### 3.2.2.1.1. Etude de la fonction objectif de récupération $J_o$

La récupération mesurée est de la forme :

$$V_{o,m} = \lambda \ln(\omega.t) \quad (3.51)$$

où  $V_{o,m}$ ,  $t$ ,  $\lambda$  et  $\omega$  désignent respectivement le volume d'huile mesuré (en ml), le temps (en minutes), deux constantes.

La récupération simulée est de la forme :

$$V_{o,s} = 1,1 \times V_{o,m} \quad (3.52)$$

où  $V_{o,s}$  désigne le volume d'huile simulé (en ml).

Trois répartitions temporelles d'observables sont testées :

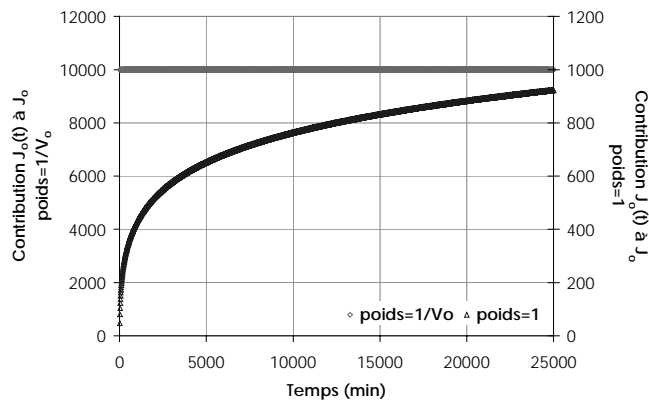
- répartition à intervalles de temps fixes de 10 minutes («  $dt=10\text{min}$  »),
- répartition à intervalles de temps tels que  $t(i+1)=1,1*t(i)$  («  $dt(i+1)=0,1t(i)$  »),
- répartition à intervalles de temps semblables à ceux des drainages menés au laboratoire («  $dt \text{ bp}$  »).

Les poids individuels de récupération sont pris :

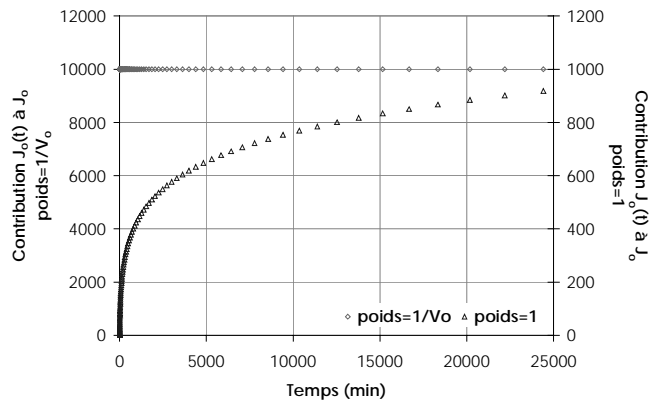
- égaux à 1,
- inversement proportionnels au volume d'huile récupérée.

Le poids global de la récupération est pris à égal 1, 5 ou 10.

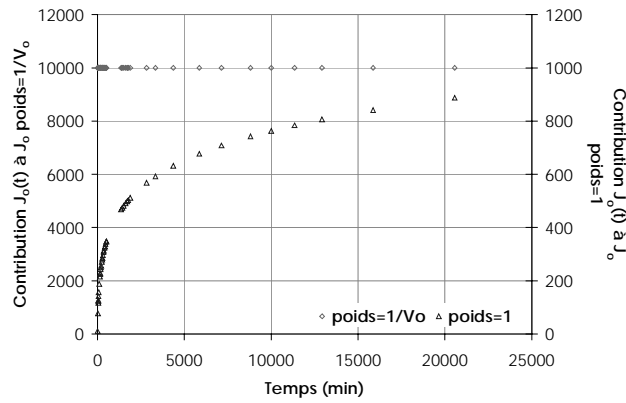
La contribution de chaque observable (i.e. mesure de volume d'huile) est représentée en fonction du temps sur les graphiques suivants :



Répartition «  $dt=10min$  ».



Répartition «  $dt(i+1)=0,1t(i)$  ».



Répartition « dt bp ».

Figure 3.10. Contribution individuelle à la fonction objectif huile pour trois répartitions temporelles des observables.

Les valeurs numériques de la fonction objectif de récupération  $J_o$  sont rapportées dans la figure 3.11 :

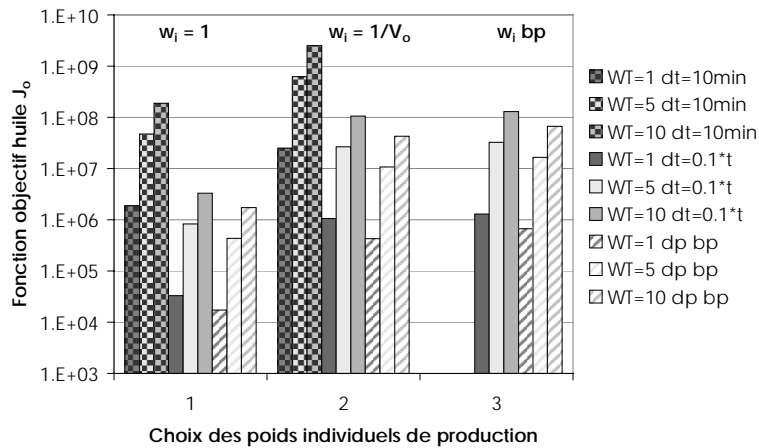


Figure 3.11. Fonction objectif huile  $J_o$ .

Nous notons que la pondération inversement proportionnelle au volume d'huile donne à chaque observable la même influence tandis que la pondération uniforme de 1 accorde plus d'influence aux points les plus tardifs pour lesquels le volume d'huile est plus important. Par ailleurs, la fonction objectif  $J_o$  augmente avec le nombre d'observables et le poids global.

### 3.2.2.1.2. Etude de la fonction objectif de profils $J_{pr}$

Nous nous intéressons à un profil final et à un profil intermédiaire dont les allures sont choisies semblables à celles observées pendant les expériences de drainages par gravité.

Le profil final mesuré est de la forme :

$$S_{o,m}^{final} = 0,2 + \frac{1}{z - h_c} \quad (3.53)$$

où  $S_{o,m}^{final}$ ,  $z$  et  $h_c$  désignent respectivement la saturation en huile mesurée (fraction), la position dans l'échantillon (en cm) et la hauteur capillaire (en cm).

Le profil final simulé est de la forme :

$$S_{o,s}^{final} = 1,1 \times S_{o,m}^{final} \quad (3.54)$$

où  $S_{o,s}^{final}$  est la saturation en huile simulée (fraction).

Le profil intermédiaire mesuré est de la forme :

$$S_{o,m}^{interméd} = 0,4 + \frac{1}{z - h_c} \quad (3.55)$$

où  $S_{o,m}^{interméd}$ ,  $z$  et  $h_c$  désignent respectivement la saturation en huile mesurée (fraction), la position dans l'échantillon (en cm) et la hauteur capillaire.

Le profil intermédiaire simulé est de la forme :

$$S_{o,s}^{interméd} = 1,1 \times S_{o,m}^{interméd} \quad (3.56)$$

où  $S_{o,s}^{interméd}$  désigne la saturation en huile simulée (fraction).

Trois répartitions spatiales d'observables sont testées :

- répartition à intervalles de hauteur fixes de 2 cm (« dz=2cm », soit 51 points),
- répartition à intervalles de hauteur fixes de 5 cm (« dz=5cm », soit 21 points),
- répartition à intervalles de hauteur suffisant pour reconstituer un profil, (application aux drainages du laboratoire) (« dz bp », soit 10 points).

Le poids global des profils est pris égal à 1, 10 ou 100.

Les poids individuels sont :

- lorsqu'un seul profil est pris en compte : égal à 1,
- lorsque les deux profils sont pris en compte :
  - égaux à 1 pour les deux profils,
  - égal à 5 pour le profil final et égal à 1 pour le profil intermédiaire (choix guidé par l'idée que le dernier profil est stabilisé et donc plus fiable).

Les valeurs numériques de la fonction objectif de profils  $J_{pr}$  sont rapportées dans la figure suivante :

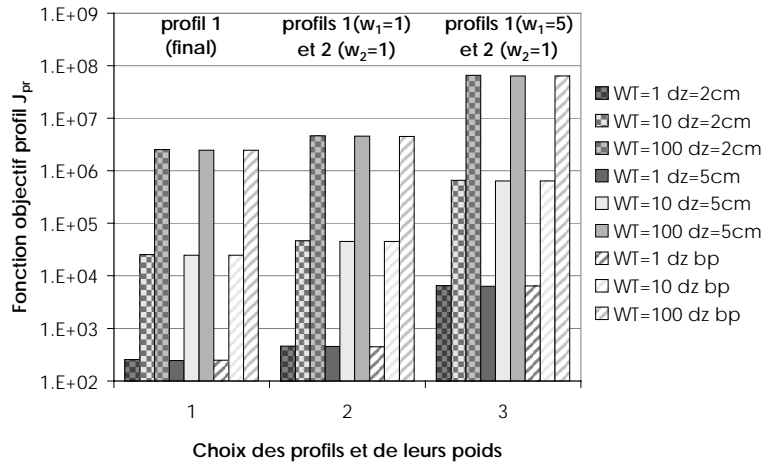


Figure 3.12. Fonction objectif profil  $J_{pr}$ .

Nous notons que le nombre de points constituant le profil ne joue pas sur la valeur de la fonction objectif profil  $J_{pr}$  et que la fonction objectif profil  $J_{pr}$  augmente avec le nombre de profils et les poids individuels des profils.

A poids globaux égaux  $W_o$  et  $W_{pr}$ , les fonctions objectif  $J_o$  et  $J_{pr}$  ont des valeurs numériques complètement différentes.

### 3.2.2.1.3. Conclusion : choix de la pondération globale

Les études précédentes montrent l'impact des pondérations individuelles et globales sur les fonctions  $J_o$  et  $J_{pr}$  et donc sur l'inversion qui va suivre.

Elles permettent en outre de fixer des valeurs pertinentes des poids globaux dans des cas plus précis : prenons l'exemple du drainage par gravité à  $WI=+1$  menée au laboratoire.

Les observables sont la récupération en huile et le profil final de saturation.

Les poids individuels de récupération sont égaux à 1. Le poids global de récupération est fixé à 1.

Nous en déduisons la valeur du poids global de profils, soit 2700, de façon à ce que les fonctions objectifs  $J_o$  et  $J_{pr}$  prennent la valeur identique de  $1,5 \cdot 10^4$  qui permettra d'accorder la même importance aux deux types d'observables.

### 3.2.2.2. Influence de l'initialisation de l'inversion sur la solution finale

L'objectif de cette partie est de mettre en évidence l'influence de la pondération individuelle de récupération et l'estimation initiale des paramètres sur la solution finale. Cette étude est menée sur le drainage par gravité à  $WI=+1$  et non sur un drainage numérique : notre volonté est de déterminer les conditions optimales d'utilisation de la méthode inverse appliquée à nos résultats expérimentaux.

Deux pondérations individuelles pour la récupération sont testées :

- poids individuels égaux à 1,
- poids individuels inversement proportionnels au volume d'huile récupérée.

Deux estimations initiales de la courbe de perméabilité relative à l'huile sont testées :

- perméabilité relative linéaire,
- perméabilité relative estimée par la méthode semi-analytique.

Trois estimations initiales de la courbe de pression capillaire sont testées :

- pression capillaire nulle (en fait, monotone croissante très faible) « ( $p_c$  nulle) »,
- pression capillaire nulle en incluant le point de pression capillaire maximal mesuré expérimentalement à la saturation en gaz maximale («  $p_{c \text{ exp max}}$  »),
- pression capillaire expérimentale («  $p_{c \text{ exp}}$  »).

Deux types de contraintes sont testés :

- pression capillaire fixée,
- pression capillaire libre.

Deux types d'observables sont choisis :

- la courbe de récupération en huile seule,
- la courbe de récupération et le profil final de saturation.

L'estimation initiale de la perméabilité relative au gaz est toujours linéaire.

L'ensemble des essais est récapitulé dans le tableau 3.4 :

Inversion		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Observables	Récupération	X	X	X	X			X	X	X	X	X	X	X		
	Récupération et profil final					X	X								X	X
Contraintes	P <sub>c</sub> libre	X	X	X		X	X	X	X	X	X	X	X		X	X
	P <sub>c</sub> fixe				X									X		
Poids individuel de récupération	w <sub>o</sub> (i)=1	X	X	X	X	X	X				X	X	X	X	X	X
	w <sub>o</sub> (i)=1/V <sub>o</sub>							X	X	X						
Estimation initiale de k <sub>ro</sub>	Linéaire										X	X	X	X	X	X
	Semi-analytique	X	X	X	X	X	X	X	X	X						
Estimation initiale de p <sub>c</sub>	P <sub>c</sub> nulle	X						X			X					
	P <sub>c</sub> nulle dont p <sub>c</sub> exp max		X			X			X			X			X	
	P <sub>c</sub> expérimentale			X	X		X			X			X	X		X

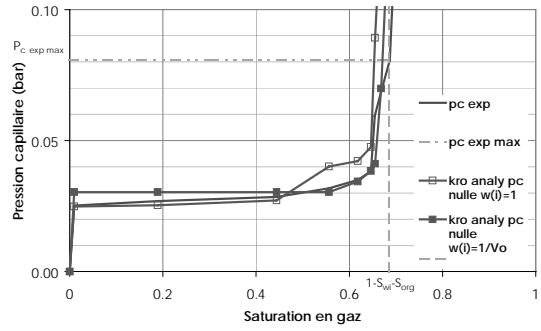
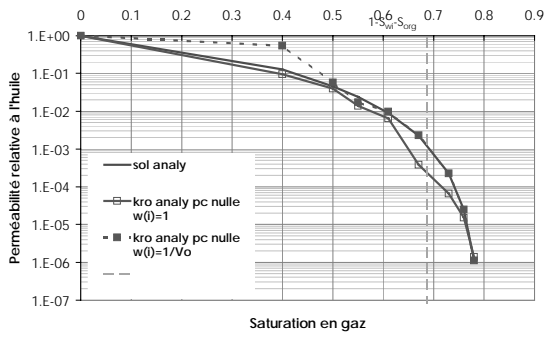
Tableau 3.4. Tableau récapitulatif des inversions menées pour tester l'influence de l'initialisation des paramètres sur la solution finale.

Nous énonçons dans ce qui suit les conclusions de cette étude, en indiquant le numéro des essais utilisés et en présentant la courbe de perméabilité relative à l'huile et celle de pression capillaire. Les conditions d'initialisation sont rapidement rappelées. L'ensemble des données concernant chaque inversion se trouve en Annexe F.

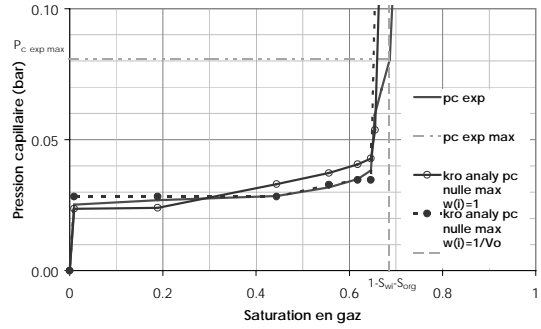
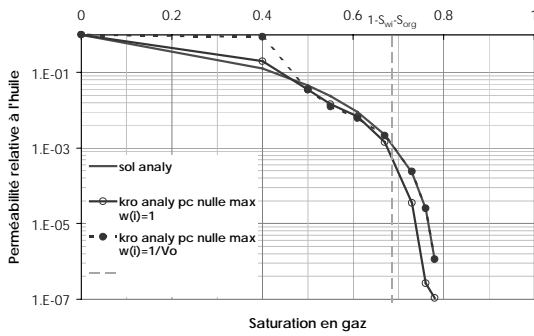
### 3.2.2.2.1. Influence de la pondération individuelle de récupération

Les essais utilisés dans cette partie sont : 1, 2, 3, 4, 7, 8, 9. Les résultats sont présentés en figure 3.13, pour chaque couple de paramètres initiaux (k<sub>ro</sub>, p<sub>c</sub>).

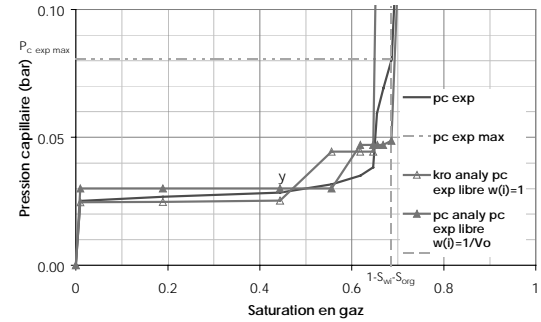
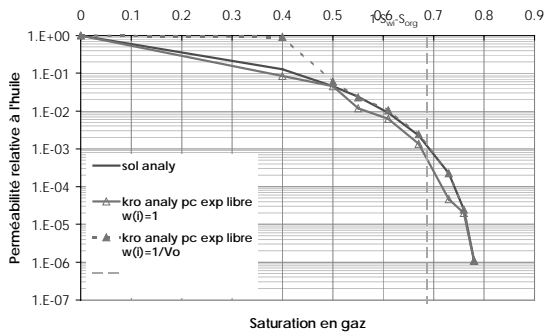




Estimation initiale :  $k_m$  semi-analytique,  $P_c$  nulle



Estimation initiale :  $k_m$  semi-analytique,  $P_c$  nulle max



Estimation initiale :  $k_m$  semi-analytique,  $P_c$  exp libre

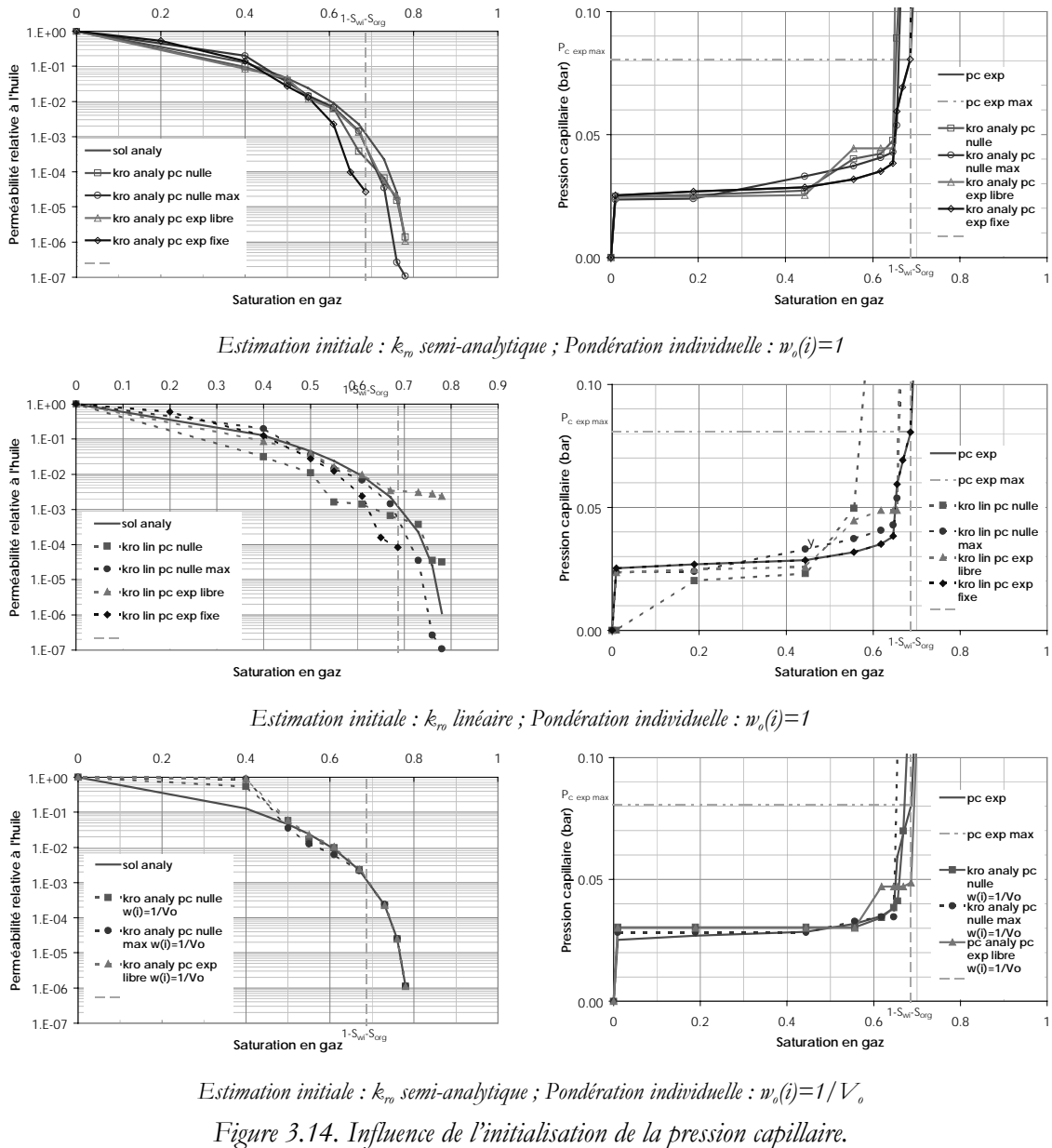
Figure 3.13. Influence de la pondération individuelle : détail des essais.

Les résultats obtenus dépendent du type de pondération choisi :

- les inversions avec un poids individuel inverse au volume d'huile induisent, aux faibles saturations de gaz, des perméabilités nettement plus élevées que la solution analytique,
- les inversions avec un poids individuel de 1 génèrent des perméabilités relatives assez voisines de la solution analytique, pour les saturations en gaz inférieures à 0,6.

### 3.2.2.2.2. Influence de l'initialisation de la pression capillaire

Les essais utilisés dans cette partie sont : 1, 2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13. Les résultats sont présentés en figure 3.14, pour chaque initialisation de perméabilité relative à l'huile.



Les inversions avec un poids individuel de 1 et « kro semi-analytique » génèrent, pour tous types de pression capillaire, des perméabilités relatives assez voisines de la solution semi-analytique, pour les saturations en gaz inférieures à 0,6. Avec « kro linéaire », les

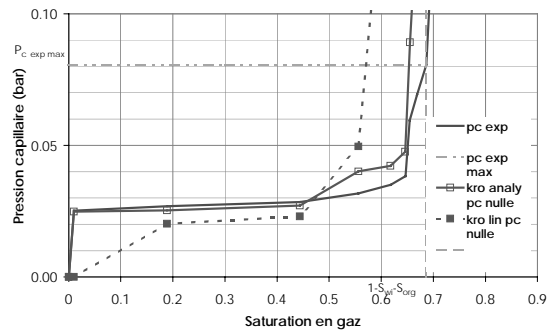
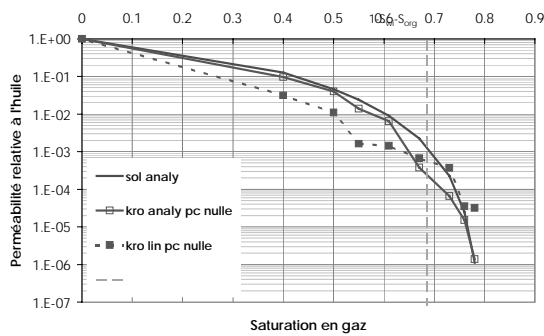
perméabilités sont nettement plus dispersées ; la pression capillaire semble très sensible à l'initialisation de la perméabilité relative.

L'initialisation avec « pc nulle » est la moins satisfaisante.

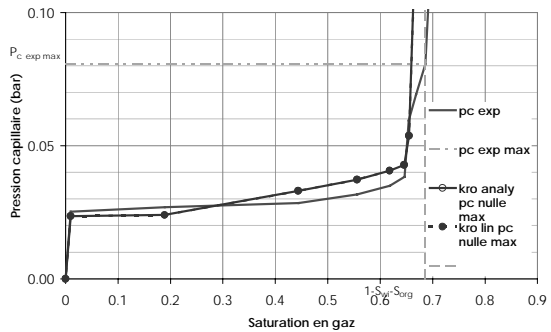
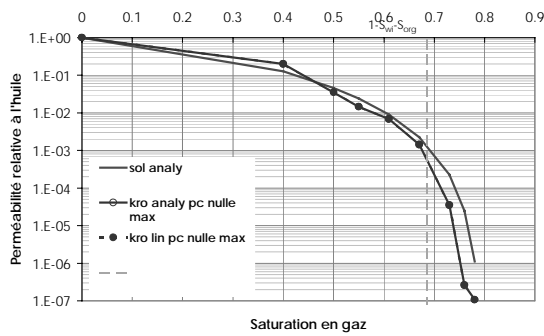
Les inversions avec un poids individuel inverse au volume d'huile semblent indépendantes de l'initialisation de la pression capillaire mais amènent une courbe de perméabilité relative qui s'écarte fortement de la solution semi-analytique aux saturations en gaz inférieures à 0,4.

### 3.2.2.2.3. Influence de l'initialisation de la perméabilité relative à l'huile

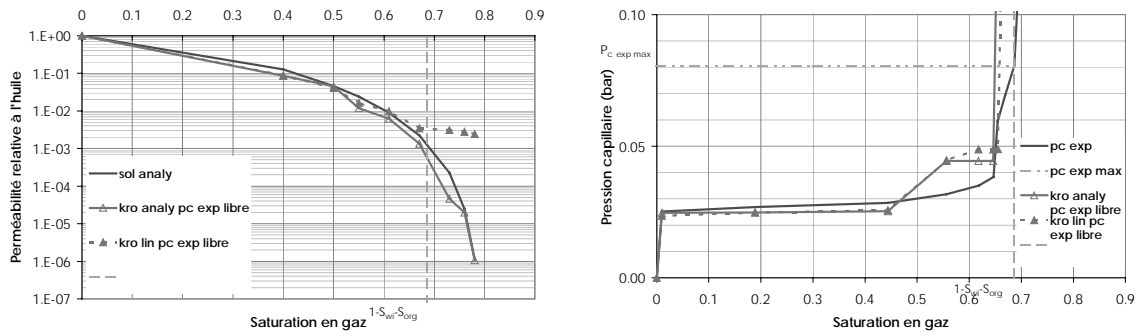
Les essais utilisés dans cette partie sont 1, 2, 3, 4, 10, 11, 12, 13. Les résultats sont présentés en figure 3.15, pour chaque initialisation de pression capillaire.



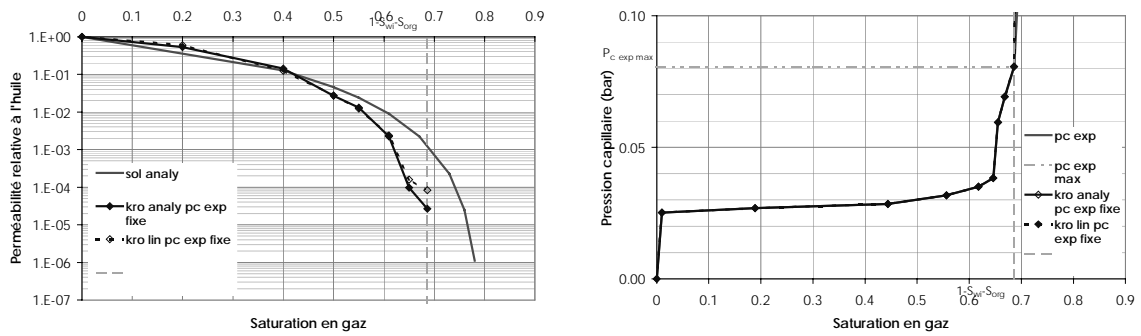
Estimation initiale : pc nulle ; Pondération individuelle :  $w_o(i)=1$



Estimation initiale : pc nulle max ; Pondération individuelle :  $w_o(i)=1$



Estimation initiale : pc exp libre ; Pondération individuelle :  $w_o(i)=1$



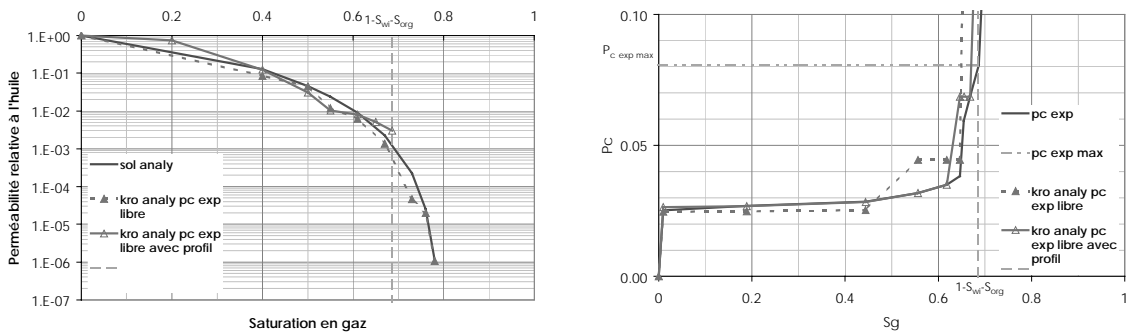
Estimation initiale : pc exp fixe ; Pondération individuelle :  $w_o(i)=1$

Figure 3.15. Influence de l'initialisation de la perméabilité relative à l'huile.

Les inversions à partir de «  $k_{ro}$  linéaire » s'écartent davantage de la solution semi-analytique et induisent des perméabilités relatives à l'allure dentelée et des pressions capillaires qui s'écartent significativement de la courbe expérimentale.

#### 3.2.2.2.4. Influence de la prise en compte du profil final en tant qu'observable

Les essais utilisés dans cette partie sont : 2, 3, 5, 6, 11, 12, 14, 15. Les résultats sont présentés en figure 3.16, pour chaque couple de paramètres initiaux ( $k_{ro}$ ,  $p_c$ ).



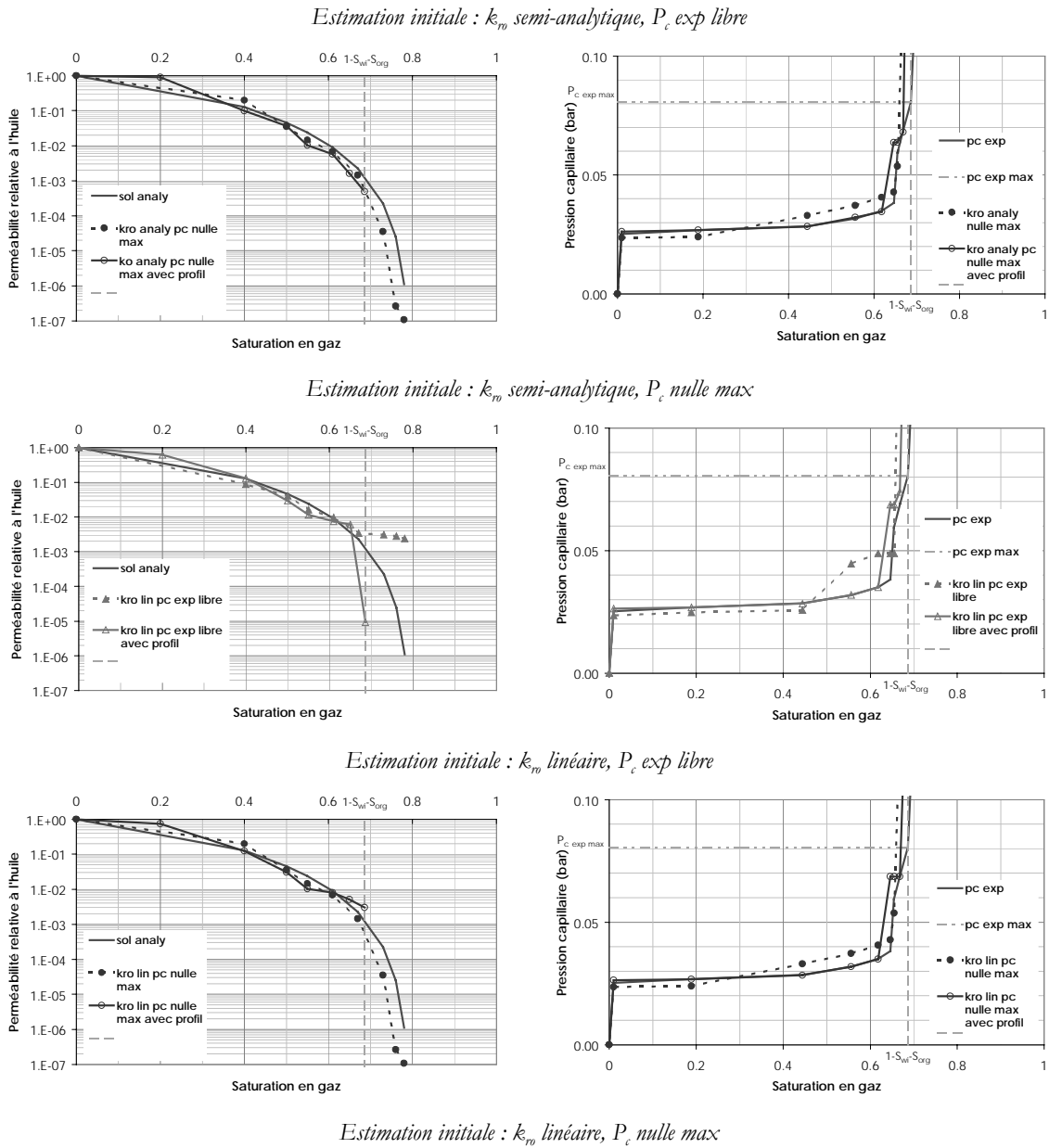


Figure 3.16. Influence de la prise en compte du profil final : détail des essais.

Quelle que soit l'initialisation en pression capillaire, les perméabilités relatives pour les saturations en gaz inférieures à  $(1-S_{wi}-S_{org})$  et les pressions capillaires obtenues sont très voisines.

La prise en compte du profil final atténue l'apparition de l'irrégularité, c'est-à-dire la bosse observée sur la courbe de pression capillaire.

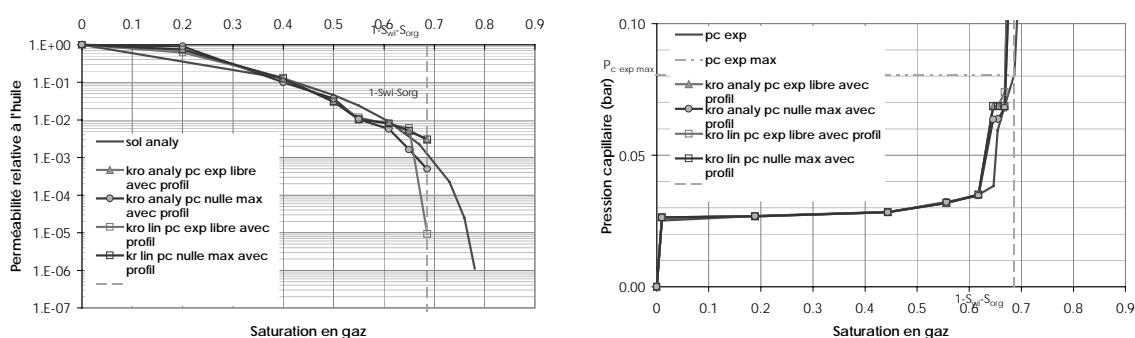


Figure 3.17. Influence de la prise en compte du profil final : synthèse.

### 3.2.3. Conclusion : application de la méthode inverse aux résultats expérimentaux

A l'issue de l'étude menée précédemment, il est possible de définir un mode d'inversion qui soit le plus largement indépendant de l'initialisation choisie :

- les observables retenues sont la récupération ainsi que le profil final,
- il n'y a pas de contrainte sur la pression capillaire (elle n'est pas fixée),
- la pondération individuelle de récupération est de 1,
- les paramètres sont initialisés comme suit :
  - la méthode semi-analytique fournit une estimation de la perméabilité relative à l'huile,
  - la pression capillaire est celle mesurée expérimentalement.

Nous adopterons cette initialisation pour l'ensemble de nos résultats expérimentaux.

## 3.3. Conclusion

Nous venons dans ce chapitre de décrire les deux voies d'approche utilisées dans ce travail pour la détermination des perméabilités relatives :

- la méthode semi-analytique qui résulte du traitement du modèle physique du drainage par gravité et qui utilise les profils de saturation et la courbe de pression capillaire,
- la méthode inverse qui repose sur l'optimisation d'une solution qui cale les mesures expérimentales, comme la récupération et le profil final de saturation.

Nous avons largement éprouvé l'efficacité de la méthode semi-analytique et identifié ses limites d'application. Elle sur-estime globalement la courbe de perméabilité relative à l'huile mais fournit une valeur précise de l'exposant de Corey. L'utilisation de profils bruités induit par ailleurs, aux saturations proches de la saturation résiduelle, un changement de pente dans la courbe de perméabilité relative à l'huile.

La perméabilité relative estimée par la méthode semi-analytique constitue en outre une valeur initiale pertinente pour l'inversion réalisée par CAROPT. Une étude sur l'estimation initiale de l'inversion a permis de trouver des conditions optimales d'utilisation de CAROPT pour l'interprétation de nos essais expérimentaux.

Nous voyons donc apparaître la complémentarité de ces deux méthodes : la méthode semi-analytique présente des faiblesses qui peuvent être compensées par l'utilisation de CAROPT et fournit dans le même temps une estimation initiale pertinente de la perméabilité pour l'inversion.





## Chapitre 4

# Résultats et discussion

*L'objectif de cette partie est de présenter l'ensemble des résultats expérimentaux obtenus. Ils comprennent, d'une part, les drainages triphasiques gaz/huile/eau menés pour différentes conditions de mouillabilité et, d'autre part, les drainages diphasiques gaz/huile qui apportent des compléments d'information, comme par exemple l'influence de l'eau irréductible. Les résultats seront principalement discutés en termes de récupération en huile et de pression capillaire huile/air puis en termes de perméabilités relatives. Une synthèse sera ensuite proposée et mettra en évidence l'influence de la mouillabilité mais aussi celle de l'eau irréductible. Nous proposerons alors une interprétation des drainages gravitaires à l'échelle du pore.*

<b>4. RESULTATS ET DISCUSSION.....</b>	<b>115</b>
<b>4.1. Caractérisation des milieux.....</b>	<b>117</b>
<b>4.2. Drainages par gravité : récupération et pression capillaire.....</b>	<b>119</b>
4.2.1. Drainages par gravité triphasiques.....	120
4.2.2. Drainages par gravité diphasiques.....	123
4.2.3. Conclusions partielles.....	126
<b>4.3. Courbes de perméabilités relatives.....</b>	<b>128</b>
4.3.1. Détermination des courbes de perméabilités relatives par la méthode semi-analytique.....	128
4.3.1.1. Interprétation des perméabilités relatives à partir des profils bruts de saturations.....	129
4.3.1.2. Interprétation des perméabilités relatives à partir des profils lissés de saturations.....	130
4.3.1.3. Interprétation des perméabilités relatives à partir des profils lissés de saturations et sur différentes tranches de milieu.....	131
4.3.1.4. Interprétation des courbes de perméabilités relatives à partir des profils lissés de saturations et sur deux plages de saturations.....	135
4.3.2. Détermination des courbes de perméabilités relatives par la méthode inverse.....	139
4.3.3. Comparaison des méthodes.....	141
4.3.3.1. Influence de la mouillabilité.....	142
4.3.3.2. Influence de l'eau irréductible.....	147
<b>4.4. Conclusions et interprétation à l'échelle du pore.....</b>	<b>149</b>

## 4.1. Caractérisation des milieux

La caractérisation des milieux constitue une étape préliminaire au drainage par gravité puisqu'elle renseigne sur :

- l'homogénéité du milieu,
- le champ de porosité,
- la perméabilité du milieu,
- le champ de saturation en eau irréductible,
- la perméabilité à l'huile en présence d'eau irréductible.

La caractérisation des milieux utilisés en écoulement triphasique et en écoulement diphasique est présentée dans les deux tableaux suivants. L'ensemble des données et/ou figures correspondant à chaque milieu et à chaque étape se trouve en Annexes B et D.

Milieu	« M0 »	« M4 »	« M14 »	« M28 »	« M69 »
Temps de macération	0 jour	4 jours	14 jours	28 jours	69 jours
Porosité estimée par gammamétrie	40,9%	37,2%	37,5%	38,6%	38,3%
Porosité estimée par pesée	40,5%	38,1%	35,7%	40,0%	39,8%
Volume poreux	803 ml	732 ml	736 ml	758 ml	754 ml
Perméabilité	7,08 D	5,16 D	4,84 D	5,46 D	5,94 D
Saturation en eau irréductible avant macération	20,6%	20,4%	21,1%	21,1%	26,4%
Perméabilité $k_o @ S_{wi}^{(1)}$ avant macération	4,05 D	3,19 D	3,33 D	3,72 D	3,61 D
Saturation en eau irréductible après macération	✓	21,3%	15,1%	21,2%	26,4%
Perméabilité $k_o @ S_{wi}^{(2)}$ après macération	✓	3,40 D	3,57 D	4,33 D	4,07 D
$R = \frac{k_o @ S_{wi}}{k_w}$	0,57	0,62	0,68	0,68	0,61
$R' = \frac{k_o @ S_{wi}^{(2)}}{k_o @ S_{wi}^{(1)}}$	✓	1,07	1,18	1,16	1,13

Tableau 4.1. Caractérisation des milieux utilisés pour les drainages par gravité gaz/huile/eau.

MILIEU	« X0 »	« X14 »
Temps de macération	0 jour	14 jours
Porosité estimée par gammamétrie	40,0%	41,2%
Porosité estimée par pesée	40,7%	42,1%
Volume poreux	785ml	809 ml
Perméabilité $k_w^{(1)}$	6,07 D	6,87 D
Porosité après macération	✓	41,4%
Perméabilité $k_w^{(2)}$ après macération	✓	6,50 D
$R' = \frac{k_w^{(2)}}{k_w^{(1)}}$	✓	0,95

Tableau 4.2. Caractérisation des milieux utilisés pour les drainages par gravité gaz/huile.

Les profils obtenus par gammamétrie sur les milieux secs montrent une bonne **homogénéité**, malgré les effets d'extrémité observés qui sont probablement liés au procédé de fabrication.

Les mesures de **porosité** par gammamétrie oscillent entre 35 et 46 %. Des effets d'extrémité et des hétérogénéités locales sont en effet observées. Les valeurs moyennes de porosité sont comprises entre 37 et 41%. Ces valeurs sont cohérentes avec les porosités estimées par pesée.

Les mesures de **perméabilités absolues** réalisées pour des valeurs croissantes et décroissantes du débit sont généralement identiques, quel que soit le sens de variation du débit. Ceci confirme la saturation correcte de chaque milieu. Les perméabilités sont comprises entre 5 et 7 D. Les milieux étudiés sont donc très perméables.

Le **champ de saturation en eau irréductible** est assez uniforme. Un effet d'extrémité est toutefois observé en bas de l'échantillon car l'eau s'y accumule légèrement par capillarité. La saturation irréductible moyenne avoisine les 21%, à l'exception du milieu M69

pour lequel la valeur de la saturation en eau atteint les 26%. La **perméabilité à l'huile en présence d'eau irréductible**  $k_o @ S_{wi}$  est comprise entre 3 et 4 D.

Après macération, la perméabilité à l'huile en présence d'eau irréductible  $k_o @ S_{wi}$  est sensiblement la même qu'avant macération. Le facteur de réduction  $R' = \frac{k_o @ S_{wi}^{(2)}}{k_o @ S_{wi}^{(1)}}$  est à peu près le même pour tous les milieux utilisés en drainage triphasique.

Après macération, les comptages de contrôle de la porosité (pour le drainage diphasique) et du champ d'eau irréductible (pour les drainages triphasiques) sont nettement plus dispersés. Les valeurs moyennes déduites sont tout de même proches de celles avant macération.

L'ensemble des contrôles effectués révèle la bonne homogénéité des milieux utilisés pour les drainages. Ces milieux présentent en outre des propriétés pétrophysiques semblables et des saturations en eau irréductibles assez uniformes. Ceci nous permettra de comparer les essais menés.

## 4.2. Drainages par gravité : récupération et pression capillaire

Chaque essai de drainage par gravité est interprété en termes de :

- courbe expérimentale de récupération en huile,
- profils « bruts » de saturation au cours du temps et courbe de récupération en huile déduite des profils « bruts »,
- profils « lissés » de saturation au cours du temps et courbe de récupération en huile déduite des profils « lissés »,
- courbe de pression capillaire.

Pour la clarté du document, seules les courbes de récupération en huile et de pression capillaires sont présentées ici, les autres résultats seront seulement commentés mais figurent tous en Annexes C et E.

### 4.2.1. Drainages par gravité triphasiques

Les courbes de récupération en huile pour les différentes conditions de mouillabilité sont présentées :

- en fonction du temps vrai ou d'un temps adimensionnel  $t_{ad} = \frac{\mu}{\rho k} t$ ,
- en termes de masse d'huile récupérée ou de fraction d'huile récupérée ou de fraction d'huile récupérable.

Rappelons que la fraction d'huile récupérée correspond au rapport du volume d'huile récupérée sur le volume d'huile initialement en place et que la fraction d'huile récupérable correspond au rapport du volume d'huile récupérée sur le volume d'huile mobile.

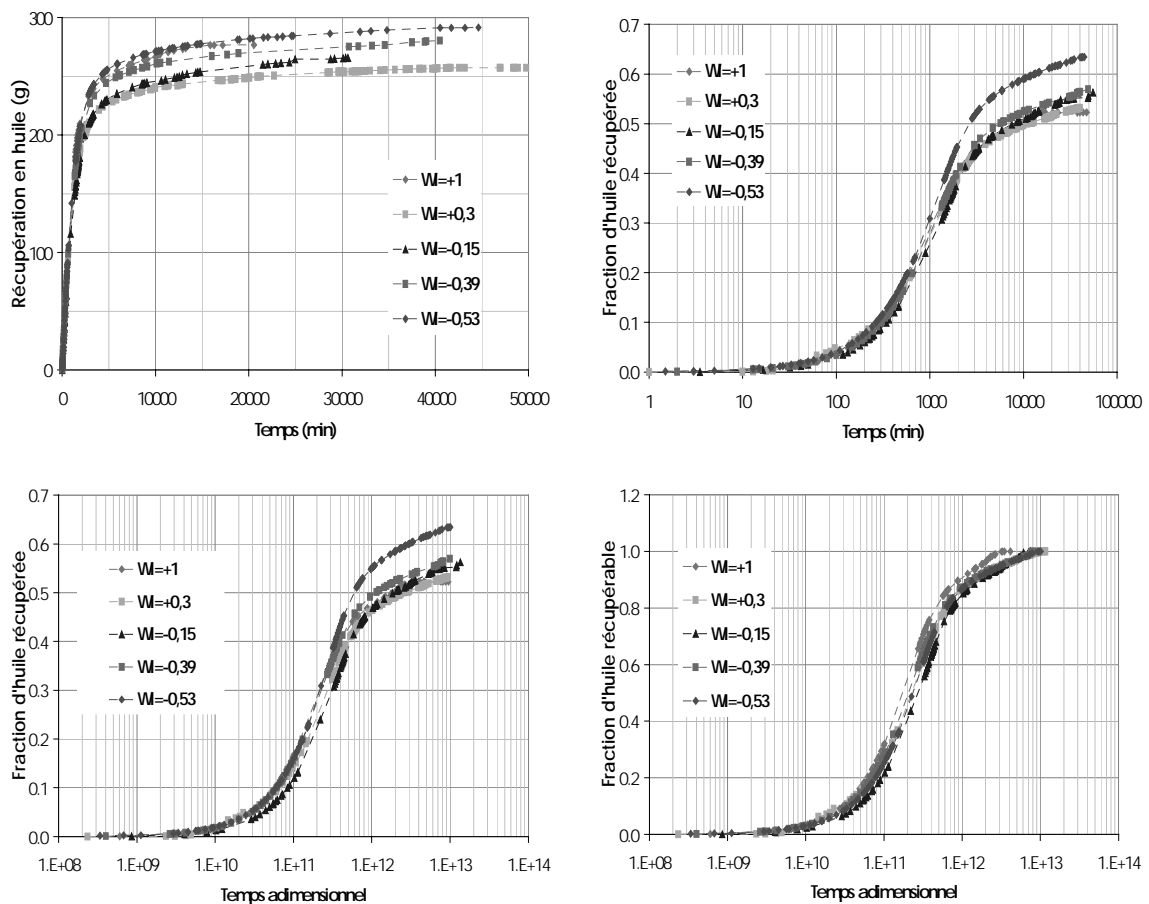


Figure 4.1. Drainage par gravité en présence d'eau irréductible : courbes expérimentales de récupération en huile pour différentes conditions de mouillabilité.

Deux cinétiques de récupération en huile pour le drainage gravitaire sont observées, indépendamment de la mouillabilité :

- une étape rapide, jusqu'à environ 3000 minutes (temps adimensionnel de  $7.10^{+11}$ ), à l'issue de laquelle 45% de l'huile en place est récupérée ; les courbes sont pratiquement superposées quel que soit l'indice de mouillabilité,
- une étape lente, qui se poursuit jusqu'à des temps de l'ordre de 40000 minutes (temps adimensionnel de  $1.10^{+12}$ ) et qui permet de recueillir de 48 à 64% de l'huile en place ; les courbes se distinguent en fonction de l'indice de mouillabilité : plus le milieu devient mouillable à l'huile et plus la récupération se poursuit dans le temps. En particulier, pour le milieu mouillable à l'eau, la récupération atteint un plateau alors que les autres milieux continuent de produire de l'huile.

La première phase correspond à un écoulement en masse. La seconde phase correspond à un écoulement par films.

Pour l'ensemble des expériences, nous n'avons pas observé de production d'eau en sortie des milieux.

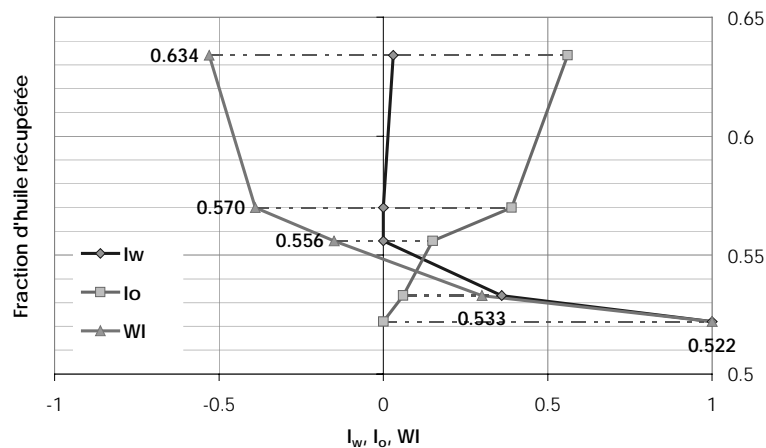


Figure 4.2. Drainage par gravité en présence d'eau irréductible : fraction d'huile récupérée en fonction des indices de mouillabilité à l'eau, à l'huile et global.

La figure 4.2 montre que la fraction d'huile récupérée est d'autant plus importante que le milieu devient mouillable à l'huile. Elle présente également l'évolution de la récupération avec les indices de mouillabilité à l'eau  $I_w$  ou à l'huile  $I_o$ . Une grande variation de  $I_w$  (de +1 à 0) induit une faible augmentation de la fraction produite (de 0,522 à 0,556). Puis, lorsque  $I_w$  reste nul et que  $I_o$  augmente, la récupération croît de 0,556 à 0,634. C'est donc l'indice  $I_o$  indice, traduisant l'affinité de la roche pour l'huile, qui semble jouer un rôle prépondérant dans le mécanisme de récupération.

L'ensemble des courbes de **profils bruts de saturations** au cours du temps mettent en évidence l'avancée du front de saturation au cours du temps, qui se stabilise dans une position d'équilibre. Un bruit expérimental sur les profils persiste au niveau du pied capillaire et de la zone asymptotique.

Les courbes de récupération déduites des profils bruts de saturations sont cohérentes avec les courbes expérimentales. Cet accord est excellent pour le milieu non macéré. Pour les milieux macérés, le bruit expérimental précédemment constaté semble accroître l'erreur commise sur les points de récupération déduits des saturations par bilan matière, sans observer de véritable tendance à la sur ou sous-estimation de la valeur réelle. Aucune explication n'a été trouvée pour justifier cet écart ou même les points complètement aberrants.

A l'issue de cette étape, une vingtaine de profils de saturations qui garantissent le respect du bilan matière sont sélectionnés pour le lissage puis le calcul des perméabilités relatives. Les profils bruts retenus sont lissés en veillant toutefois à ce que l'écart entre le bilan de matière déduit des profils bruts et celui déduit des profils lissés soit inférieur à 8% (en moyenne, inférieur à 4%).

De même que pour les profils bruts de saturations, la courbe de récupération en huile est recalculée à partir des **profils lissés de saturations**: la courbe obtenue est bien cohérente avec la courbe expérimentale. Ceci constitue une condition absolument nécessaire pour le calcul des perméabilités.

Le dernier profil, stabilisé, lissé, permet de déterminer la courbe de **pression capillaire huile/air** sous la forme d'une fonction ne dépendant que de la saturation en huile.



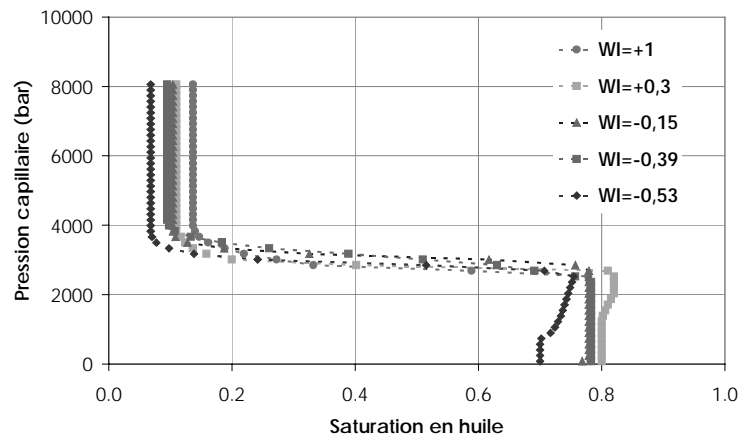


Figure 4.3. Drainage par gravité en présence d'eau irréductible : courbes de pression capillaire en fonction de la mouillabilité du milieu.

La **hauteur du pied capillaire** semble peu sensible à la mouillabilité du milieu. Elle se situe vers 31 cm.

WI	+1	+ 0,3	- 0,15	- 0,39	- 0,53
$S_{or}$	13,7%	11,0%	10,8%	9,8%	6,8%

Figure 4.4. Drainage par gravité en présence d'eau irréductible : saturation en huile résiduelle locale en fonction de l'indice de mouillabilité.

La **saturation en huile résiduelle** locale atteinte dans la carotte passe de 13,7 % pour le milieu mouillable à l'eau (WI=+1) à 6,8 % pour le milieu mouillable à l'huile (WI=-0,53). Pour les trois autres milieux, de mouillabilité intermédiaire, cette saturation se situe aux alentours de 10 % sans que l'on puisse discerner une quelconque tendance puisque l'écart observé est inférieur à l'erreur de mesure liée à la gammamétrie.

#### 4.2.2. Drainages par gravité diphasiques

Les courbes de récupération en huile pour les différentes conditions de mouillabilité sont présentées :

- en fonction du temps vrai ou d'un temps adimensionnel  $t_{ad} = \frac{\mu}{\rho k} t$ ,
- en termes de fraction d'huile récupérée ou en termes de fraction d'huile récupérable.

Rappelons que la fraction d'huile récupérée correspond au rapport du volume d'huile récupérée sur le volume d'huile initialement en place et que la fraction d'huile récupérable correspond au rapport du volume d'huile récupérée sur le volume d'huile mobile.

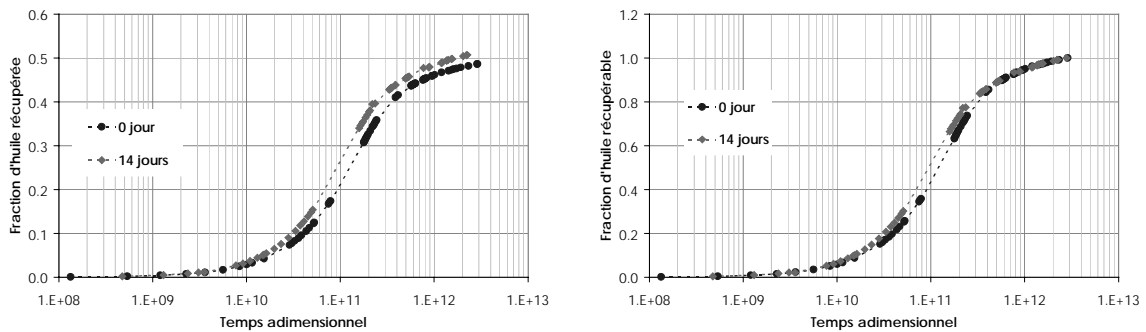


Figure 4.5. Drainage par gravité sans eau irréductible : courbes expérimentales de récupération en huile en fonction du temps de macération.

Deux cinétiques de récupération en huile sont observées indépendamment du temps de macération :

- une étape « rapide », jusqu'à 3000 minutes (temps adimensionnel de  $4.10^{+11}$ ), à l'issue de laquelle plus de 40% de l'huile en place est récupérée,
- une étape « lente », qui se poursuit jusqu'à des temps de l'ordre de 20000 minutes (temps adimensionnel de  $8.10^{+12}$ ) et qui permet de recueillir la fraction restante.

La récupération est plus importante pour le milieu dont la mouillabilité a été altérée (X14).

De la courbe de **profils bruts de saturations**, nous pouvons déduire :

- l'avancée du front de saturation au cours du temps puis sa stabilisation,
- la persistance d'un bruit au niveau du pied capillaire et de la partie asymptotique.

L'existence de ce bruit peut provenir des hétérogénéités locales et/ou d'une modification de la résine en température. Elle conforte en outre l'hypothèse que l'eau reste immobile pendant le drainage par gravité gaz/huile/eau.

Pour les deux milieux, l'accord entre la courbe expérimentale de récupération et celle déduite des profils bruts de saturations est satisfaisant.

Une vingtaine de profils bruts garantissant le respect du bilan de matière sont lissés, en veillant toujours à ce que l'écart entre le bilan de matière déduit des profils bruts et celui déduit des **profils lissés** soit inférieur à 8% (en moyenne, inférieur à 4%).

De même que pour les profils bruts de saturations, la courbe de récupération en huile est recalculée à partir des profils lissés : la courbe obtenue est bien cohérente avec la courbe expérimentale. Ceci constitue une condition absolument nécessaire pour le calcul des perméabilités.

Le dernier profil, stabilisé, lissé, permet de déterminer la courbe **de pression capillaire air/huile** sous forme d'une fonction ne dépendant que de la saturation en huile.

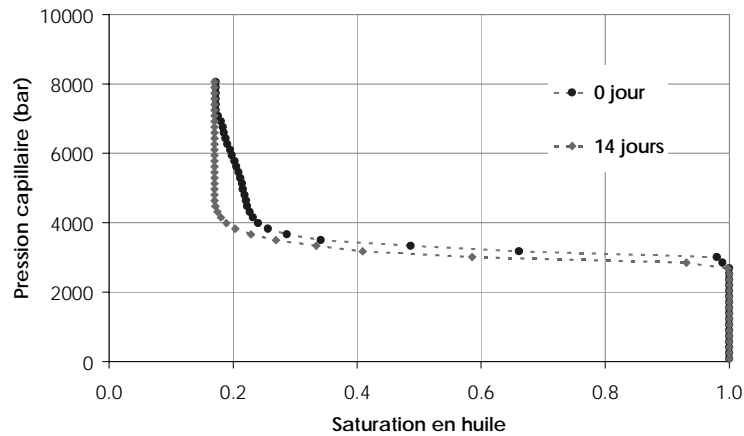


Figure 4.6. Drainage par gravité sans eau irréductible : courbe de pression capillaire en fonction du temps de macération.

Temps de macération	0 jour	14 jours
Saturation en huile résiduelle	17,2%	17,0%

Tableau 4.3. Drainage par gravité sans eau irréductible : saturation en huile résiduelle locale en fonction de l'indice de mouillabilité.

Les saturations locales en huile résiduelle atteintes dans la carotte sont très voisines quel que soit le temps de macération. Cependant, en observant la courbe de pression capillaire, nous pouvons dire que cette valeur est atteinte sur une tranche de milieu beaucoup plus grande dans le cas de la mouillabilité altérée.

### 4.2.3. Conclusions partielles

Les résultats expérimentaux concernant les drainages par gravité, menés avec ou sans eau irréductible et pour différentes conditions de mouillabilité, présentent un certain nombre de points communs :

- l'existence de deux cinétiques de récupération en huile : une étape rapide puis une étape très lente (i.e. un écoulement en masse puis par films),
- une hauteur du pied capillaire se situant aux alentours de 31 cm.

En revanche, deux effets notables peuvent être déduits : l'effet de l'eau irréductible et l'effet de mouillabilité que nous présentons dans les paragraphes suivants.

#### Influence de l'eau irréductible sur la récupération

Nous allons comparer les essais triphasiques M0 et M69 avec les essais diphasiques respectifs XO et X14.

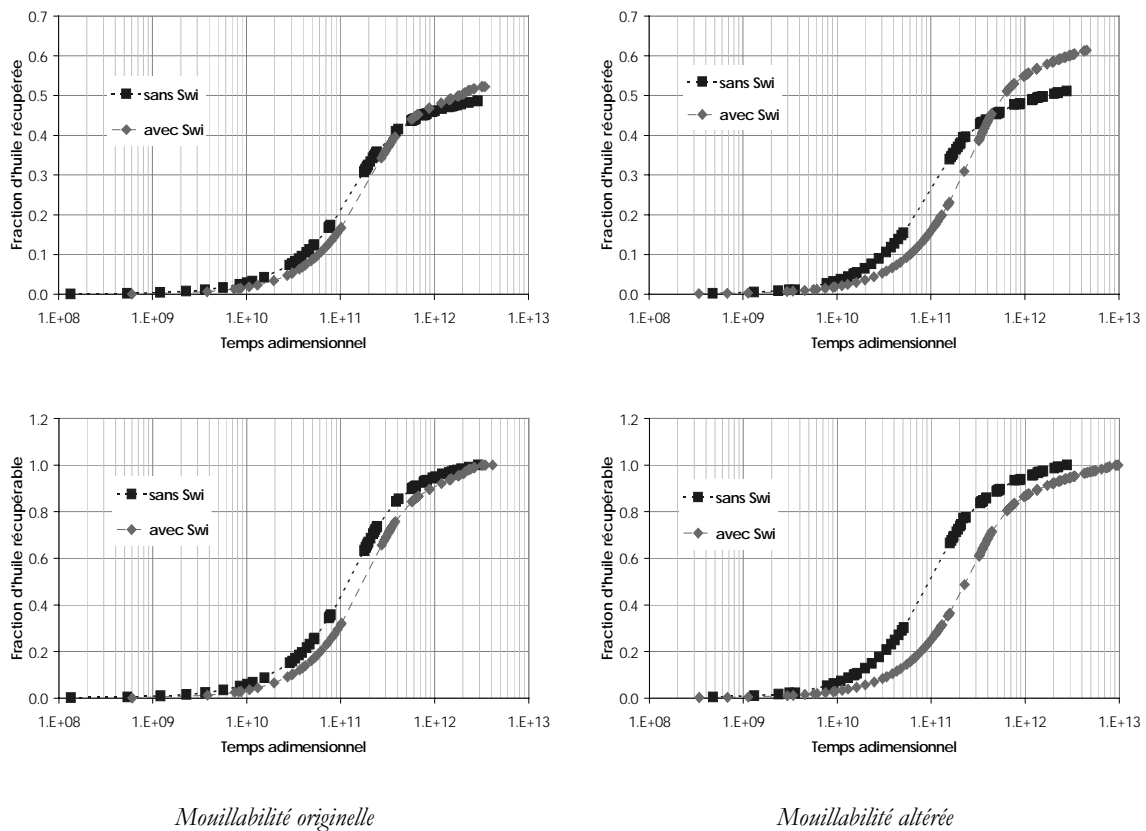


Figure 4.7. Influence de l'eau irréductible sur le drainage par gravité : courbe de récupération en huile.

Les deux cinétiques de récupération précédemment observées présentent les nuances suivantes :

- pendant l'étape rapide, la vitesse de récupération est d'autant plus grande qu'il n'y a pas d'eau,
- la seconde étape conduit à une récupération finale plus importante en présence d'eau.

La perméabilité initiale lors de l'écoulement diphasique est d'environ 6 D alors qu'elle est seulement de 3,5 D au début de l'écoulement triphasique. Ceci explique que la vitesse de récupération de l'huile soit plus grande pendant l'étape rapide, pour le drainage en conditions diphasiques.

D'autre part, l'Aérolith A-10 est un milieu poreux naturellement mouillable à l'eau et le coefficient d'étalement de l'huile Marcol 52 sur l'eau en présence d'air est positif. Donc, initialement, dans le cas des drainages triphasiques, l'eau remplit les pores les plus petits et tapisse la surface des plus gros ; l'huile se trouve au centre des pores les plus gros. Lorsque l'air pénètre dans le milieu, l'huile s'étale sur l'eau en formant des films de faible épaisseur. Ces films assurent la continuité de la phase huileuse et donc une plus grande récupération. Dans le cas des drainages diphasiques, ces films d'eau n'existent pas et la récupération est moins importante que dans le cas triphasique.

### Influence de la mouillabilité sur la récupération

Les courbes et tableaux suivants présentent l'influence de la mouillabilité du milieu sur la récupération finale en huile :

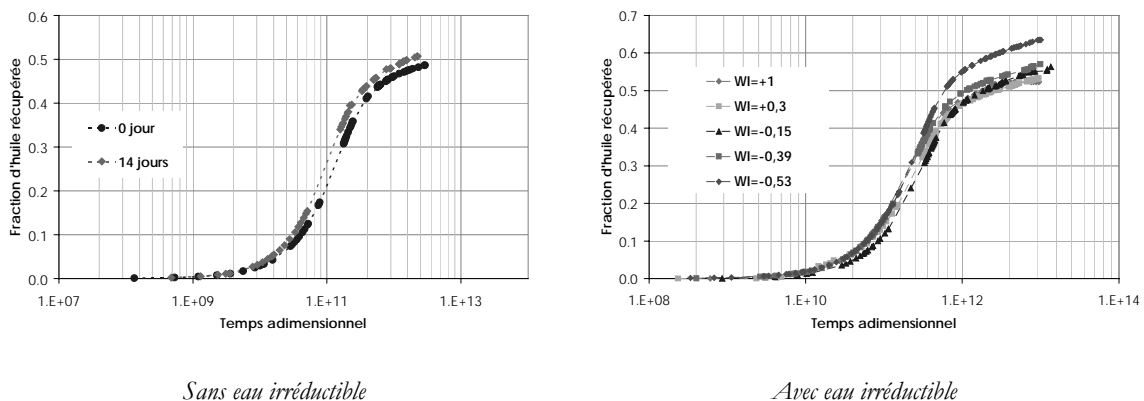


Figure 4.8. Influence de la mouillabilité sur le drainage par gravité.

Indice de mouillabilité	+ 1	+ 0,3	- 0,15	- 0,39	- 0,53
Fraction d'huile récupérée	0,522	0,533	0,556	0,570	0,634

Figure 4.9. Influence de la mouillabilité du milieu sur la récupération finale (en présence d'eau irréductible).

Temps de macération	0 jour	14 jours
Huile récupérée	50,2 %	54,7 %

Figure 4.10. Influence de la mouillabilité du milieu sur la récupération finale (sans eau irréductible).

Les essais menés mettent en évidence l'influence de la mouillabilité sur la récupération en huile : la récupération est plus importante sur les milieux macérés et la saturation en huile résiduelle diminue franchement entre un milieu mouillable à l'eau et un milieu mouillable à l'huile.

### 4.3. Courbes de perméabilités relatives

Nous présentons dans cette partie les courbes de perméabilités relatives déduites des résultats expérimentaux, à partir des deux méthodes décrites au chapitre 3 : méthode semi-analytique puis méthode inverse. Nous essayons de mettre en évidence, d'une part, l'influence de la mouillabilité et, d'autre part, l'influence de l'eau irréductible.

#### 4.3.1. Détermination des courbes de perméabilités relatives par la méthode semi-analytique

De nombreuses pistes d'investigations ont été examinées pour la détermination des perméabilités relatives à l'huile et pour tenter de bien comprendre l'influence de la mouillabilité sur le drainage par gravité. Nous ne présentons pas toutes les tentatives menées : nous ne livrons ici que celles qui vont enrichir nos conclusions.

Dans tous les cas, le calcul des perméabilités relatives est effectué avec un test sur la variation de saturation (qui doit être d'au moins 2 points) et les couples ( $S_o$ ,  $k_{ro}$ ) dont la saturation ou la perméabilité relative est inférieure à 0 ou supérieure à 1 sont éliminés.

### 4.3.1.1. Interprétation des perméabilités relatives à partir des profils bruts de saturations

Les perméabilités relatives sont calculées ici à partir des profils bruts de saturations. Les courbes obtenues sont présentées en fonction de la saturation « vraie ». La régression tracée sur chaque graphique fournit alors un « pseudo-exposant » de Corey.

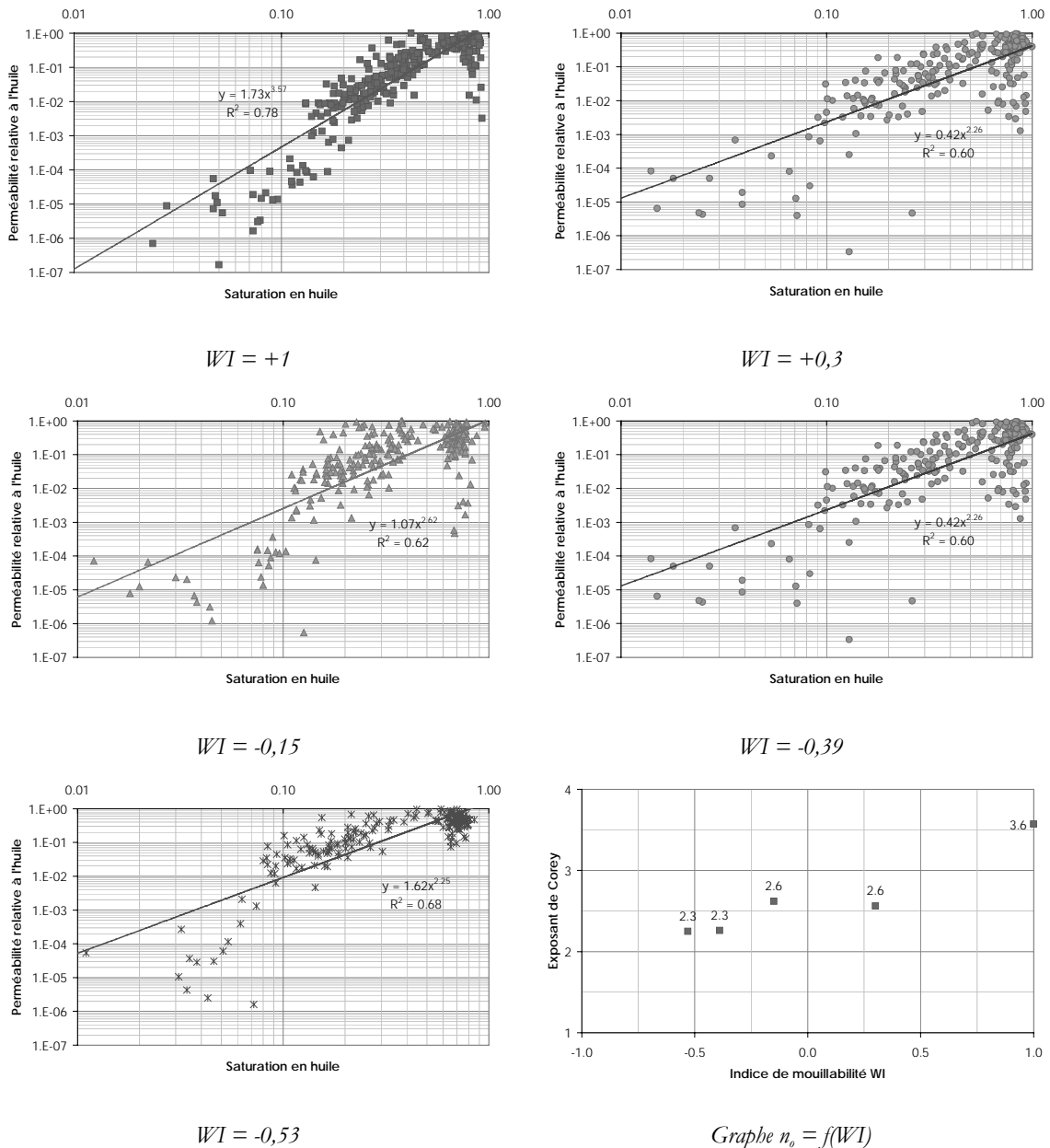


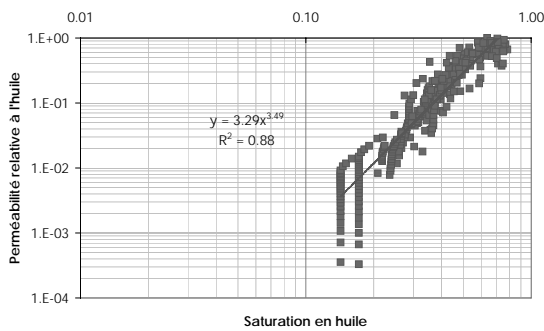
Figure 4.11. Courbes de perméabilités relatives à l'huile obtenues par la méthode semi-analytique appliquée aux profils bruts de saturations.

Les nuages de points apparaissent plus dispersés pour les milieux macérés que pour le milieu non macéré.

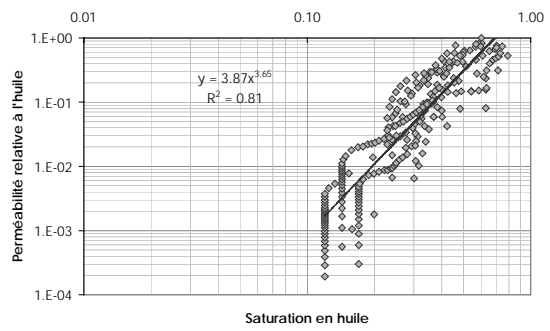
Le pseudo-exposant de Corey déduit est à peu près le même pour les milieux de mouillabilité intermédiaire ou à l'huile (environ 2,5) et passe à une valeur supérieure (3,6) pour le milieu mouillable à l'eau.

#### 4.3.1.2. Interprétation des perméabilités relatives à partir des profils lissés de saturations

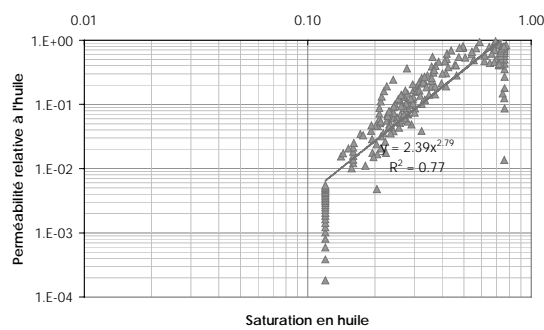
Les perméabilités relatives sont calculées ici à partir des profils lissés de saturations. Les courbes obtenues sont présentées en fonction de la saturation « vraie ». La régression tracée sur chaque graphe fournit alors un « pseudo-exposant » de Corey.



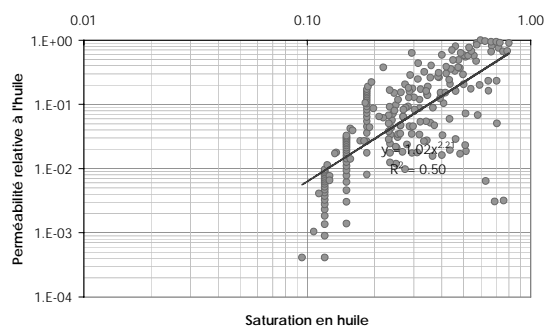
$WI = +1$



$WI = +0,3$

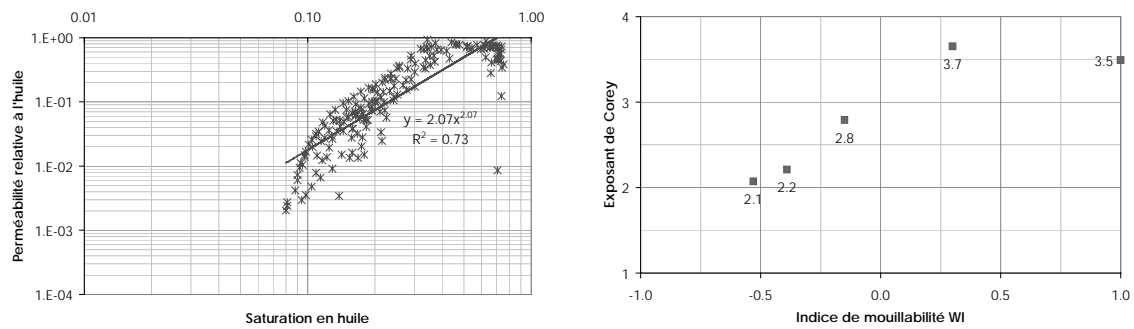


$WI = -0,15$



$WI = -0,39$





$$WI = -0,53$$

$$\text{Graphe } n_o = f(WI)$$

Figure 4.12. Courbes de perméabilités relatives à l'huile obtenues par la méthode semi-analytique appliquée aux profils lissés de saturations.

Le nuage de points obtenu à partir des profils lissés de saturations est plus resserré que dans le cas des profils bruts. Nous observons cependant une organisation verticale de certains points calculés à faibles saturations : la saturation varie très peu alors que la perméabilité relative chute. Ces points proviennent des profils les plus tardifs, presque stabilisés, avec une saturation quasiment constante le long du milieu alors que le temps augmente. Nous nous interrogeons sur l'interprétation de ces points : correspondent-ils à un artifice numérique ou représentent-ils vraiment un phénomène physique ?

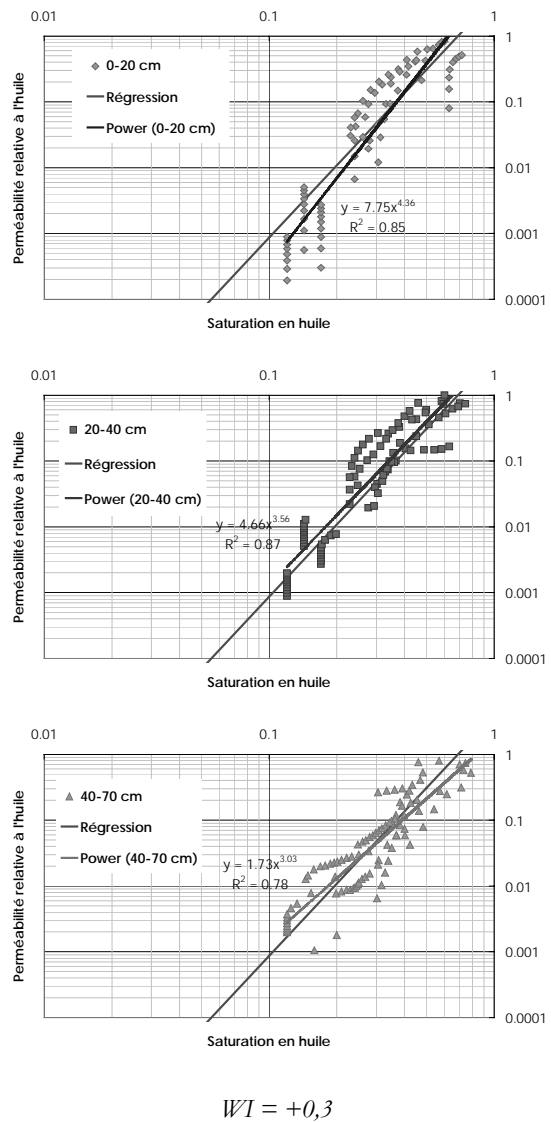
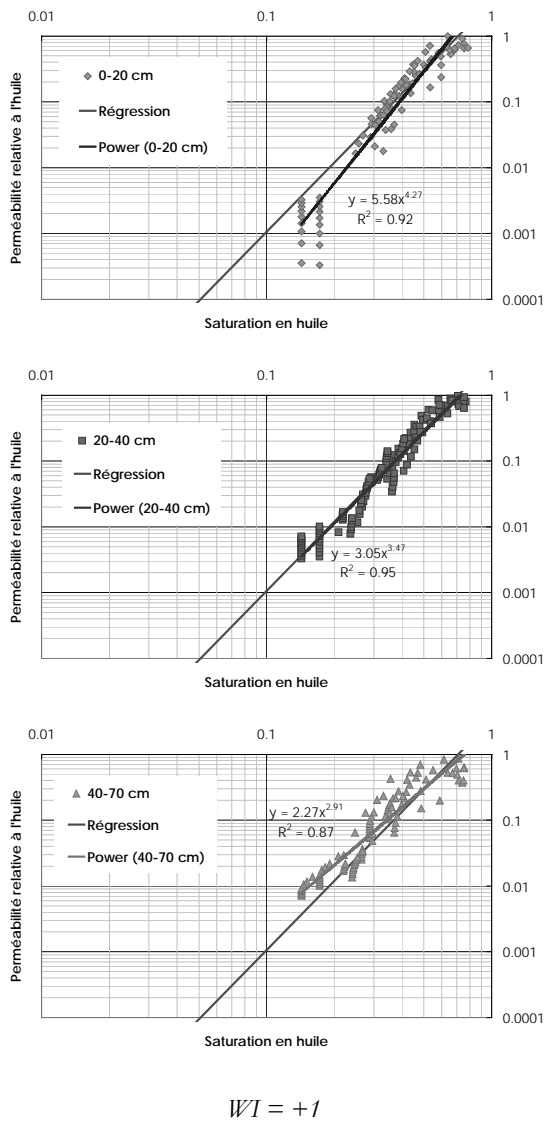
Le pseudo-exposant de Corey déduit est à peu près le même pour les milieux à  $WI=+1$  et à  $WI=+0,3$  puis diminue pour les autres milieux, à mesure que l'on tend vers la mouillabilité à l'huile.

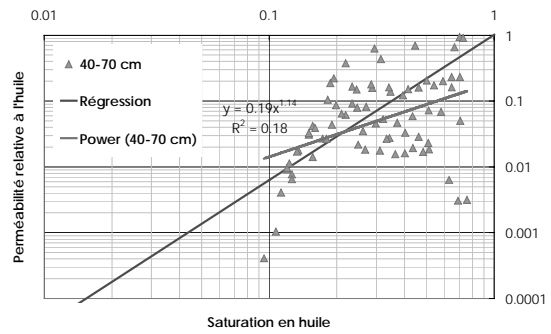
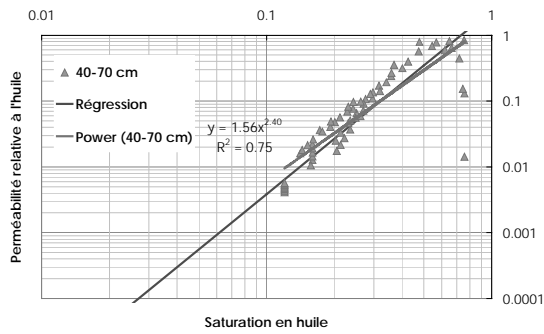
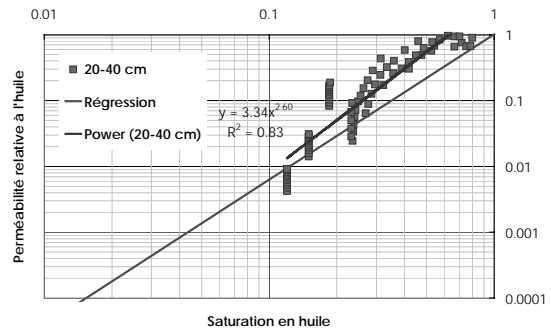
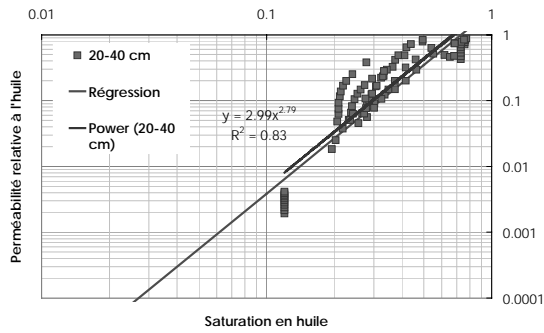
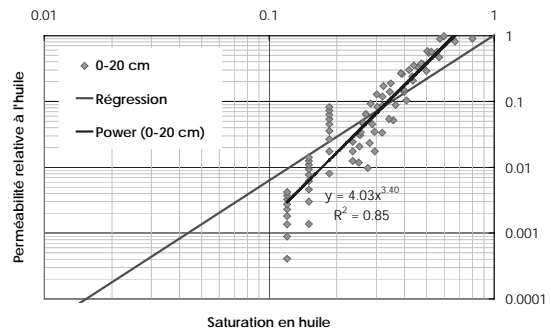
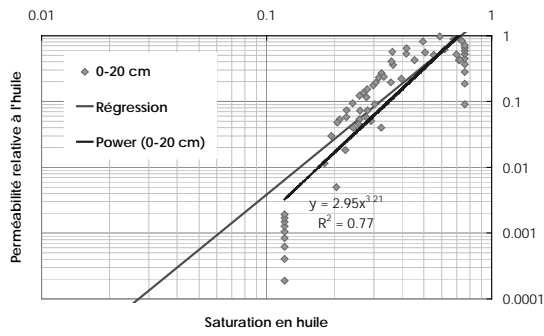
#### 4.3.1.3. Interprétation des perméabilités relatives à partir des profils lissés de saturations et sur différentes tranches de milieu

Pour tenter de comprendre l'existence des organisations verticales observées précédemment, le calcul des perméabilités est réalisé sur différentes zones de l'échantillon. Trois tranches sont testées :

- de 0 à 20 cm à partir du sommet,
- de 20 à 40 cm à partir du sommet,
- de 40 à 70 cm à partir du sommet.

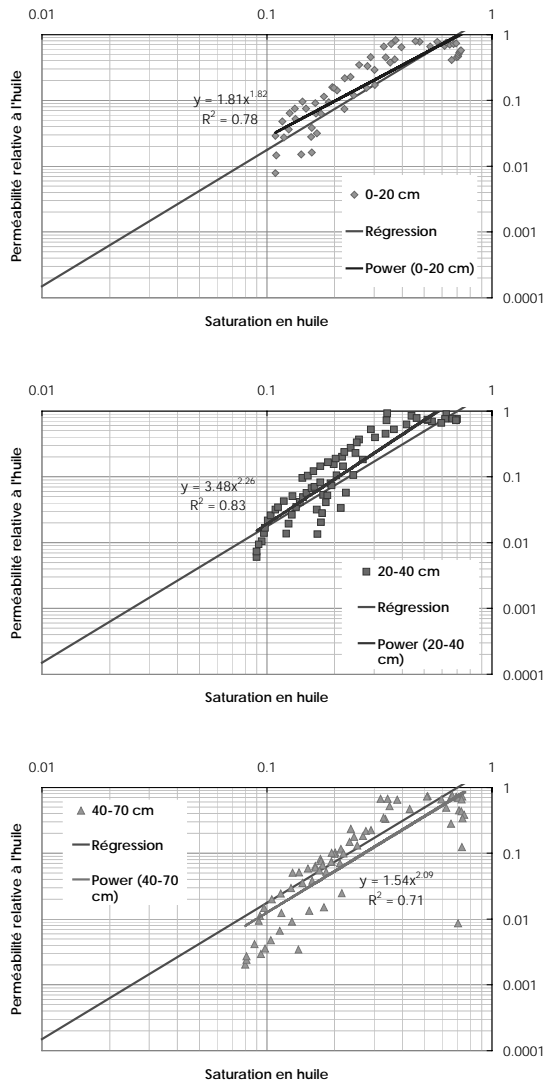
Les courbes obtenues sont présentées en fonction de la saturation « vraie ». Deux régressions sont tracées sur chaque graphe : l'une correspondant aux points de la tranche étudiée et fournissant le « pseudo-exposant » de Corey et l'autre représentant la corrélation obtenue avec la totalité des points.





$WI = -0,15$

$WI = -0,39$



$$WI = -0,53$$

Figure 4.13. Courbes de perméabilités relatives à l'huile obtenues par la méthode semi-analytique appliquée aux profils lissés de saturations et à différentes tranches de milieu.

Les points n'adoptent pas de disposition particulière autour de la régression en fonction de leur position dans le milieu. En particulier, les organisations verticales ne peuvent être mises directement en rapport avec une tranche donnée de l'échantillon.

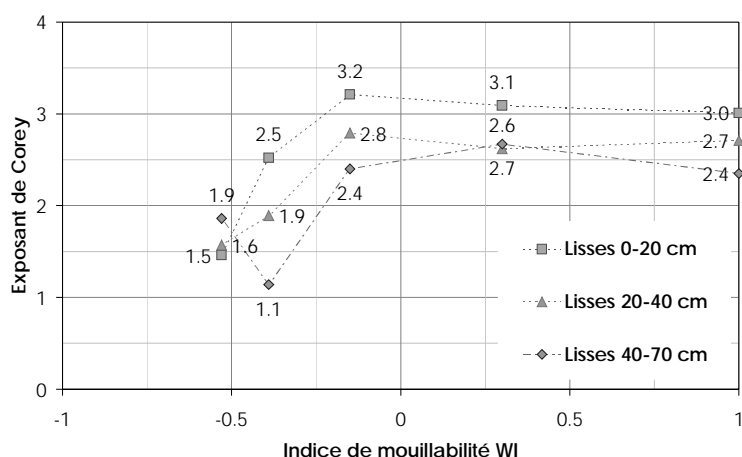


Figure 4.14. Pseudo-exposants de Corey à l'huile obtenus par la méthode semi-analytique appliquée aux profils lissés de saturations et à différentes tranches de milieu.

La tendance sur le pseudo-exposant de Corey déduit par tranche est à peu près la même que celle tirée de l'interprétation sur la totalité des points, à savoir que l'exposant pour les milieux à  $WI=+1$  et à  $WI=+0,3$  est semblable puis diminue pour les autres milieux, à mesure que l'on se déplace vers la mouillabilité à l'huile.

#### 4.3.1.4. Interprétation des courbes de perméabilités relatives à partir des profils lissés de saturations et sur deux plages de saturations

Les résultats expérimentaux des drainages par gravité montrent la quasi-superposition des courbes de récupération pendant la première phase, rapide, de cet écoulement ainsi qu'un plateau capillaire très semblable pour toutes les mouillabilités étudiées. Les essais ne se distinguent donc que par la deuxième étape, lente, de récupération en huile et par la saturation résiduelle en huile atteinte localement dans le milieu.

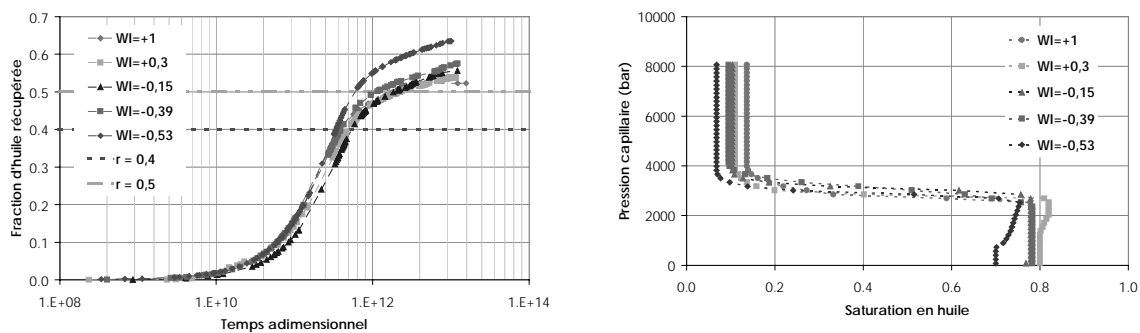


Figure 4.15. Drainages par gravité en conditions triphasiques.

[Dicarlo et al., 2000] et [Sahni, 1998] ont exhibé par ailleurs des courbes de perméabilités relatives présentant une rupture de pente interprétée comme caractéristique du passage d'un écoulement en masse à un écoulement par films.

Nous recherchons donc une saturation de transition  $S_{lim}$  correspondant à la limite entre l'écoulement rapide et l'écoulement lent et à partir de laquelle les récupérations commencent à se différencier. Puis nous décrivons chaque phase du drainage par gravité par un pseudo-exposant de Corey dans la courbe de perméabilité relative. Ce travail s'effectue sur la courbe déduite des profils lissés.

Compte tenu du caractère un peu subjectif de cette appréciation, nous avons testé deux valeurs possibles de cette saturation de transition :

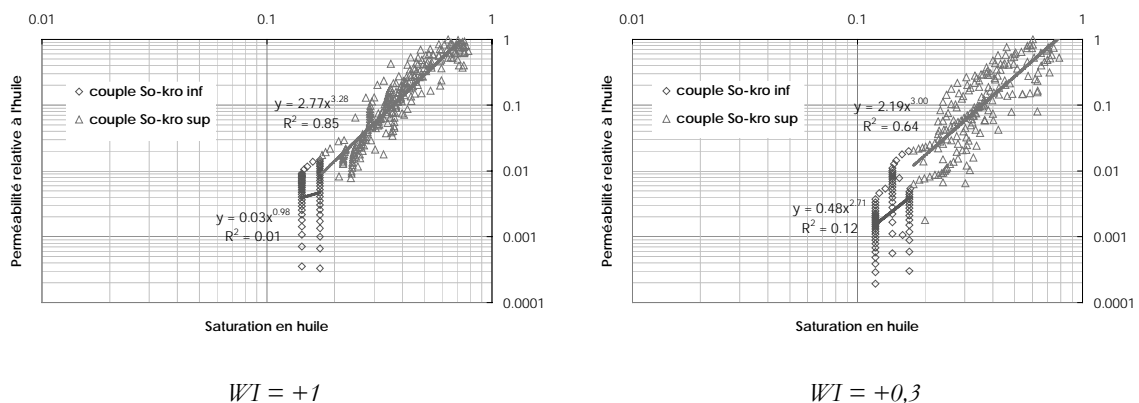
- une valeur de 30 %, équivalant à une récupération de 40 %,
- une valeur de 17 %, équivalant à une récupération de 50 %.

Nous vérifions que les taux de récupération correspondant à chaque valeur de la saturation de transition sont à peu près identiques pour tous les milieux.

WI	Taux de récupération	
	$S_{lim}=17\%$	$S_{lim}=30\%$
1	51,9%	42,5%
0,3	50,7%	40,6%
-0,15	49,0%	39,6%
-0,39	49,6%	40,4%
-0,53	50,3%	39,3%

Tableau 4.4. Saturations et récupérations de transition.

L'interprétation des courbes de perméabilités sur deux plages de saturation est donnée en figures 4.16 pour la saturation de transition de 14% :



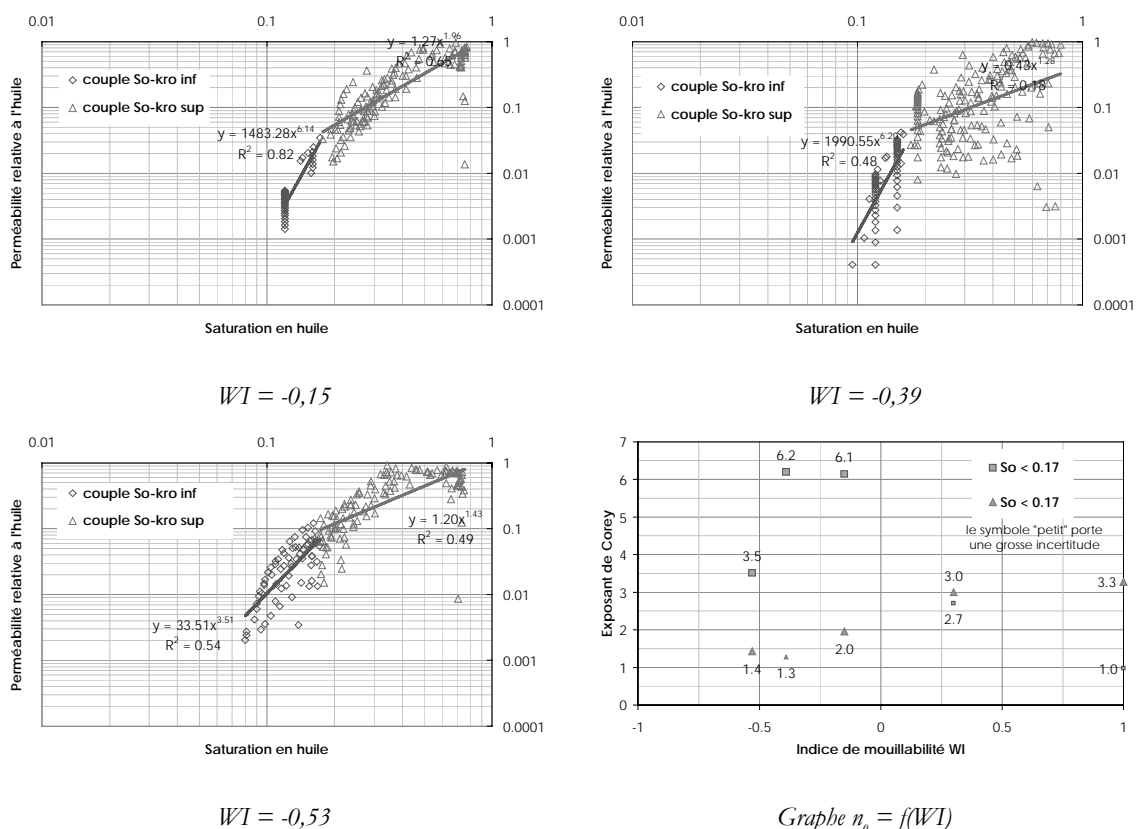
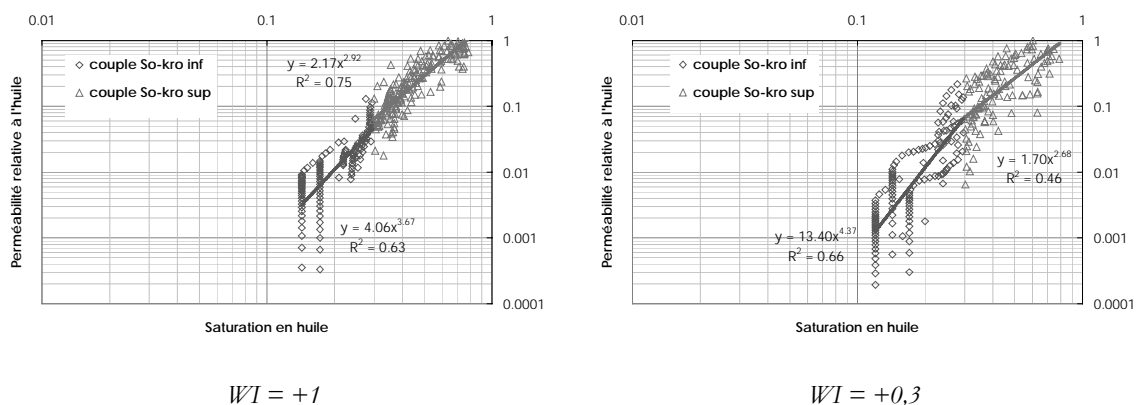


Figure 4.16. Courbes de perméabilités relatives à l'huile obtenues par la méthode semi-analytique appliquée aux profils lissés de saturations : interprétation sur deux plages de saturations avec une saturation de transition de 17%.

et en figure 4.17 pour la saturation de transition de 30 % :



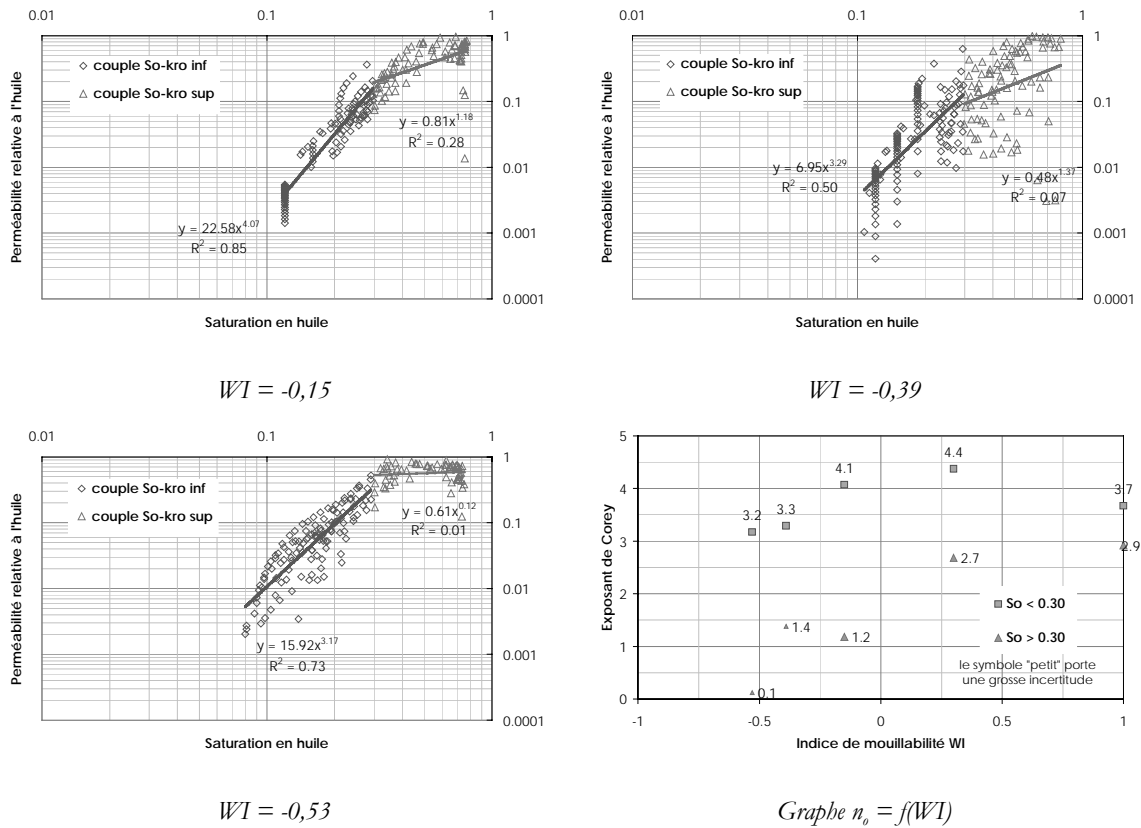


Figure 4.17. Courbes de perméabilités relatives à l'huile obtenues par la méthode semi-analytique appliquée aux profils lissés de saturations : interprétation sur deux plages de saturations avec une saturation de transition de 30%.

Les coefficients de corrélation des régressions ont parfois des valeurs trop faibles pour que nous puissions conclure de manière définitive. Pour les deux valeurs testées de la saturation de transition, les pseudo-exposants de Corey déduits pour les saturations supérieures à la saturation de transition suivent la même tendance que celle tirée de l'interprétation sur la totalité des points, à savoir que l'exposant pour les milieux à  $WI=+1$  et  $WI=+0,3$  est semblable puis diminue pour les autres milieux, à mesure que l'on tend vers la mouillabilité à l'huile.

Pour les saturations inférieures à la saturation de transition, il n'y a pas de tendance nette de variation de l'exposant de Corey.



### 4.3.2. Détermination des courbes de perméabilités relatives par la méthode inverse

La méthode inverse est appliquée aux résultats expérimentaux de drainage par gravité. Suite à l'étude menée sur l'influence de l'initialisation sur les solutions données par CAROPT, les conditions de ces inversions sont résumées dans le tableau suivant :

Initialisation	Perméabilité relative à l'huile	Solution semi-analytique		
	Perméabilité relative au gaz	Régression linéaire		
	Pression capillaire	Pression capillaire expérimentale		
Inversion	Observables	Récupération		
		Profil final (lissé)		
	Contraintes	Pression capillaire non fixée		
	Pondération (initiale)	Masse	individuelle	1
			globale	1
		Profil	individuelle	1
globale			2700	

Tableau 4.5. Conditions d'inversions utilisées pour les drainages par gravité expérimentaux.

Dans le cas des milieux à  $WI=+0,3$  et à  $WI=-0,53$ , une courbe « moyenne » de pression capillaire expérimentale, strictement monotone, est introduite. Nous vérifions que le bilan matière déduit de la courbe mesurée et celui déduit de la courbe moyenne est respecté.

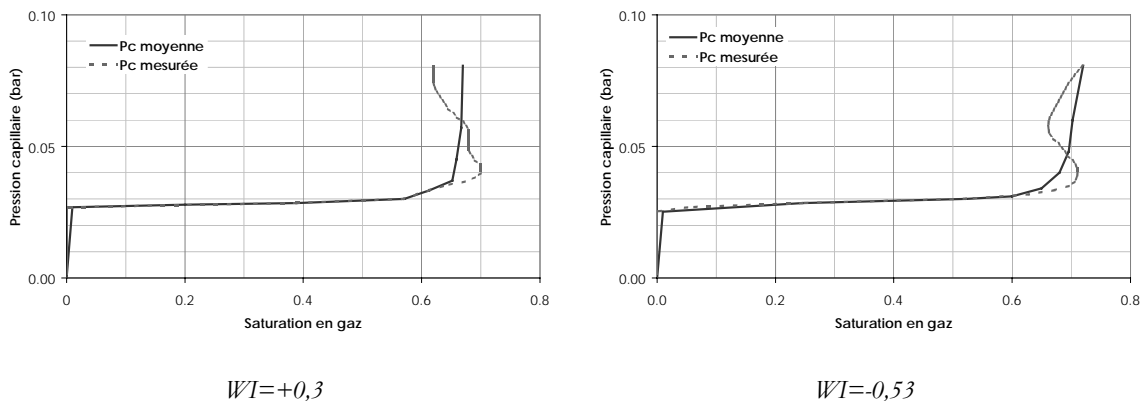


Figure 4.18. Courbes de pressions capillaires moyennes introduites pour les inversions avec CAROPT.

L'inversion porte sur le profil final mesuré qui n'est pas nécessairement monotone.

Les résultats des inversions sont détaillés en Annexe G et nous faisons ici les commentaires suivants :

- la récupération en huile est convenablement calée,
- à l'exception du cas  $WI=+0,3$ , l'adéquation entre le profil final mesuré de saturations et celui simulé est satisfaisante avec, parfois, l'apparition d'irrégularités (bosses) provenant de la courbe de pression capillaire (cas  $WI=-0,15$  et  $WI=-0,39$ ),
- globalement, il y a un bon accord entre profils mesurés et profils simulés de saturations.

Les irrégularités identifiées sur la courbe de pression capillaire sont directement liées au processus d'optimisation utilisé dans CAROPT. Aucune explication n'a été avancée à ce jour.

Le résultat de l'inversion pour le cas  $WI=+0,3$  s'avère très peu satisfaisant : pression capillaire mal estimée, profils accidentés.

L'effet de la mouillabilité sur la perméabilité relative à l'huile est présentée en fonction de la saturation en huile puis en fonction de la saturation en gaz (figure 4.19). L'échelle linéaire et l'échelle logarithmique permettent de visualiser les perméabilités relatives respectivement à faibles saturations et à fortes saturations en huile.

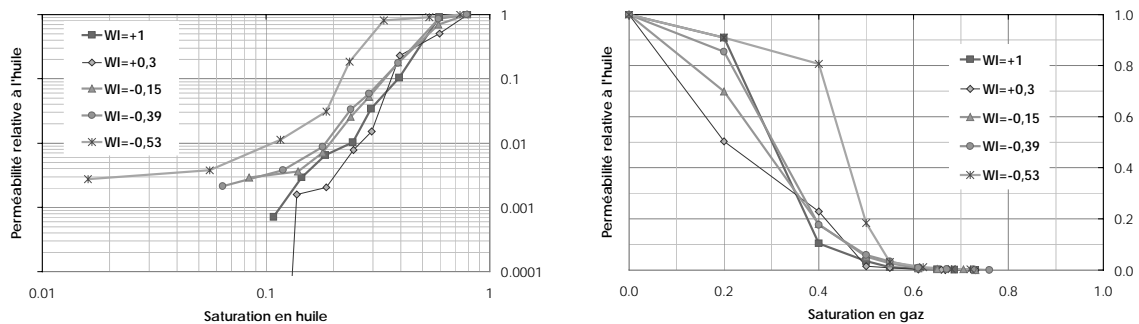


Figure 4.19. Courbes de perméabilités relatives à l'huile obtenues par la méthode inverse.

Le milieu à  $WI=+0,3$  ayant conduit à une inversions peu satisfaisante, nous l'écartérons des conclusions ci-dessous.

L'examen des précédentes figures conduit aux observations suivantes :

- le milieu le plus fortement mouillable à l'huile ( $WI=-0,53$ ) produit les plus fortes perméabilités relatives à l'huile quelle que soit la valeur de la saturation,
- le milieu le plus fortement mouillable à l'eau ( $WI=+1$ ) produit les plus faibles perméabilités relatives à l'huile pour des valeurs de saturation inférieures à 0,6,

- les milieux de mouillabilité intermédiaire ( $WI=-0,15$  et  $WI=-0,39$ ) présentent des valeurs de perméabilités relatives à l'huile très proches comprises entre les situations évoquées plus haut ; il n'y a cependant pas d'effet marqué de la mouillabilité pour des saturations supérieures à 0,6.

L'interprétation des courbes de perméabilités relatives obtenues avec un pseudo-exposant de Corey est présenté en figure 4.20.

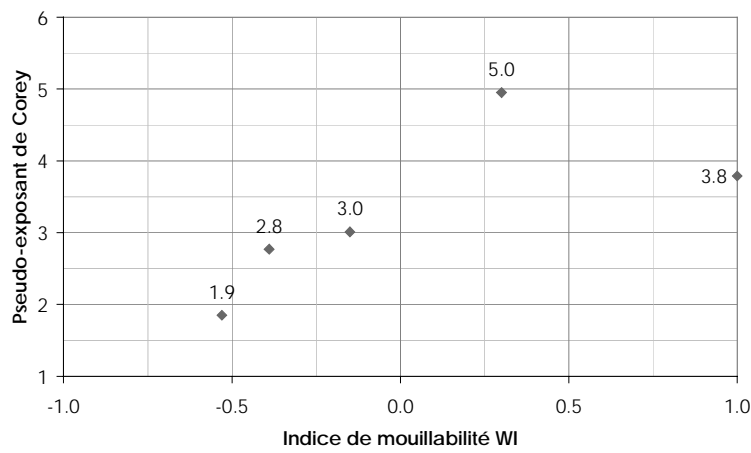


Figure 4.20. Pseudo-exposants de Corey à l'huile obtenus par la méthode inverse.

Le pseudo-exposant de Corey est le plus faible pour le milieu mouillable à l'huile, le plus fort pour le milieu mouillable à l'eau et relativement identique pour le reste des milieux (toujours en faisant abstraction du milieu à  $WI=+0,3$ ).

### 4.3.3. Comparaison des méthodes

Devant la variété de résultats précédemment présentée, nous essayons ici de comparer les courbes de perméabilités relatives estimées par la méthode semi-analytique ou par la méthode inverse, afin de dégager les conclusions les plus objectives possibles. Ces interprétations se font à partir des profils lissés de saturations.

Nous choisissons trois autres modes de représentation de la courbe de perméabilité relative à l'huile :

- en fonction de la saturation en gaz,

- en fonction d'une saturation réduite en huile qui est donnée par :

$$S_{o(1)}^* = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \quad (4.1)$$

- en fonction d'une saturation réduite en huile qui est donnée par :

$$S_{o(2)}^* = \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \quad (4.2)$$

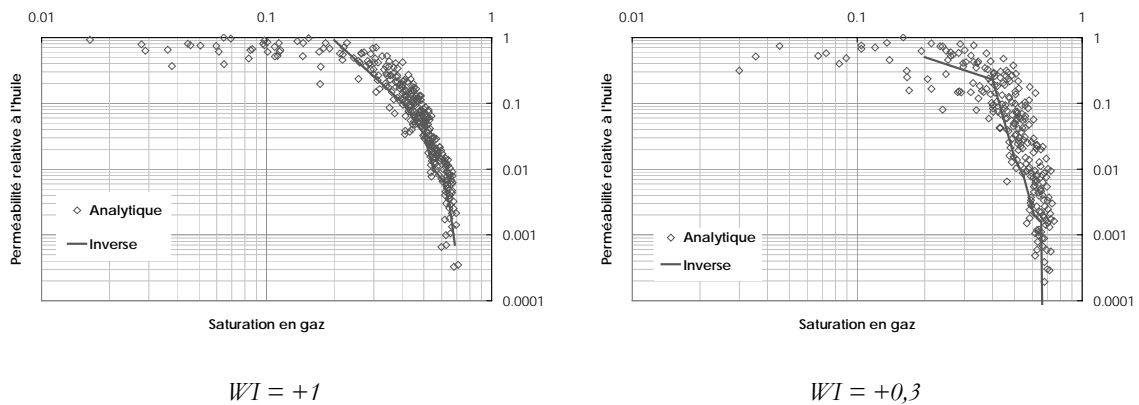
La représentation en fonction de l'une ou l'autre des deux saturations réduites en huile constitue une vraie relation de type Corey.

Nous superposons ainsi la courbe estimée par la méthode semi-analytique et celle estimée par la méthode inverse. Notre objectif est toujours d'évaluer l'influence de la mouillabilité et celle de l'eau irréductible sur le drainage par gravité.

#### 4.3.3.1. Influence de la mouillabilité

L'ensemble des courbes de perméabilités relatives est présenté ci-dessous et montrent la cohérence entre l'interprétation issue de la méthode semi-analytique et celle issue de la méthode inverse. Nous notons cependant que les valeurs données par CAROPT sont en général inférieures à celles données par la méthode semi-analytique mais nous avons vu au paragraphe 3.1.2.2. que la méthode semi-analytique a tendance à sur-estimer la courbe de perméabilité relative.

L'interprétation en fonction de la saturation en gaz est donnée en figure 4.21.



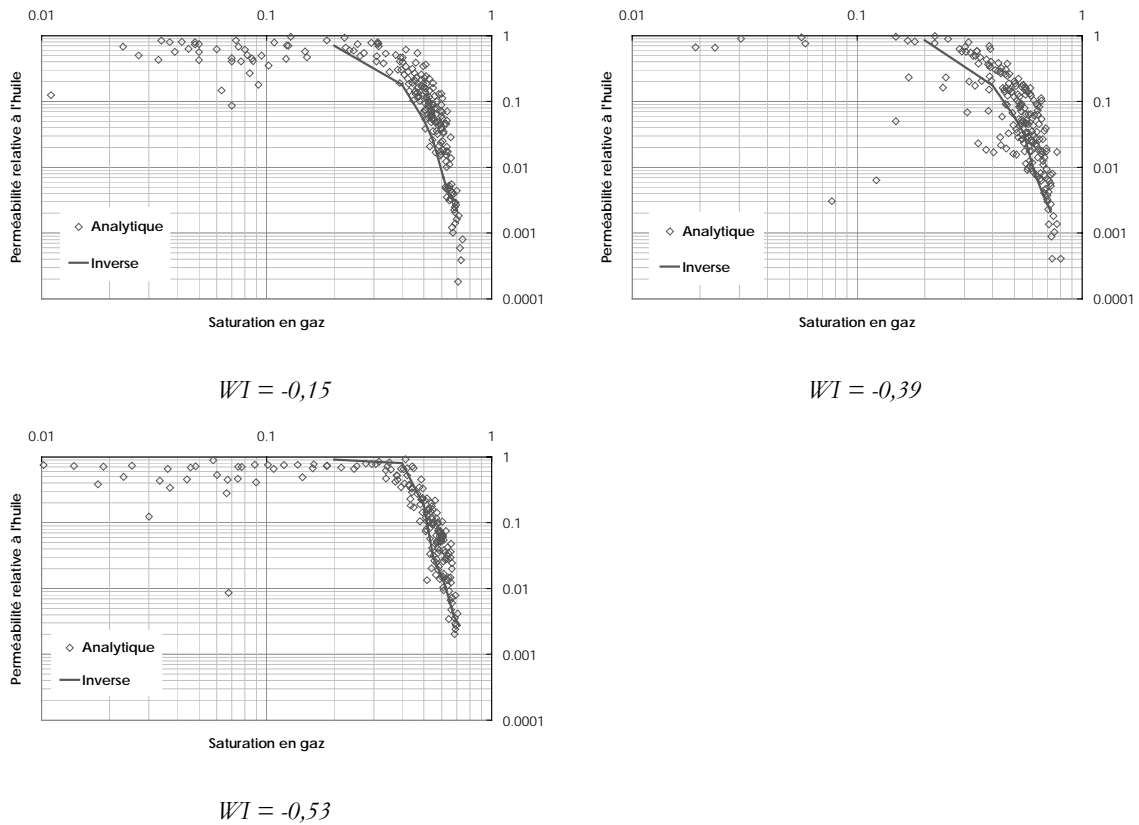
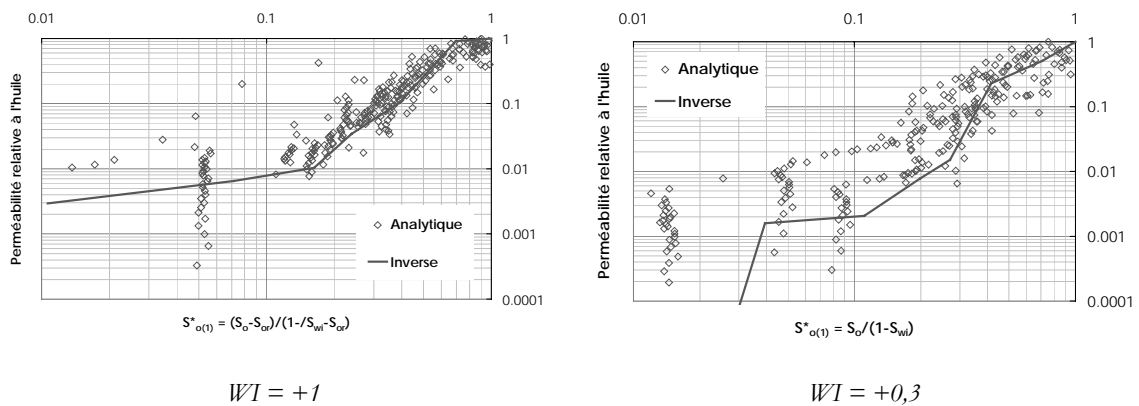


Figure 4.21. Courbes de perméabilités relatives à l'huile obtenues par la méthode semi-analytique et par la méthode inverse : interprétation  $k_{ro} = f(S_g)$ .

L'interprétation en fonction de la saturation réduite en huile  $S_{o(1)}^*$  est donnée sur en figure 4.22. La mouillabilité est presque sans effet sur l'exposant de Corey déduit, quoique ce dernier est légèrement plus faible pour le milieu à  $WI=+1$ .



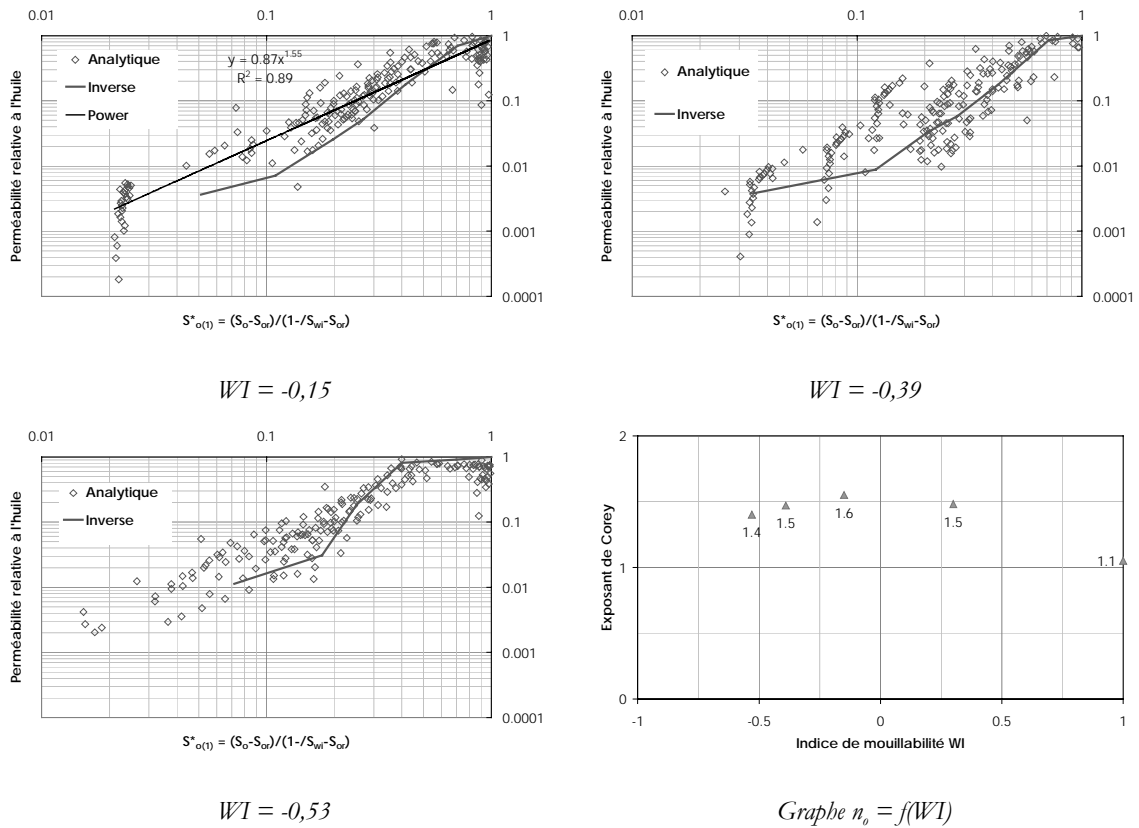
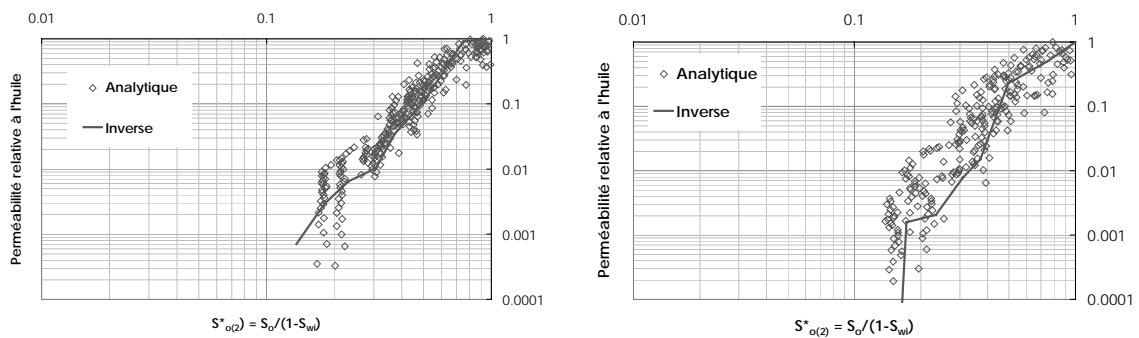


Figure 4.22. Courbes de perméabilités relatives à l'huile obtenues par la méthode semi-analytique et par la méthode inverse : interprétation  $k_{r_o} = f(S_{o(1)}^*)$ .

L'interprétation en fonction de la saturation réduite en huile  $S_{o(2)}^*$  est présentée en figure 4.23. L'influence de la mouillabilité sur l'exposant de Corey est alors la même que celle déduite de l'interprétation à partir des profils lisses : l'exposant de Corey des milieux à  $WI=+1$  est assez proche de celui à  $WI=+0,3$  puis cet exposant tend à diminuer avec la mouillabilité à l'huile.



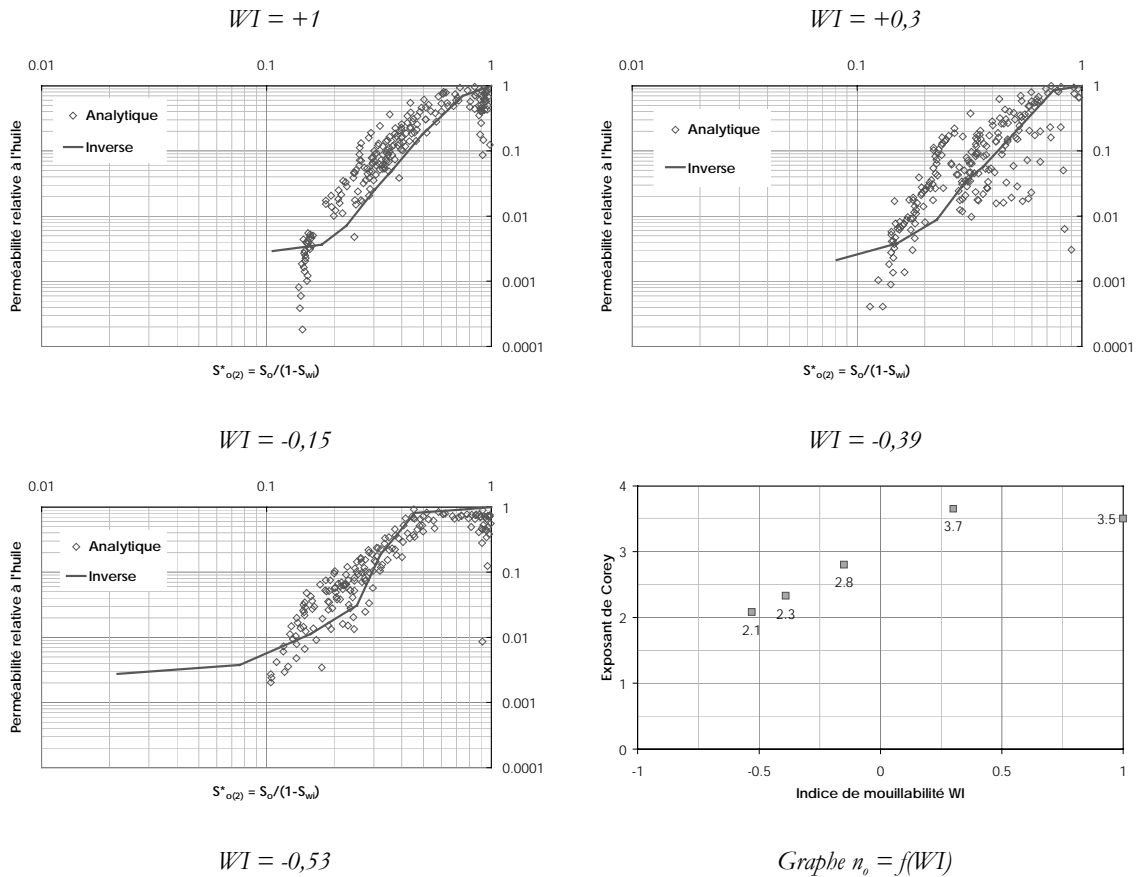


Figure 4.23. Courbes de perméabilités relatives à l'huile obtenues par la méthode semi-analytique et par la méthode inverse : interprétation  $k_{ro} = f(S_{o(2)}^*)$ .

## Conclusion

Nous avons présenté plusieurs interprétations de la courbe de perméabilité relative à l'huile :

- à partir de profils bruts ou lissés de saturations,
- sur différentes tranches de milieu,
- sur différentes plages de saturations,
- en fonction de la saturation en huile ou en gaz et de deux saturations réduites en huile.

Les conclusions mises en évidence ne sont pas toujours les mêmes mais présentent les traits communs suivants :

- les solutions données par la méthode semi-analytique et la méthode inverse sont cohérentes,

- l'exposant de Corey calculé par rapport à la saturation vraie ou la saturation réduite  $S_{o(2)}^*$  est le plus fort pour le milieu à  $WI=+1$  puis il tend à diminuer à mesure que l'on tend vers la mouillabilité à l'huile ; l'essai à  $WI=+0,3$  est à reproduire pour trancher définitivement sur la tendance énoncée,
- l'exposant de Corey calculé par rapport à la saturation réduite  $S_{o(1)}^*$  semble indépendant de la saturation.

Compte tenu du travail mené au chapitre 3, l'interprétation dans laquelle nous avons le plus confiance est celle en fonction de la saturation réduite en huile  $S_{o(1)}^*$ . Nous choisissons de retenir préférablement cette représentation pour apporter une ultime correction à nos résultats : les valeurs précédemment montrées ne tiennent pas compte de l'information très forte portée par le point de saturation  $S_o @ S_{wi}$  et de perméabilité relative égale à 1. 10% de tels points ont été arbitrairement ajoutés à la courbe initiale, ce qui donne finalement la tendance sur l'exposant de Corey présenté en figure 4.24. L'effet de la mouillabilité est toujours aussi faible.

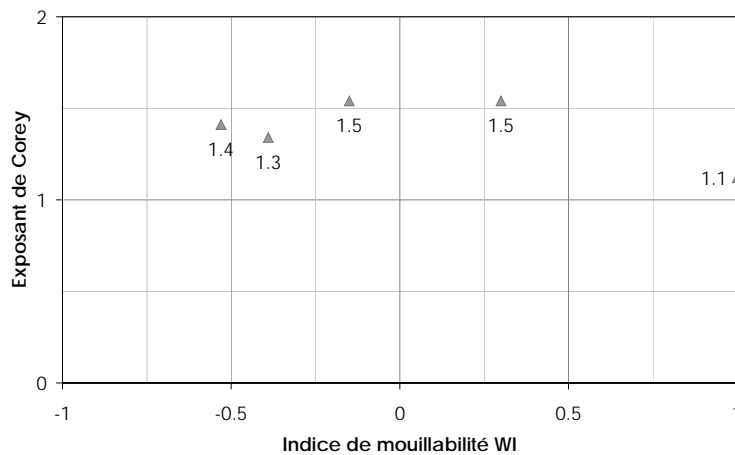


Figure 4.24. Influence de la mouillabilité sur l'exposant de Corey.

Nous obtenons en outre des conclusions qui s'opposent parfois à celles trouvées dans la littérature. [Vizika et Lombard, 1995] ont conclu à un effet inverse de la mouillabilité sur la courbe de récupération en huile et nous n'avons pas observé un changement de pente dans la courbe de perméabilité relative (ou du moins, pas dans le même sens), comme [Dicarlo *et al.*, 2000] l'a rapporté.



Ceci tient probablement à ce que ces deux équipes ont eu recours à des protocoles expérimentaux qui diffèrent du nôtre du point de vue :

- des milieux poreux qui sont non consolidés (billes),
- de la mouillabilité des milieux obtenue à partir de billes mouillables à l'eau, utilisées telles quelles ou rendues mouillables à l'huile par silanisation.

### 4.3.3.2. Influence de l'eau irréductible

Nous comparons ici les essais en triphasique M0 et M69 avec les essais en diphasique respectifs XO et X14.

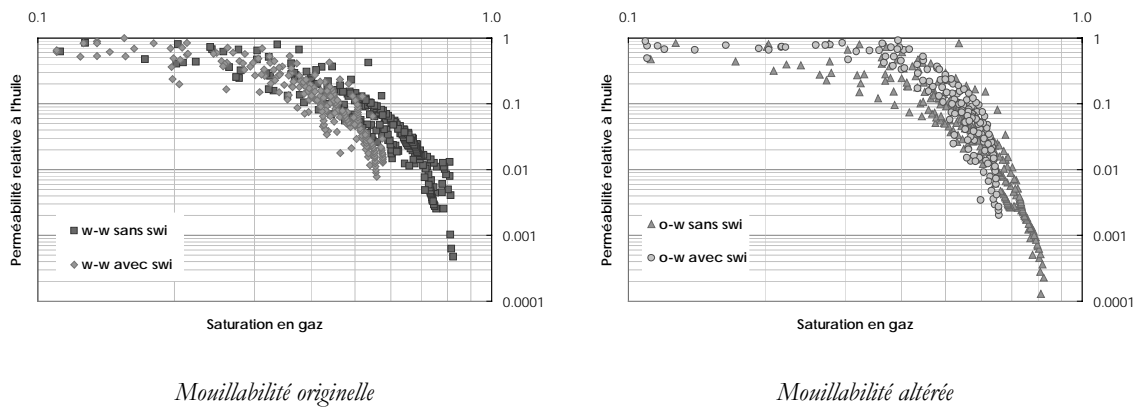


Figure 4.25. Courbes de perméabilités relatives à l'huile obtenues par la méthode semi-analytique et par la méthode inverse : interprétation  $k_{rn} = f(S_g)$ .

Sur un milieu non macéré, la présence d'eau irréductible est sans effet sur la courbe de perméabilité relative pour les saturations en gaz inférieures à 0,5. Au delà de cette saturation, la perméabilité est plus forte pour le drainage en conditions diphasiques.

Sur un milieu macéré, la présence d'eau irréductible a pour effet d'augmenter la perméabilité relative pour les saturations en gaz inférieures à 0,4.

L'interprétation en fonction des deux saturations réduites  $S_{o(1)}^*$  et  $S_{o(2)}^*$  confirme bien cette tendance : la présence d'eau irréductible est sans effet sur la perméabilité relative à l'huile dans un milieu non macéré alors qu'elle induit une augmentation de la perméabilité relative à l'huile dans un milieu macéré.

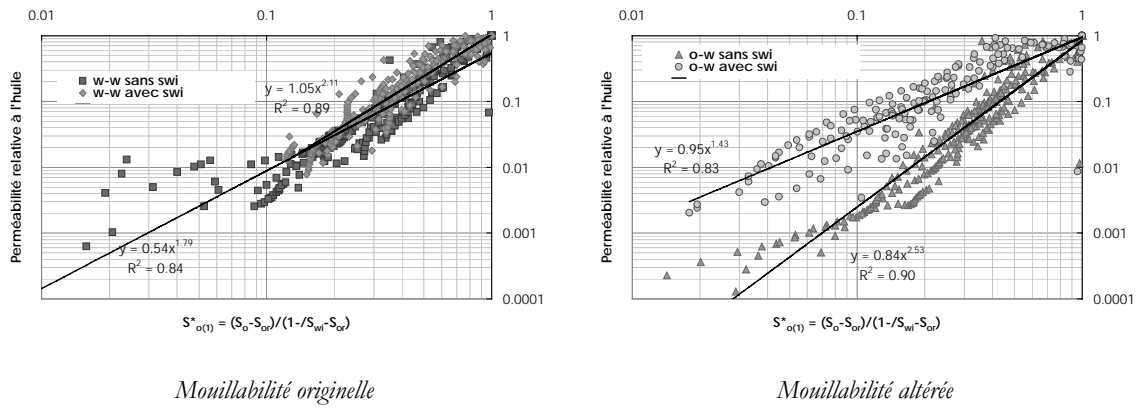


Figure 4.26. Courbes de perméabilités relatives à l'huile obtenues par la méthode semi-analytique et par la méthode inverse : interprétation  $k_{ro} = f(S_{o(1)}^*)$ .

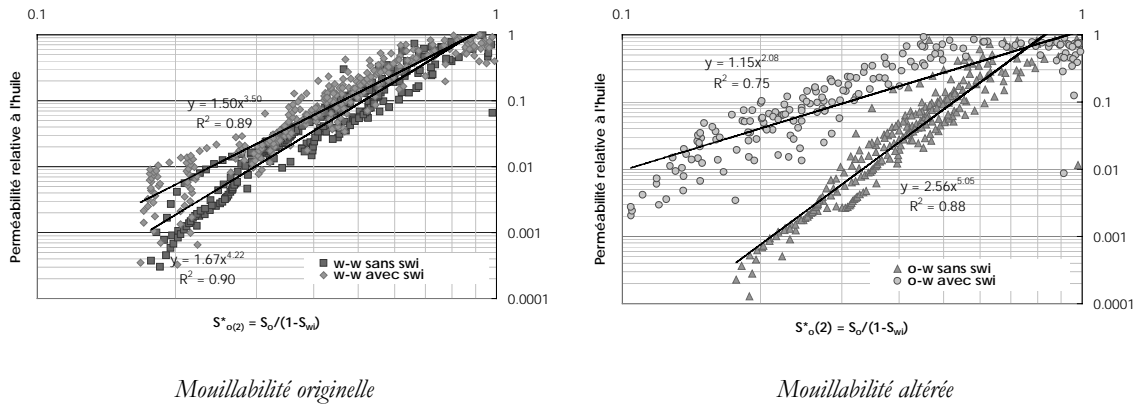
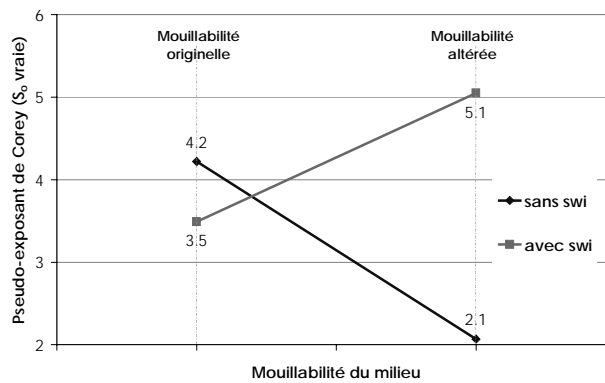


Figure 4.27. Courbes de perméabilités relatives à l'huile obtenues par la méthode semi-analytique et par la méthode inverse : interprétation  $k_{ro} = f(S_{o(2)}^*)$ .



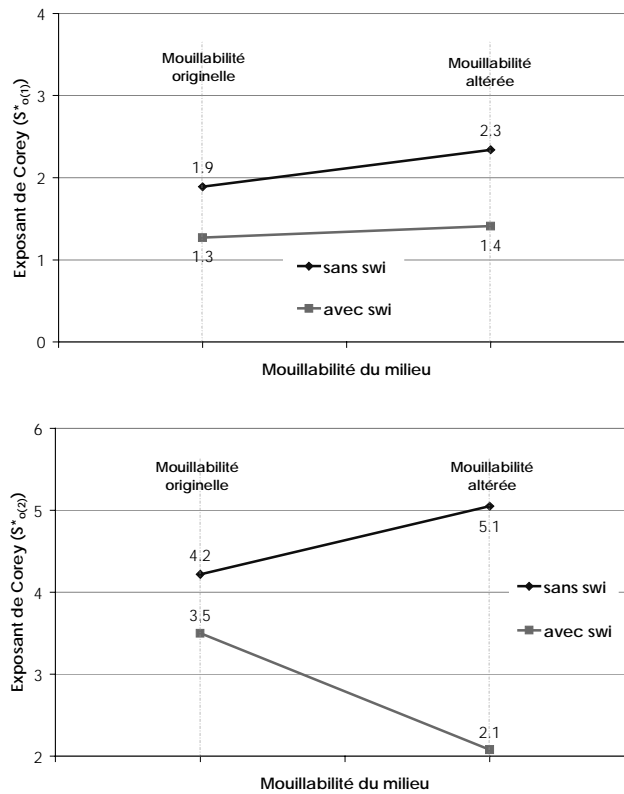


Figure 4.28. Influence de l'eau irréductible sur les exposants de Corey.

La figure (4.27) résume l'influence de l'eau irréductible sur les exposants de Corey mais nous voyons également que la tendance est très dépendante de la représentation choisie. Il faut donc être très prudent sur les conclusions énoncées.

## 4.4. Conclusions et interprétation à l'échelle du pore

Nous allons tenter de donner, à partir des résultats expérimentaux et des courbes de perméabilités relatives des drainages par gravité, une interprétation des mécanismes physiques mis en jeu à l'échelle du pore.

L'Aérolith A-10 est un milieu initialement mouillable à l'eau. Comme montré au paragraphe 1.2.2., lorsqu'il est saturé en huile en présence d'une eau irréductible, la répartition des phases peut être schématisée de la façon suivante :

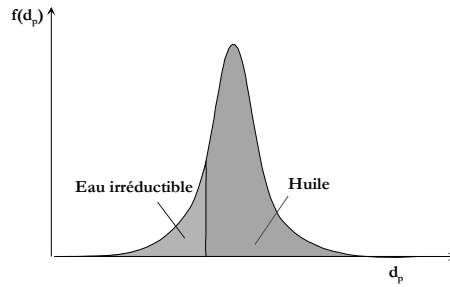


Figure 4.29. Répartition des phases pour l'Aérolith A-10 à la saturation irréductible en eau.

Lorsque le drainage par gravité est achevé, la répartition des phases est la suivante :

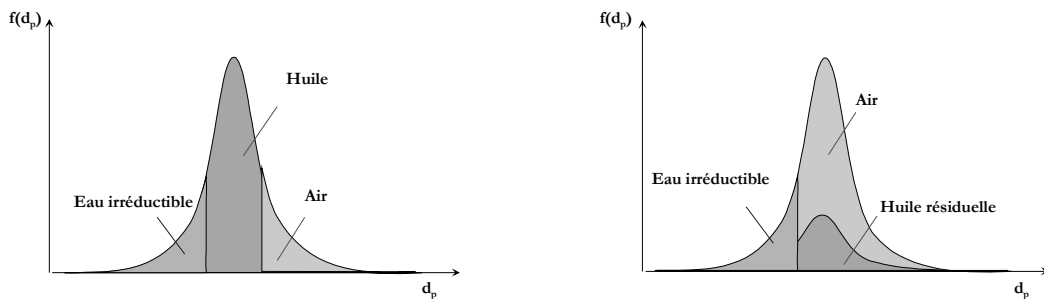


Figure 4.30. Répartition des phases pour l'Aérolith A-10 en fin de drainage par gravité.

Si le milieu est mouillable à l'eau (à gauche), l'huile occupe les pores de dimensions moyennes car c'est la phase intermédiaire et la gaz est la phase non mouillante. Si le milieu est rendu mouillable à l'huile par macération (à droite), l'huile est présente dans tous les pores.

En début de drainage, l'eau irréductible occupe donc les pores de plus petite taille et tapisse la surface des gros pores. L'huile minérale occupe le centre des pores les plus gros : ce sont ces mêmes pores qui vont être en contact avec l'huile brute et dont les propriétés de surface vont être altérées par le processus de macération.

Le coefficient d'étalement de l'huile Marcol 52 sur l'eau en présence d'air étant positif, lorsque le drainage gravitaire se produit, l'huile s'étale sur l'eau en formant des films.



Figure 4.31. Illustration de la répartition des phases à l'échelle du pore avant et pendant le drainage par gravité : cas d'un milieu mouillable à l'eau.

Ces films assurent la continuité de la phase huile et donc une plus grande récupération. Cela justifie en outre l'augmentation de fraction d'huile récupérée observée lors d'un drainage en conditions triphasiques par rapport à un drainage en conditions diphasiques.

Au paragraphe 1.2.1, le scénario de développement de la mouillabilité mixte par vieillissement dans une huile brute a été présenté : l'adsorption des molécules d'huile n'est rendue possible que par la déstabilisation des films d'eau qui séparent la surface solide et l'huile. A l'issue de la macération, la surface des pores de l'Aérolith A-10 en contact avec l'huile brute peut être : soit mouillable à l'eau, soit mouillable à l'huile ou soit de mouillabilité intermédiaire. La mouillabilité finale résulte de l'alternance de ces sites de mouillabilités différentes. Nous n'avons cependant aucun moyen d'évaluer la mouillabilité de chaque site ni leur proportion : nous n'avons à notre disposition que la seule valeur de l'indice de mouillabilité globale.

Deux cas sont présentés ci-dessous : celui d'un milieu non macéré et celui d'un milieu macéré.

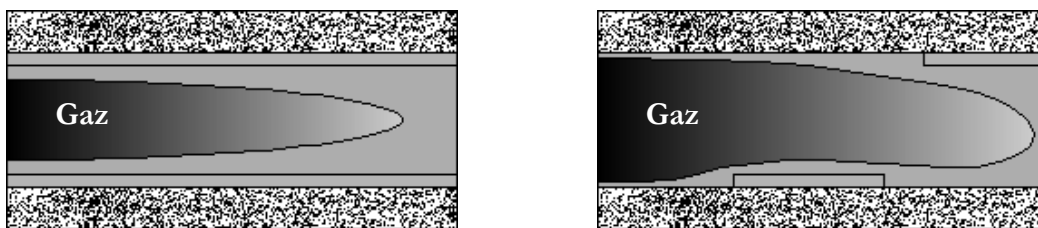


Figure 4.32. Illustration de la répartition des phases à l'échelle du pore avant et pendant le drainage par gravité : cas d'un milieu en contact avec l'huile brute.

Dans le cas du site resté mouillable à l'eau, l'huile s'étale sur l'eau et s'écoule en films qui présentent a priori une épaisseur uniforme

Dans le cas du site devenu mouillable à l'huile, il existe des sites où l'huile est en contact direct avec la surface solide et d'autres où c'est l'eau qui en contact avec la surface solide. L'huile forme alors une phase continue alors que l'eau forme une phase désormais discontinue. Le film d'huile peut présenter une épaisseur qui varie localement en fonction de l'état de mouillabilité. Pour être cohérente avec la courbe de récupération, cette épaisseur diminue en moyenne à mesure que le temps de macération augmente et que davantage de sites sont rendus mouillables à l'huile.

Nous avons donc proposé des répartitions de phases et des mécanismes pour la formation de films d'huile qui diffèrent pour un milieu non macéré et pour un milieu macéré. Ceci est cohérent avec le fait que :

- la cinétique de récupération en huile observée sur le milieu mouillable à l'eau et celle observée sur les autres milieux (c'est-à-dire qui s'achève en plateau pour le milieu non macéré ou qui se poursuit infinitésimalement pour le milieu macéré),
- la récupération augmente lorsque le milieu tend vers la mouillabilité à l'huile,
- l'exposant de Corey diminue (i.e. la perméabilité relative augmente) entre un milieu mouillable à l'eau et un milieu mouillable à l'huile,
- la saturation résiduelle  $S_{or}$  en huile diminue lorsque le milieu tend vers la mouillabilité à l'huile.

# Conclusion et perspectives

*Dans cette étude, nous nous sommes intéressés à un cas particulier d'écoulement triphasique en milieu poreux : le drainage par gravité huile/air en présence d'eau irréductible. Notre objectif était en effet de comprendre l'influence de la mouillabilité sur les propriétés pétrophysiques lors d'un tel écoulement.*

*L'étude bibliographique a orienté notre démarche pour mettre sur pied un projet expérimental nous permettant de conduire les essais de drainage par gravité en conditions de laboratoire :*

- l'échantillon est initialement saturé en huile en présence d'eau irréductible,*
- le système de fluides utilisé présente un coefficient d'étalement de l'huile sur l'eau en présence d'air qui est positif,*
- l'altération de la mouillabilité est réalisée par vieillissement d'une huile brute (macération).*

*L'originalité de cette étude réside dans les conditions de mouillabilité des milieux poreux ainsi recrées, qui s'avèrent assez proches de celles des roches réservoirs, et dans la mesure des profils de saturation par gammamétrie mono-source en régime statique ou dynamique.*

*Nous faisons l'hypothèse forte que l'eau irréductible reste immobile tout au long du drainage gravitaire : ceci a pu être confirmé lors d'un dernier essai avec la mesure des trois saturations finales (à l'air, à l'huile et à l'eau) grâce à la spectrométrie gamma bi-sources, désormais opérationnelle.*

*Les drainages par gravité sont ensuite interprétés en termes de courbes de récupération en huile, de pression capillaire, de profils de saturations et de perméabilités relatives à l'huile. Deux modes de calcul des perméabilités relatives ont été développés : une méthode semi-analytique reposant sur la modélisation physique du drainage par gravité et une méthode inverse qui procède par identification des observables expérimentales. Une réflexion sur la précision des mesures et l'efficacité de ces méthodes définit leurs conditions d'application et/ou leurs limites de validité.*

*Des essais complémentaires menés en conditions diphasiques air/huile ont permis par ailleurs de mieux comprendre l'origine du bruit expérimental et de vérifier l'influence de l'eau irréductible.*

*L'étude expérimentale du drainage par gravité montre que seule l'huile est récupérée et que la fraction d'huile récupérée (par rapport au volume d'huile initialement en place) varie de 52 à 64% en fonction de la mouillabilité du milieu. L'existence de deux cinétiques gouvernant la récupération en huile est mise en évidence : une phase très rapide correspondant à un écoulement en masse et permettant de récupérer 45% de l'huile en place précède une phase très lente d'écoulement par films de l'huile.*

*Lorsque le milieu tend vers la mouillabilité à l'huile, la fraction d'huile récupérée augmente et la saturation en huile résiduelle atteinte localement diminue. La mouillabilité est néanmoins sans effet sur la première phase du drainage par gravité et sur le pied capillaire huile/air.*

*A l'issue de ces résultats, un scénario des mécanismes physiques mis en jeu à l'échelle du pore lors d'un tel écoulement est proposé.*

*La mouillabilité est par ailleurs sans effet sur les perméabilités relatives à l'huile aux fortes saturations en huile. Aux faibles et moyennes saturations, la perméabilité relative à l'huile augmente lorsque le milieu tend vers la mouillabilité à l'huile. En revanche,*



*l'interprétation en termes d'exposant de Corey dépend du mode de représentation choisi. Ainsi, l'exposant de Corey déduit de la saturation « vraie » en huile  $S_o$  ou de la saturation réduite en*

$$\text{huile } S_{o(2)}^* = \frac{S_o}{1 - S_{wi}}$$

*puis diminue à mesure que le milieu devient mouillable à l'huile. Mais l'exposant de Corey déduit de la saturation réduite en huile*

$$S_{o(t)}^* = \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{wi} - S_{or}}$$

*L'influence de l'eau irréductible est également mise en évidence elle assure en effet la continuité de la phase huile, sous forme de films, et favorise sa récupération. Si l'effet de l'eau irréductible reste faible sur la perméabilité relative à l'huile dans un milieu mouillable à l'eau, il est en revanche éminemment fort dans un milieu mouillable à l'huile où les perméabilités relatives sont considérablement augmentées.*

*Nous nous sommes efforcés tout au long de ce travail de mener une réflexion sur la qualité des mesures fournies. Il faut ainsi admettre que les données les plus fiables sont la récupération en huile et ensuite, la courbe de pression capillaire. Si l'hypothèse que l'eau irréductible reste immobile pendant le drainage par gravité a été vérifiée, les profils de saturations restent en revanche entachés d'un bruit expérimental important et l'opération de lissage des profils peut être même remise en cause. Ceci restreint d'une certaine façon la confiance accordée à ces données mais, en contre partie, nous avons multiplié les interprétations pour essayer de dégager des conclusions les plus objectives possibles.*

*Nous avons donc apporté au-delà des conclusions énoncées ci-dessus des données expérimentales qui peuvent alimenter d'autres voies de recherche scientifique comme la validation de modèles de perméabilités relatives en conditions triphasiques.*

*La suite immédiate de ce travail est réalisée dans le cadre d'une thèse dont le but est de poursuivre l'investigation expérimentale des écoulements triphasiques. A partir d'une situation d'équilibre gravito-capillaire obtenu après drainage par gravité, des essais de déplacement forcé d'eau sont effectués en vue de mesurer les saturations résiduelles en gaz et en huile.*

# Nomenclature

## Lettres romaines

$a_0$	activité d'une source radioactive au temps $t=0$	Ci
$a(t)$	activité d'une source radioactive au temps $t$	Ci
$A$	section du milieu poreux	$m^2$
$C$	rayon de courbure	$m^{-1}$
$C_s$	coefficient d'étalement	
$f_i$	grandeur associée à la phase $i$	
$d_p$	diamètre de pores	$m$
$g$	accélération de pesanteur	$m.s^{-2}$
$h_c$	hauteur capillaire	$m$
$I$	intensité du faisceau gamma	$s^{-1}$
$I_w$	indice de mouillabilité à l'eau	-
$I_o$	indice de mouillabilité à l'huile	-
$J$	fonction objectif	
$J_l$	fonction objectif relatif à l'observable $l$	-
$k$	perméabilité absolue	$m^2$
$k_i$	perméabilité effective de la phase $i$	$m^2$
$k_o @ S_{wi}$	perméabilité effective de l'huile en présence d'eau irréductible	$m^2$
$k_w^{(1)}$	perméabilité effective à l'eau avant macération	$m^2$
$k_w^{(2)}$	perméabilité effective à l'eau après macération	$m^2$
$k_o @ S_{wi}^{(1)}$	perméabilité effective à l'huile en présence d'eau irréductible avant macération	$m^2$
$k_o @ S_{wi}^{(2)}$	perméabilité effective à l'huile en présence d'eau irréductible après macération	$m^2$
$k_r$	perméabilité relative	-
$k_{ri}$	perméabilité relative à la phase $i$	-
$k_{ri}^0$	facteur de proportionnalité intervenant dans la définition de la perméabilité relative à la phase $i$	$m^2$
$l$	épaisseur d'échantillon traversé par le rayonnement $\gamma$	$m$
$L$	longueur du milieu	$m$
$m_{sec}$	masse de l'échantillon sec	kg
$m_{saturé}$	masse de l'échantillon saturé	kg

$n_i$	exposant de Corey relatif à la phase i	-
$n_o^{(1)}$	exposant de Corey à l'huile introduit dans le simulateur IMPES	-
$n_o^{(2)}$	exposant de Corey à l'huile déduit par la méthode semi-analytique	-
$n_i$	exposant de Corey relatif à la phase i	-
$n_{pr}$	nombre de profils	-
$N$	nombre de photons	-
$N_0$	nombre de photons émis par la source radioactive	-
$N_{\text{numéro } i}$	nombre de photons traversant le milieu poreux au i-ème comptage	-
$p$	pression	Pa
$p_i$	pression de la phase i	Pa
$P_{atm}$	pression atmosphérique	Pa
$P_c$	pression capillaire	Pa
$P_c^{go}$	pression capillaire gaz/huile	Pa
$Q$	débit volumique	$m^3 \cdot s^{-1}$
$Q_i$	débit volumique de la phase i	$m^3 \cdot s^{-1}$
$r$	coordonnée radiale	
$R$	rayon de courbure	m
$S$	saturation	-
$S_i$	saturation de la phase i	-
$S_{o,m}^{final}$	saturation du profil final mesuré	-
$S_{o,s}^{final}$	saturation du profil final simulé	-
$S_{o,m}^{interméd}$	saturation d'un profil intermédiaire mesuré	-
$S_{o,s}^{interméd}$	saturation d'un profil intermédiaire simulé	-
$S_i^*$	saturation réduite en phase i	-
$S_{i(1)}^*$	définition n°1 d'une saturation réduite en huile	-
$S_{o(2)}^*$	définition n°2 saturation réduite en huile	-
$S_{o \text{ bruité}}$	saturation en huile sur un profil bruité	-
$S_{o \text{ lisse}}$	saturation en huile sur un profil lisse	-
$t$	temps	s
$t_{ad}$	temps adimensionnel	-
$t_c$	temps de comptage	s
$t(i)$	temps d'un observable	s
$T$	température	K
$v_i$	vitesse de filtration de la phase i	$m \cdot s^{-1}$
$V$	volume	$m^3$
$V_i$	volume de la phase i	$m^3$
$V_{o,m}$	volume d'huile mesuré	$m^3$
$V_{o,s}$	volume d'huile simulé	$m^3$
$Y_m(i)$	volume d'huile mesuré au temps i	$m^3$
$Y_m(i)$	volume d'huile simulé au temps i	$m^3$
$x$	coordonnée cartésienne (CAROPT)	m
$x_j$	position du j-ème point dans la carotte	m
$x_i$	épaisseur équivalente de la phase i	m

$X_m(i,j)$	saturation en huile mesuré au temps $t(i)$ et à la position $x_j$	$m^3$
$X_m(i,j)$	saturation en huile simulé au temps $t(i)$ et à la position $x_j$	$m^3$
$z$	coordonnée cartésienne verticale (méthode semi-analytique)	$m$
$w_l$	poids individuel de la grandeur $l$	-
$W_l$	poids global de la grandeur $l$	-
W.I.	indice de mouillabilité	-

## Lettre grecques

$\beta_w$	fonction intervenant dans le modèle de Stone I	
$\beta_g$	fonction intervenant dans le modèle de Stone I	
$\gamma_{ij}$	tension interfaciale phase $i$ /phase $j$	$N.m^{-1}$
$\delta$	angle de pendage de la carotte	
$\Delta P$	perte de charge entre l'entrée et la sortie du milieu	Pa
$\Delta P_i$	perte de charge de la phase $i$ entre l'entrée et la sortie du milieu	Pa
$\epsilon_i$	fraction volumique linéique de la phase $i$	$m^{-1}$
$\zeta$	coefficient d'atténuation linéique	$m^{-1}$
$\zeta_i$	coefficient d'atténuation de la phase $i$	$m^{-1}$
$\lambda$	constante	
$\mu_i$	viscosité dynamique de la phase $i$	Pa.s
$\nu$	coefficient d'atténuation massique	$m^2$
$\nu_i$	coefficient d'atténuation massique de la phase $i$	$m^2$
$\omega$	constante	
$\phi$	porosité	-
$\Phi$	potentiel	Pa
$\rho$	masse volumique	$kg.m^{-3}$
$\rho_i$	masse volumique de la phase $i$	$kg.m^{-3}$
$\epsilon_i$	fraction volumique de la phase $i$	-
$\Theta$	angle de mouillage	rad

## Indice

g	gaz
go	gaz en présence d'huile à saturation en eau irréductible (modèle de Stone II)
gr	gaz résiduel
l	liquide
lr	liquide résiduel
m	phase mouillante
nm	phase non mouillante
o	huile
og	huile en présence de gaz à saturation en eau irréductible (modèle de Stone II)
or	huile résiduelle

org	huile résiduelle en présence de gaz
ow	huile en présence d'eau à saturation en gaz nulle (modèle de Stone II)
p	pore
pr	profil
tot	total
w	eau
wi	eau irréductible
wo	eau en présence d'huile à saturation en gaz nulle (modèle de Stone II)
$\alpha$	phase fluide $\alpha$
$\alpha_r$	phase fluide $\alpha$ résiduelle
$\beta$	phase fluide $\beta$
$\beta_r$	phase fluide $\beta$ résiduelle
$\sigma$	phase solide

### Tenseur et vecteurs

$\mathbf{g}$	vecteur accélération de pesanteur	$m.s^{-2}$
$\mathbf{n}$	vecteur normal à l'interface $\alpha$ - $\beta$	
$\mathbf{I}$	tenseur identité	
$\mathbf{K}$	tenseur de perméabilité	$m^2$
$\mathbf{K}_{ii}$	tenseur de perméabilité de la phase i	$m^2$
$\mathbf{K}_{ij}$	tenseur de couplage entre la phase i et la phase j ( $j \neq i$ )	$m^2$
$\mathbf{v}_i$	vecteur vitesse de la phase i	$m.s^{-1}$
$\boldsymbol{\sigma}_i$	tenseur des contraintes associé à la phase i	

### Opérateurs et fonctions

delta_So	fonction d'écart de la saturation entre un profil lisse et un profil bruité
Var_So	fonction de la cote utilisé pour le calcul de delta_So
random	fonction aléatoire de moyenne nulle
$f(d_p)$	fonction de distribution de taille des pores
$\langle \cdot \rangle$	opérateur de moyenne sur un volume V
$\langle \cdot \rangle^i$	opérateur de moyenne sur un volume $V_i$ de la phase fluide i
$\nabla \cdot$	gradient
$\nabla \cdot$	divergence
$\Delta$	laplacien

### Abréviations

V.E.R.	volume élémentaire représentatif
V.P.	volume de pores

# Bibliographie

**AZIZ K. et SETTARI A.**, Petroleum reservoir simulation, Ed. Elsevier Applied Science, 1979.

**ANGULO-JARAMILLO R.**, Caractérisation hydrodynamique de sols déformables partiellement saturés. Etude expérimentale à l'aide de la spectrométrie gamma double sources, Th : Mécanique, Institut National Polytechnique de Grenoble, 1989.

**BARREAU P.**, Modification des propriétés polyphasiques d'un milieu poreux en présence d'une couche de polymère adsorbé : études expérimentale et numérique, Th. : Mécanique, E.N.S.A.M. Bordeaux, 1996.

**BAKER L.**, Three-phase relative permeability correlations, Society of Petroleum Engineers, SPE 17369, 1988.

**BEAR J.**, Dynamics of fluids in porous media, Ed. Dover Publications, 1972.

**BLUNT M.J.**, Flow in porous media - pore-network models and multiphase flow, Current Opinion in Colloid & Interface Science, 6, 197-207, 2001.

**BUCKLEY J.**, Effective wettability of minerals exposed to crude oil, Current Opinion in Colloid & Interface Science, 6, 191-196, 2001.

**BUCKLEY J. et LIU Y.**, Some mechanisms of crude oil/brine/ solid interactions, Journal of Petroleum Science & Engineering, 20, 155-160, 1998.

**CHATZIS I., KANTZAS A. et DULLIEN F.A.L.**, On the investigation of gravity-assisted inert gas injection using micromodels, long Berea sandstone cores and computer assisted tomography, Society of Petroleum Engineers, SPE 18284, 1988.

**COSSE R.**, Techniques d'exploitation pétrolière : le gisement, Ed. Technip, 1988.

**COMBARNOUS M., SIMANDOUX P. et MARLE Ch.**, L'exploitation des gisements d'hydrocarbures : domaines scientifiques et principes généraux, Ed. Technip, 1974.

**COREY A.T., RATHJENS C.H., HENDERSON J.H. et WYLLIE M.R.J.**, Three-phase relative permeability, *Journal of Petroleum Technology*, 1956.

**COREY A.T.**, *Mechanics of immiscible fluids in porous media*, Ed. Water Resources Publications, 1994.

**CUIEC L.E.**, Evaluation of reservoir wettability and its effects on oil recovery, *Surfactant science series, 36 : Interfacial phenomena in petroleum recovery*, Ed. Marcel Dekker, 1991.

**DELCLAUD J.P.**, New results on the displacement of a fluid by another in a porous medium, *Society of Petroleum Engineers, SPE 4103*, 1972.

**DELCLAUD J.P., ROCHON et NECTOUX A.**, Investigation of gas-oil relative permeabilities : high permeability oil reservoir application, *Society of Petroleum Engineers, SPE 16966*, 1987.

**DICARLO D.A., SAHNI A. et BLUNT M.J.**, The effects of wettability on three-phase relative permeability, *Society of Petroleum Engineers, SPE 49317*, 1998.

**DICARLO D.A., SAHNI A. et BLUNT M.J.**, The effects of wettability on three-phase relative permeability, *Transport in Porous Media, 39*, 347-366, 2000.

**DIETRICH J.K. et BONDOR P.L.**, Three-phase oil relative permeability models, *Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 6044*, 1979.

**DUMORE J.M. et SCHOLS R.S.**, Drainage capillary pressure functions and the influence of connate water, *Society of Petroleum Engineers, SPE 4096*, 1972.

**ELMKIES P.**, *Modification des propriétés polyphasiques des roches après adsorption de polymère*, Th. : Mécanique, E.N.S.A.M. Bordeaux, 2001.

**FAYERS F.J.**, Extension of Stone's method I and conditions for real characteristics in three-phase flow, *Society of Petroleum Engineers, SPE 16965*, 1987.

**FAYERS F.J. et MATTHEWS J.D.**, Evaluation of normalized Stone's methods for estimating three-phase relative permeabilities, *Society of Petroleum Engineers Journal, April*, 224-232, 1984.

**FINCHAM A.E. et FERREOL B.**, History matching of laboratory coreflooding experiments, *Society of Petroleum Engineers, SPE 50576*, 1998.

**FINCHAM A.E. et GOUTH F.**, Improvements of coreflood design and interpretation using a new software, *SCA 2000*.

**GUZMAN R.E., GIORDANO D., FAYERS F.J., AZIZ K. et GODI A.**, Three phase flow in field-scale simulations of gas and WAG, *Society of Petroleum Engineers, SPE 28897*, 1994.



**HAGGORT J.**, Oil recovery by gravity drainage, Society of Petroleum Engineers Journal, June, 139-149, 1980.

**HONARPOUR M. et MAHMOOD S.M.**, Relative permeability measurements : an overview, Society of Petroleum Engineers, SPE 18565, Journal of Petroleum Technology, 1988.

**JOHNSON E. F., BOSSLER D. P. et NAUMANN V.O.**, Calculation of relative permeability from displacement experiments, Transactions of the Metallurgical Society of AIME, 216, 370-372, 1959.

**KALAYDJIAN F., MOULU J.C., VIZIKA O. et MUNKERUD P.K.**, Three-phase flow in water-wet porous media : determination of gas/oil relative permeabilities under various spreading conditions, Society of Petroleum Engineers, SPE 26671, 1993.

**KANTZAS A., CHATZIS I. et DULLIEN F.A.L. [a]**, Enhanced oil recovery by inert gas injection, Society of Petroleum Engineers, Society of Petroleum Engineers, SPE 17379, 1988.

**KANTZAS A., CHATZIS I. et DULLIEN F.A.L. [b]**, Mechanisms of capillary displacements of oil by gravity assisted inert gas injection, Society of Petroleum Engineers, SPE 17506, 1988.

**LAND C.S.**, Calculation of imbibition relative permeability for two- and three-phase flow from rock properties, Society of Petroleum Engineers Journal, June, 149-156, 1968.

**LASSEUX D., QUINTARD M. et WHITAKER S.**, Determination of permeability tensors for two-phase flow in homogeneous porous media : theory, Transport in Porous Media, 24, 107-137, 1996.

**LATIL M.**, Cours de production, VI : récupération assistée, Editions Technip, 1975.

**LERDAHL T.R., OREN P.E. et BAKKE S.**, A predictive network model for three-phase flow in porous media, Society of Petroleum Engineers, SPE 59311, 2000.

**LIU L. et BUCKLEY J.S.**, Alteration of wetting of mica surfaces, Journal of Petroleum Science and Engineering, 24, 75-83, 1999.

**MARLE C.**, Cours de production, IV, Les écoulements polyphasiques, Ed. Technip, 1965.

**MILLER C. A. et NEOGI P.**, Surfactant science series, 17, Interfacial phenomena : equilibrium and dynamic effects, Ed. Marcel Dekker, 1985.

**MONICARD R.**, Cours de production, I, Caractéristiques des roches réservoirs, analyse des carottes, Ed. Technip, 1975.

**MORROW N.**, Introduction to Interfacial phenomena in petroleum recovery, Surfactant science series, 36, Ed. Marcel Dekker, 1991.

**MORROW N., TANG G.-Q., VALAT M. et XIE X.**, Prospects of improved oil recovery related to wettability and brine composition, Journal of Petroleum Science & Engineering, 20, 267-276, 1998.

**MUNKERUD P.K. et HOIMYR O.**, Gas mobility during three phase flow in a WAG process, 8th European IOR Symposium, Vienna, Austria, 1995.

**NAAR J. et WYGAL R.J.**, Three-phase imbibition relative permeability, Society of Petroleum Engineers Journal, 1, 254-258, 1961.

**NARAHARA G., POZZI N. et BLACKSHEAR T.H.**, Effect of connate water on gas/oil relative permeabilities for water-wet and mixed-wet Berea rock, Society of Petroleum Engineers, SPE 20503, 1990.

**NAYLOR P., SARGENT N.C., CROSBIE A.J. et TILSED A.P.**, Gravity drainage during gas injection, 8th European IOR Symposium, 1995.

**OAK M.J.**, Three-phase relative permeability of water-wet Berea, Society of Petroleum Engineers, SPE 20183, 1990.

**OAK M.J.**, Three-phase relative permeability of intermediate-wet Berea sandstone, Society of Petroleum Engineers, SPE 22599, 1991.

**OREN P.E. et PINCZEWSKI W.**, The effect of wettability and spreading on recovery of waterflood residual oil by immiscible gas flooding, SPE Formation Evaluation, June, 149-156, 1994.

**OREN P.E., BILLOTTE J. et PINCZEWSKI W.**, Mobilization of water-flood residual oil by gas injection for water-wet conditions, Society of Petroleum Engineers, SPE 20185, 1992.

**PAPON P. et LEBLOND J.**, Thermodynamique des états de la matière, Ed. Hermann, 1990.

**QUINTARD M. et WHITAKER S.**, Two-phase flow in heterogeneous porous media : the method of large scale averaging, Transport in Porous Media, 3, 357-413, 1988.

**SAHNI A., BURGER J. et BLUNT M.** Measurements of three relative permeability during gravity drainage, Society of Petroleum Engineers, SPE 39655, 1998.

**SAHNI A.**, Measurements of three relative permeability during gravity drainage using CT scanning, thesis, Stanford University, USA, 1998.

**SAIDI A.L.**, Reservoir engineering of fractured reservoirs (fundamental and practical aspects), Ed. Total Edition Presse, 1987.

**SKAUGE A., ELERI O., GRAUE A. et MONSTAD P.**, Influence of connate water on oil recovery by gravity drainage, Society of Petroleum Engineers, SPE 27817, 1994.

**SKURDAL H., HUSTAD O. et HOLT T.**, Oil recovery by gravity drainage during gas injection, 8th European IOR Symposium, Vienna, Austria, 1995.

**STONE H.L.**, Probability model for estimating three phase relative permeability, Journal of Petroleum Technology, 214-218, 1970.

**STONE H.L.**, Estimation of three phase relative permeability and residual oil data, The Journal of Canadian Petroleum Technology, 53-61, 1973.

**VALAT M.**, Evolution de la mouillabilité d'un système verre/saumure/huile brute en fonction du pH et de la salinité ; visualisation d'écoulements dans un milieu poreux modèle, Th. : Mécanique : Bordeaux I, 1994.

**VIZIKA O. et LOMBARD J.M.**, Wettability and spreading : two key parameters in oil recovery with three-phase gravity drainage, SPERE, 54-58, 1996.

**ZARCONE C. et LENORMAND R.**, Détermination expérimentale du couplage visqueux dans les écoulements diphasiques en milieu poreux, C.R. Acad. Sci. Paris, t.318, série II, 1429-1435, 1994.



# Annexes

---

**A. Méthode IMPES**

**B. Drainage par gravité gaz/huile/eau :  
caractérisation des milieux**

**C. Drainage par gravité gaz/huile/eau :  
résultats**

**D. Drainage par gravité gaz/huile :  
caractérisation des milieux**

**E. Drainage par gravité gaz/huile: résultats**

**F. Etude sur la méthode inverse : initialisation  
de l'inversion**

**G. Drainage par gravité : perméabilités  
relatives déterminées par la méthode inverse**



Annexe A

## Méthode IMPES

---

## Méthode IMPES : implicite pression et explicite saturation

Nous rappelons le principe de la méthode IMPES (« implicite pression et explicite saturation ») permettant de décrire les écoulements polyphasiques monodimensionnels en milieu poreux [Aziz, 1979].

L'objectif de cette méthode est d'obtenir une relation simple de la pression par traitement des équations modélisant l'écoulement polyphasique. Après que la pression est déterminée à chaque pas de temps, les saturations sont déduites explicitement. Nous nous intéressons ici à la méthode IMPES appliquée au cas d'un écoulement triphasique gaz/huile/eau.

Soit un écoulement rampant instationnaire de trois phases fluides non miscibles. Il peut être modélisé les équations de Darcy généralisées, les équations de continuité, la relation de pression capillaire et les conditions aux limites.

Le système d'équations ainsi obtenu est donc :

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \lambda_w \left( \frac{\partial p_w}{\partial x} - \gamma_w \frac{\partial z}{\partial x} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{S_w}{B_w} \right) + q_w \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \lambda_o \left( \frac{\partial p_o}{\partial x} - \gamma_o \frac{\partial z}{\partial x} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{(1 - S_w - S_g)}{B_o} \right) + q_o \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ R_s \lambda_o \left( \frac{\partial p_o}{\partial x} - \gamma_o \frac{\partial z}{\partial x} \right) + \left( \frac{\partial p_g}{\partial x} - \gamma_g \frac{\partial z}{\partial x} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi R_s \frac{(1 - S_w - S_g)}{B_o} + \phi \frac{S_g}{B_g} \right) + R_s q_o + q_g \quad (3)$$

$$p_o - p_w = P_{cow} \quad (4)$$

$$p_g - p_g = P_{cog} \quad (5)$$

En utilisant un schéma numérique aux différences finies, le système d'équations précédent devient après discrétisation :

$$\Delta [T_w (\Delta p_o - \Delta P_{cow} - \gamma_w \Delta z)] = C_{1p} \Delta_t p_w + \sum_1 C_{11} \Delta_t S_1 + Q_w \quad (6)$$

$$\Delta [T_o (\Delta p_o - \gamma_o \Delta z)] = C_{2p} \Delta_t p_o + \sum_1 C_{21} \Delta_t S_1 + Q_o \quad (7)$$

$$\Delta [T_g (\Delta p_o - \Delta P_{cog} - \gamma_o \Delta z)] + \Delta [R_s T_o (\Delta p_o - \gamma_o \Delta z)] = C_{3p} \Delta_t p_g + \sum_1 C_{31} \Delta_t S_1 + R_s Q_o + Q_g \quad (8)$$

L'hypothèse fondamentale de la méthode IMPES est que la pression capillaire dans le premier membre des équations d'écoulement est constant pendant un pas de temps.



Donc les termes comprenant  $\Delta P_{\text{cow}}$  et  $\Delta P_{\text{cog}}$  peuvent être calculés explicitement au pas de temps (n) précédent et nous avons la relation  $\Delta_t p_w = \Delta_t p_o = \Delta_t p_g$ .

En notant alors  $p = p_o$ , il vient :

$$\Delta[T_w(\Delta p^{n+1} - \Delta P_{\text{cow}}^n - \gamma_w \Delta z)] = C_{1p} \Delta_t p + C_{1w} \Delta_t S_w + Q_w \quad (9)$$

$$\Delta[T_o(\Delta p^{n+1} - \gamma_o \Delta z)] = C_{2p} \Delta_t p + C_{2o} \Delta_t S_o + Q_g \quad (10)$$

$$\Delta[T_g(\Delta p^{n+1} - \Delta P_{\text{cog}}^n - \gamma_o \Delta z)] + \Delta[R_s T_o(\Delta p^{n+1} - \gamma_o \Delta z)] = C_{3p} \Delta_t p + C_{3o} \Delta_t S_o + C_{3g} \Delta_t S_g + R_s Q_o + Q_g \quad (11)$$

où les coefficients  $C_{ij}$  sont donnés par :

$$C_{1p} = \frac{V}{\Delta t} [(S_w \phi)^n b'_w + S_w^n b_w^{n+1} \phi'] \quad (12)$$

$$C_{1w} = \frac{V}{\Delta t} (\phi b_w)^{n+1} \quad (13)$$

$$C_{2p} = \frac{V}{\Delta t} [(S_o \phi)^n b'_o + S_o^n b_o^{n+1} \phi'] \quad (14)$$

$$C_{2o} = \frac{V}{\Delta t} (\phi b_o)^{n+1} \quad (15)$$

$$C_{3p} = \frac{V}{\Delta t} [R_s^n (S_o^n \phi n b'_o + S_o^n b_o^{n+1} \phi') + S_g^n \phi n b'_g + S_g^n b_g^{n+1} \phi + (\phi S_o b_o)^{n+1} R'_s] \quad (16)$$

$$C_{3o} = \frac{V}{\Delta t} [R_s^n (\phi b_o)^{n+1}] \quad (17)$$

$$C_{3g} = \frac{V}{\Delta t} [R_s^n (\phi b_g)^{n+1}] \quad (18)$$

$$b_i' = \left( \frac{1}{B_i} \right)' = \frac{d \left( \frac{1}{B_i} \right)}{dp_i} \quad (19)$$

$$S_i' = \frac{dS_i}{dP_c} \quad (20)$$

$$\phi' = \frac{d\phi}{dp} \quad (21)$$

Nous souhaitons combiner les équations (9), (10) et (11) de façon à faire disparaître les termes en  $\Delta_t S_t$ . Pour cela, nous multiplions l'équation relative à l'eau par A et l'équation relative au gaz par B puis nous sommons les trois équations.

Le second membre de l'équation obtenue est alors :

$$(AC_{1p} + C_{2p} + BC_{3o})\Delta_t P + (-AC_{1w} + C_{2o} + BC_{3o})\Delta_t S_o + A(C_{1w} + BC_{3g})\Delta_t S_g \quad (22)$$

Et les coefficients A et B sont donnés par :

$$-AC_{1w} + C_{2o} + BC_{3o} = 0 \quad (23)$$

$$AC_{1w} + BC_{3g} = 0 \quad (24)$$

soit :

$$B = \frac{C_{2o}}{C_{3g} - C_{3o}} \quad (25)$$

$$A = B \frac{C_{3g}}{C_{1w}} \quad (26)$$

Ainsi, l'équation donnant la pression est :

$$\Delta [T_o (\Delta p^{n+1} - \gamma_o \Delta z)]_i + A_i \Delta [T_w (\Delta p^{n+1} - \gamma_w \Delta z)]_i + B_i \Delta [T_o R_s (\Delta p^{n+1} - \gamma_o \Delta z) + T_g (\Delta p^{n+1} - \gamma_g \Delta z)]_i = (AC_{1p} + C_{2p} + BC_{3o})\Delta_t P + A_i \Delta (T_w \Delta P_{cow}^n)_i - B_i \Delta (T_g \Delta P_{cog}^n)_i + Q_o + A_i Q_{wi} + B_i (R_s Q_o + Q_g)_i \quad (27)$$

Nous obtenons alors une équation aux différences finies du type :

$$\mathbf{TP}^{n+1} = \mathbf{D}(\mathbf{P}^{n+1} - \mathbf{P}^n) + \mathbf{G} + \mathbf{Q} \quad (28)$$

où  $\mathbf{T}$  est une matrice tridiagonale et  $\mathbf{D}$  une matrice diagonale. Le vecteur  $\mathbf{G}$  comprend les termes de gravité et de pression capillaire.

Lorsque la solution en pression est obtenue, les saturations sont explicitement calculées à partir des équations (6) et (7).

Quand les saturations  $S_i^{n+1}$  sont connues, les nouveaux termes de pression capillaire  $P_{cow}^{n+1}$  et  $P_{cog}^{n+1}$  sont déterminés et utilisés pour le calcul au pas de temps suivant.

Il en est de même pour les coefficients A et B qui sont recalculés à chaque pas de temps.

## Nomenclature

A	section du milieu
$b_i \left( = \frac{1}{B_i} \right) B_i$	inverse du facteur de volume relatif à la phase i
$B_i$	facteur de volume relatif à la phase i
g	accélération gravitationnelle
$g_c$	facteur de conversion
p	pression
$p_i$	pression de la phase i
$P_c$	pression capillaire
$P_{cog}$	pression capillaire gaz-huile
$P_{cow}$	pression capillaire huile-eau
$q_i$	débit volumique de la phase i
$Q_i$	débit volumique de la phase i
$R_s$	rapport gaz dissous dans l'huile
$T_i \left( = \frac{\lambda_i \Delta}{\Delta x} \right)$	transmissibilité aux différences finies de la phase i
$S_i$	saturation de la phase I
V	volume
x	distance (abscisse)
z	distance (ordonnée)
$\gamma_i \left( = \frac{\rho g}{g_c} \right)$	densité exprimée en pression/distance
$\lambda_i \left( = \frac{k_i}{\mu_i} \right)$	mobilité de la phase i
$\phi$	porosité
$\rho_i$	masse volumique de la phase i
<b>opérateurs</b>	
$\Delta$	opérateur différentiel
$\Delta_t$	opérateur différentiel en temps
<b>matrice</b>	
<b>M</b>	matrice
<b>indice</b>	
g	gaz
o	huile
w	eau

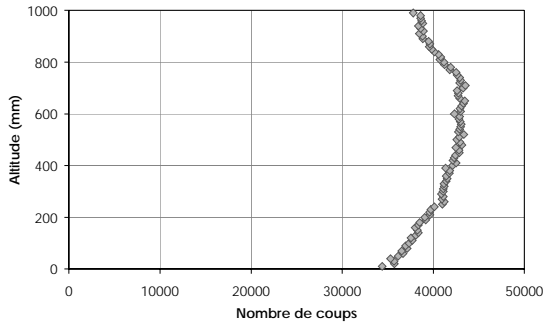


## Annexe B

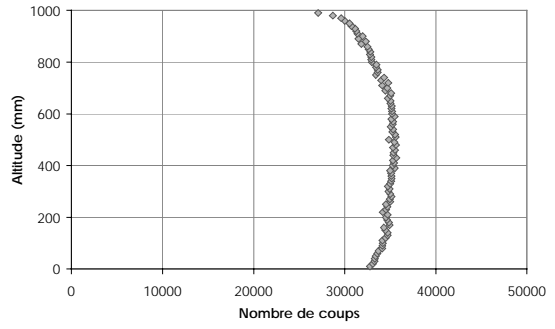
# **Drainage par gravité gaz/huile/eau : Caractérisation des milieux**

---

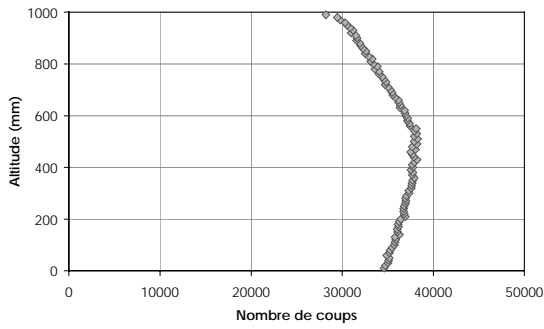
# Homogénéité



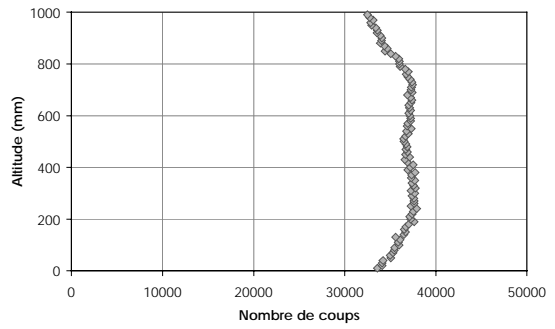
*Milieu WI = +1*



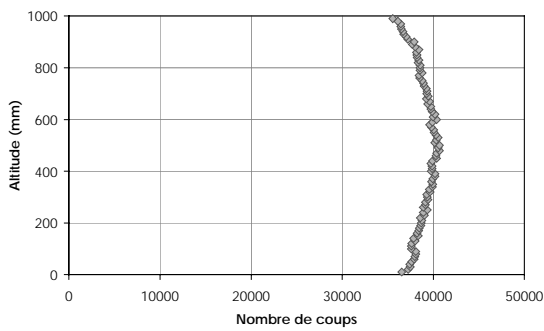
*Milieu WI = +0,3*



*Milieu WI = -0,15*

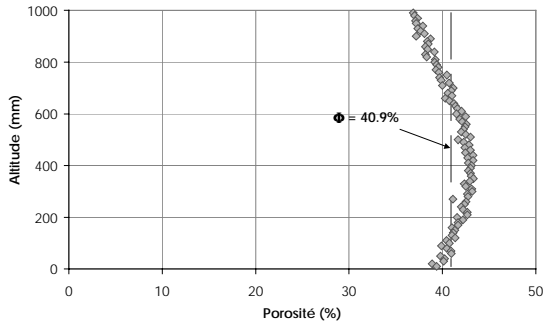


*Milieu WI = -0,39*

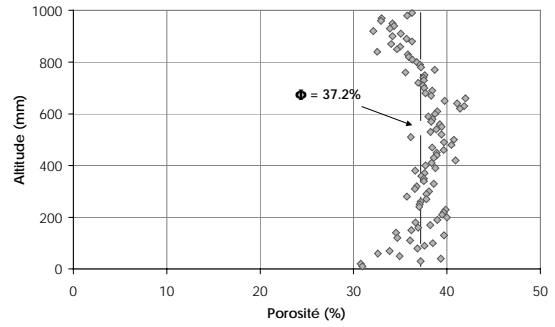


*Milieu WI = -0,53*

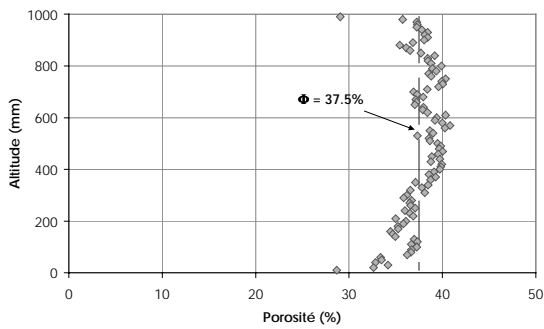
## Champ de porosité



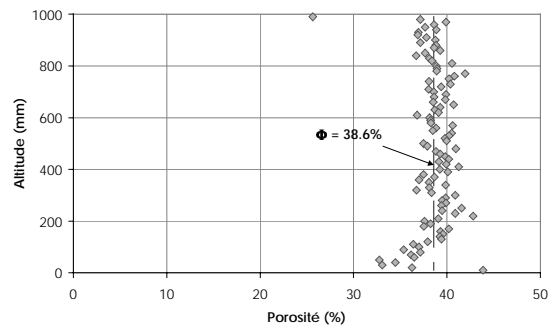
*Milieu WI = +1*



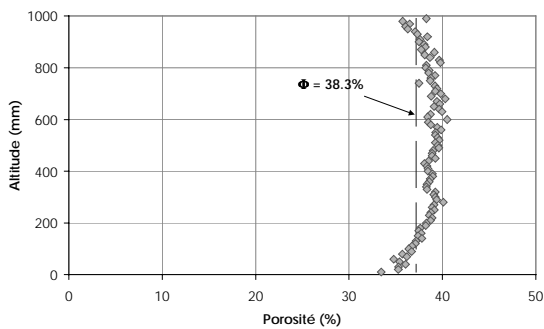
*Milieu WI = +0,3*



*Milieu WI = -0,15*

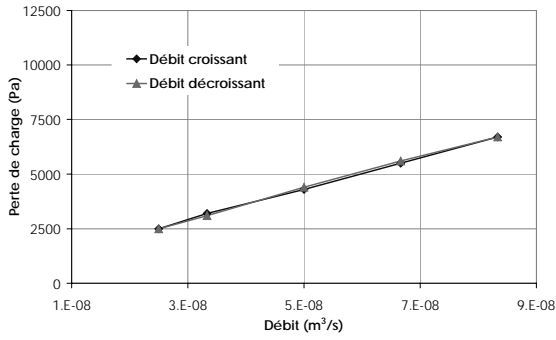


*Milieu WI = -0,39*

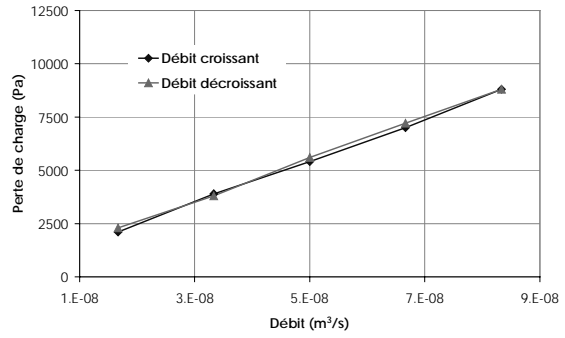


*Milieu WI = -0,53*

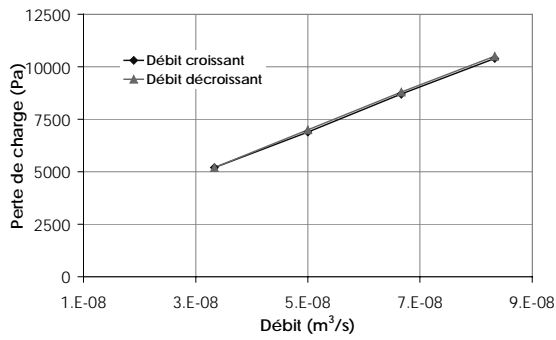
## Perméabilité effective à l'eau



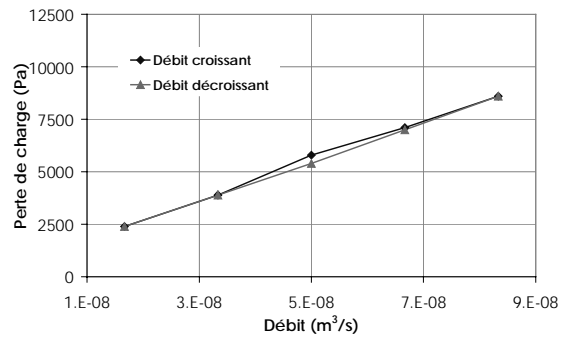
*Milieu WI = +1*



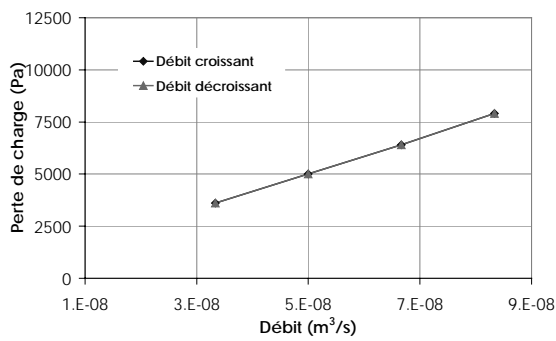
*Milieu WI = +0,3*



*Milieu WI = -0,15*



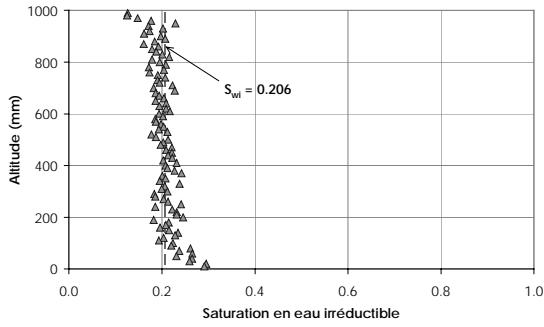
*Milieu WI = -0,39*



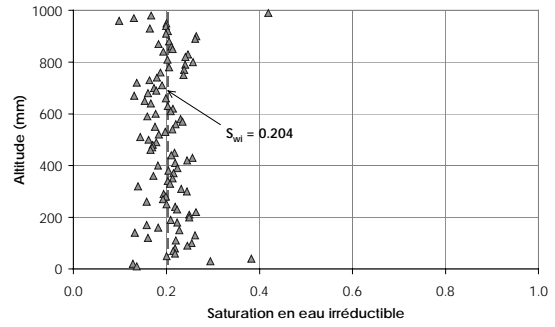
*Milieu WI = -0,53*



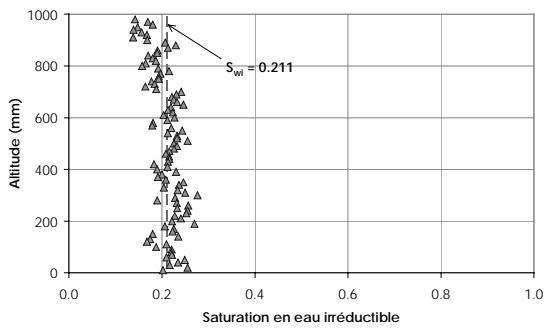
## Champ de saturation irréductible en eau



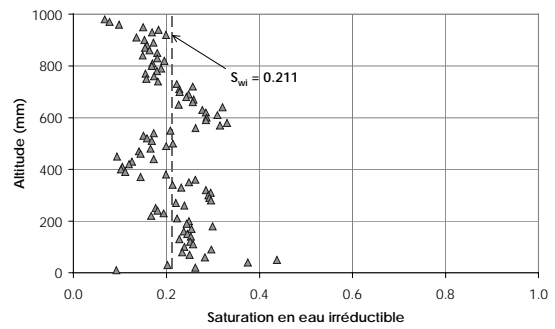
*Milieu WI = +1*



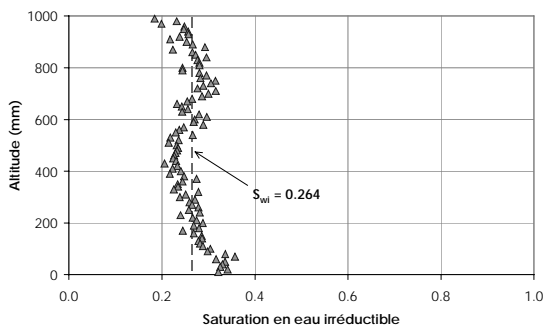
*Milieu WI = +0,3*



*Milieu WI = -0,15*

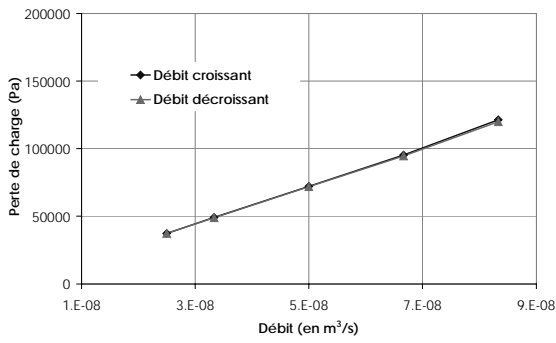


*Milieu WI = -0,39*

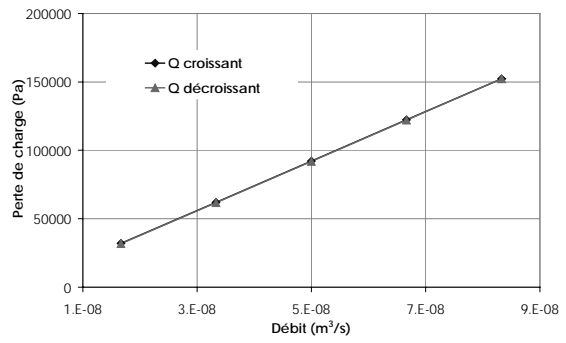


*Milieu WI = -0,53*

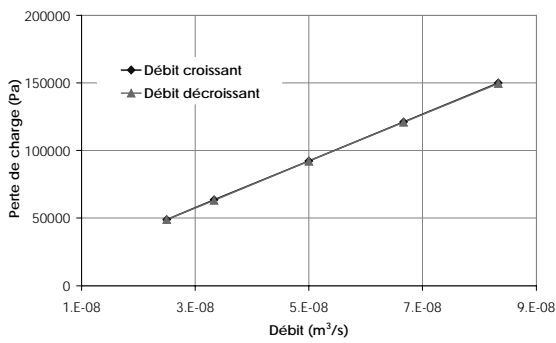
## Perméabilité effective à l'huile en présence d'eau irréductible



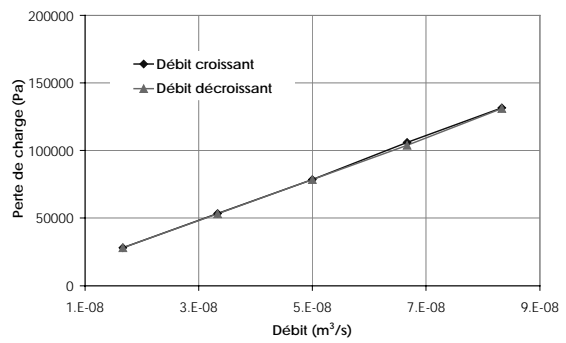
Milieu  $WI = +1$



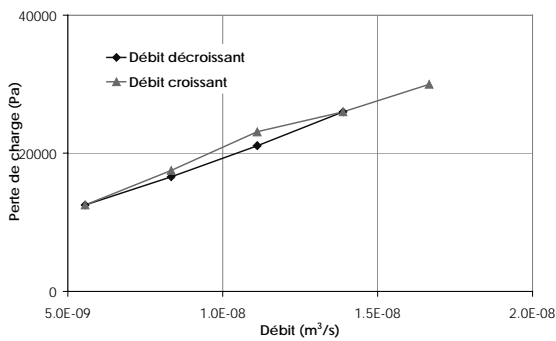
Milieu  $WI = +0,3$



Milieu  $WI = -0,15$

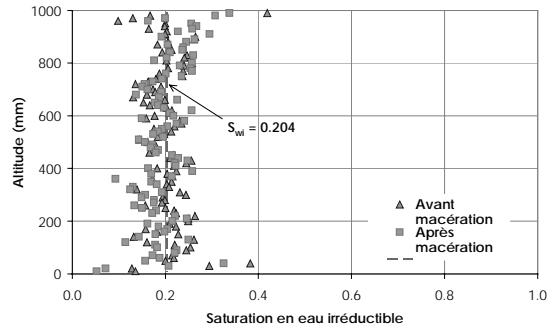


Milieu  $WI = -0,39$



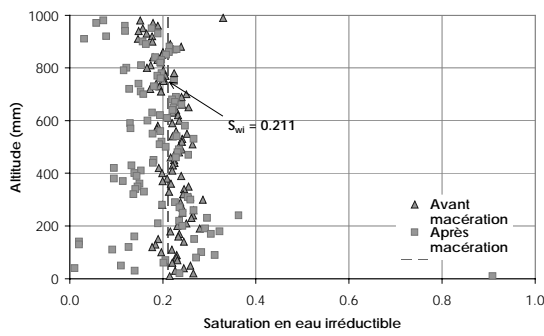
Milieu  $WI = -0,53$

## Champ de saturation irréductible en eau après macération

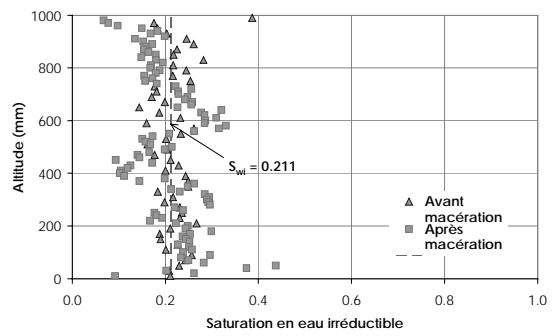


*Milieu WI = +0,3*

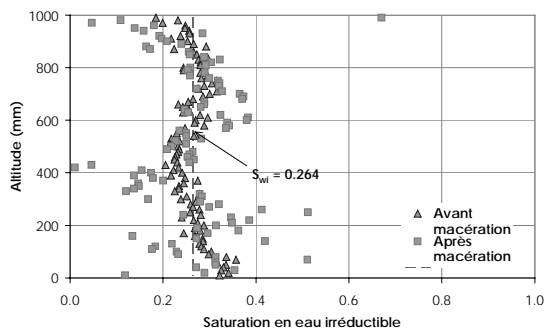
*Milieu WI = +1*



*Milieu WI = -0,15*

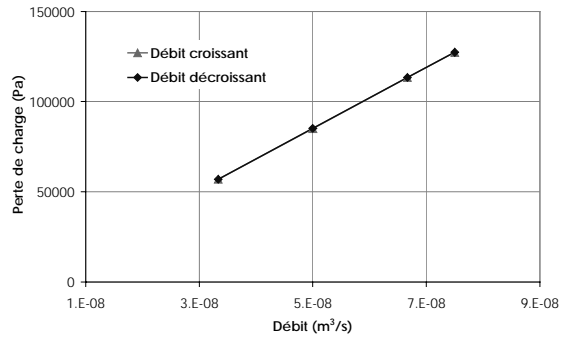


*Milieu WI = -0,39*



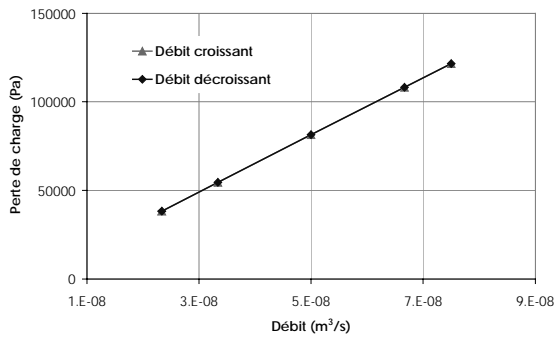
*Milieu WI = -0,53*

## Perméabilité effective à l'huile en présence d'eau irréductible après macération

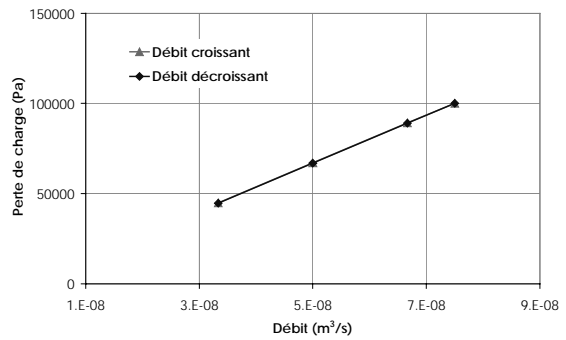


*Milieu WI = +1*

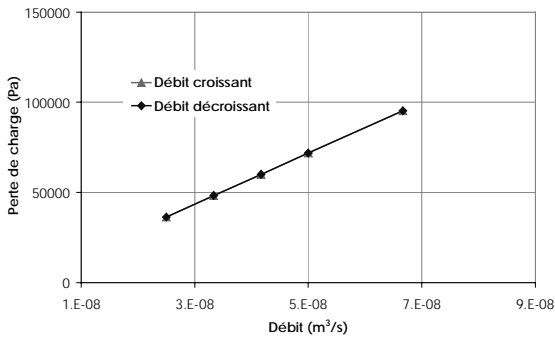
*Milieu WI = +0,3*



*Milieu WI = -0,15*



*Milieu WI = -0,39*



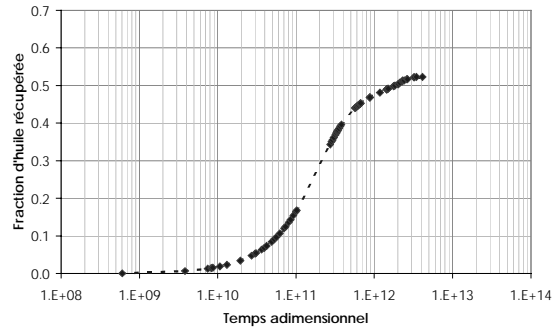
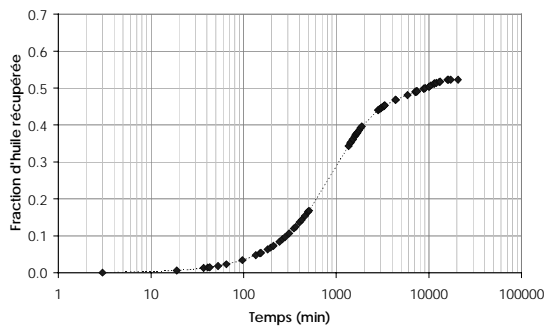
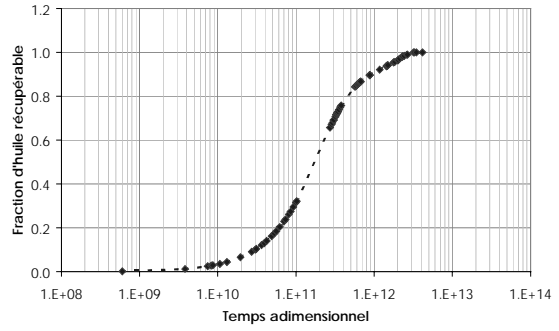
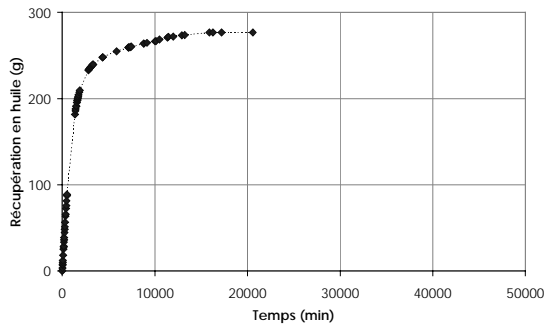
*Milieu WI = -0,53*

## Annexe C

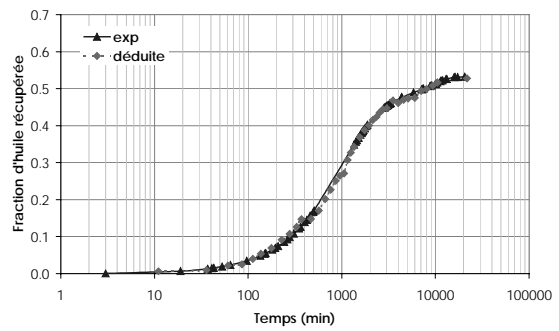
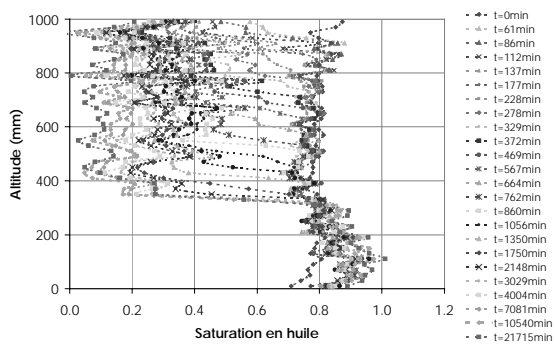
# **Drainage par gravité gaz/huile/eau : Résultats**

---

## Milieu WI=+1

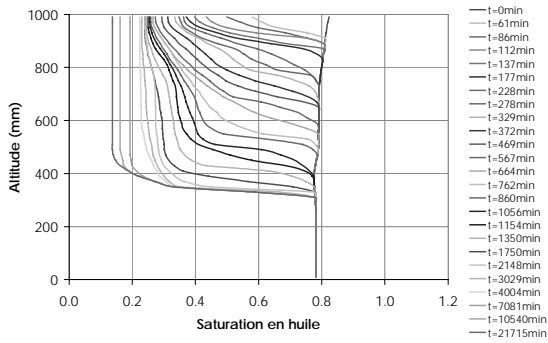


*Courbe de récupération en huile*

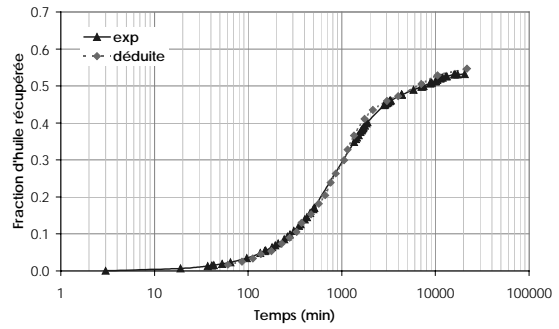


*Profils bruts de saturation au cours du temps*

*Courbe de récupération déduite des profils bruts*



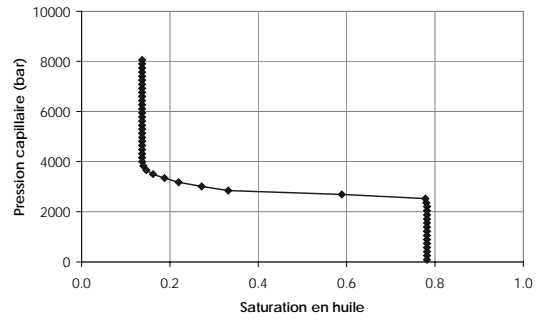
Profils lissés de saturation au cours du temps



Courbe de récupération déduite des profils lissés

Profils (min)	Ecart brut/lissé
0	0.3%
61	0.9%
86	1.4%
112	1.5%
137	2.5%
177	2.3%
228	2.7%
278	2.9%
329	4.0%
372	3.1%
469	1.0%
567	1.8%
664	0.7%
762	2.0%
860	2.1%
1056	4.2%
1154	3.3%
1350	3.9%
1750	4.2%
2148	3.6%
3029	2.5%
4004	2.6%
7081	2.6%
10540	3.0%
21715	4.3%

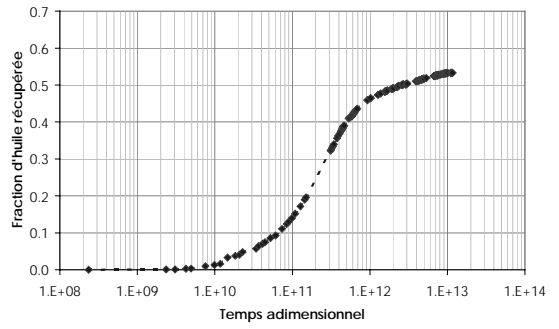
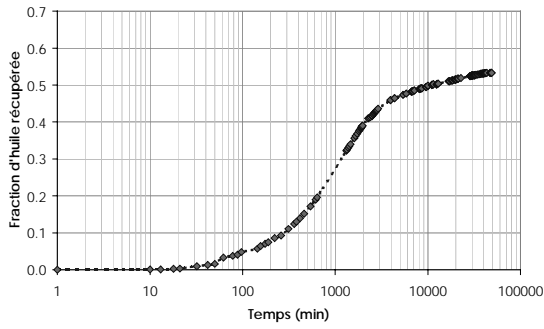
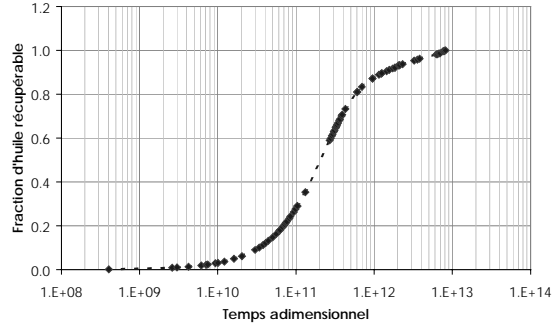
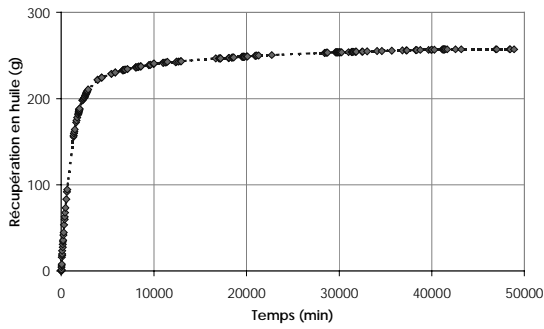
Moyenne des écarts 2.5%



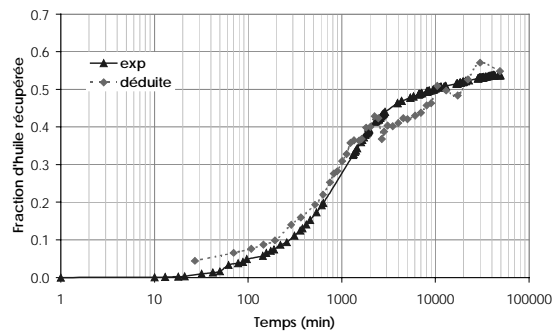
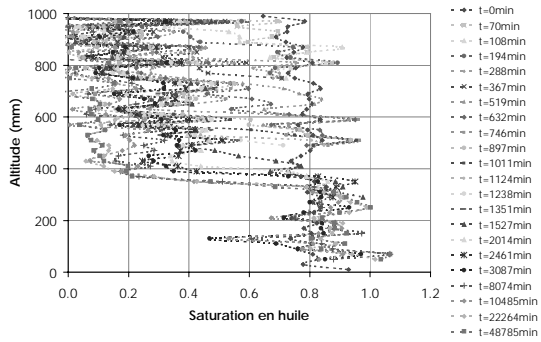
Courbe de pression capillaire

Lissage des profils : écart au bilan matière brut/lisse

## Milieu WI=+0,3



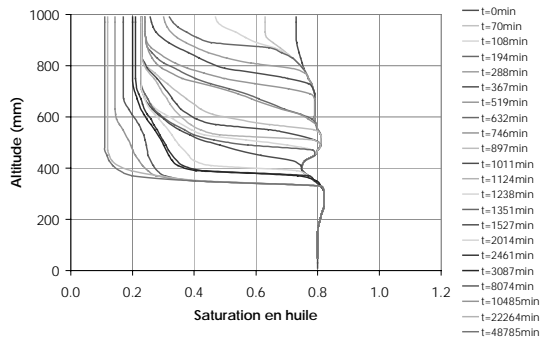
*Courbe de récupération en huile*



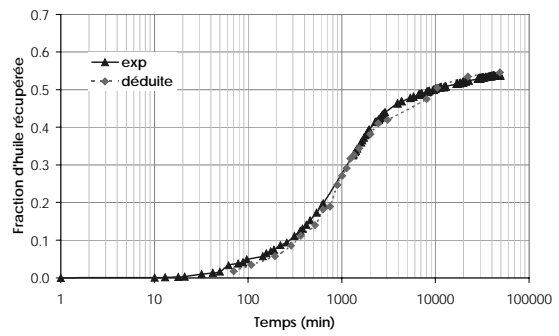
*Profils bruts de saturation au cours du temps*

*Courbe de récupération déduite des profils bruts*





Profils lissés de saturation au cours du temps

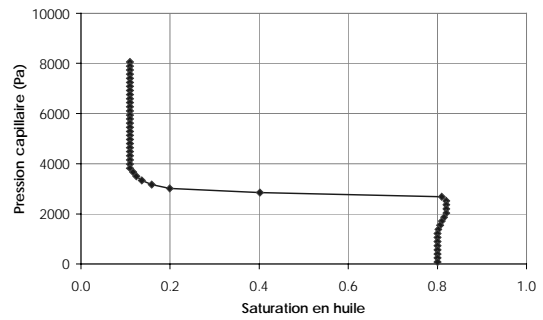


Courbe de récupération déduite des profils lissés

Profils (min)	Ecart brut/lissé
0	0.4%
108	2.4%
194	1.6%
288	2.7%
367	7.9%
519	3.3%
632	2.6%
746	0.6%
897	8.0%
1011	0.7%
1238	0.7%
1351	0.3%
1527	2.3%
2014	0.1%
2461	4.3%
4015	4.9%
5047	6.6%
7018	6.6%
10485	7.5%
17267	3.7%
29931	3.4%
48785	1.3%

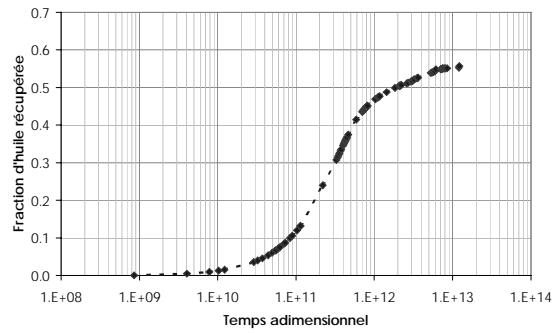
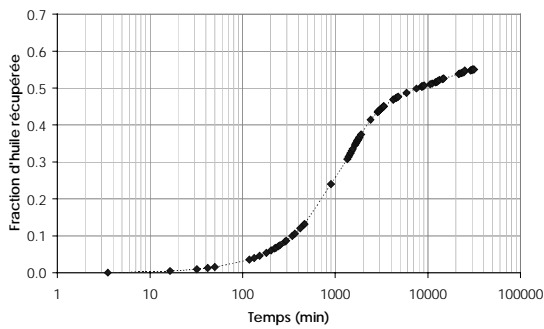
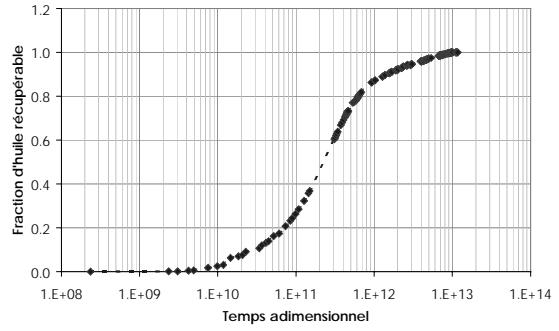
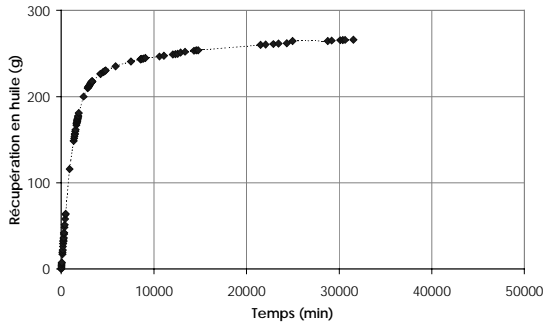
Moyenne des écarts 3.3%

Lissage des profils : écart au bilan matière brut/lisse

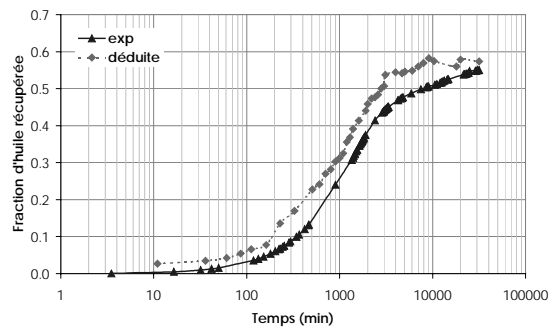
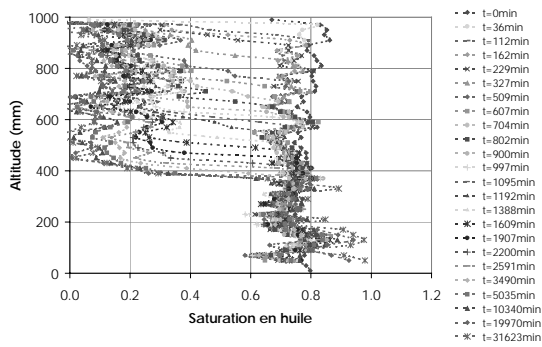


Courbe de pression capillaire

Milieu WI=-0,15

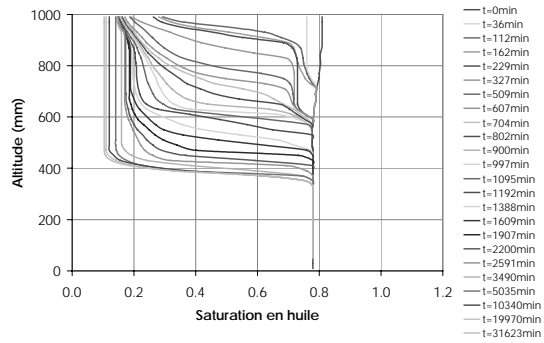


*Courbe de récupération en huile*

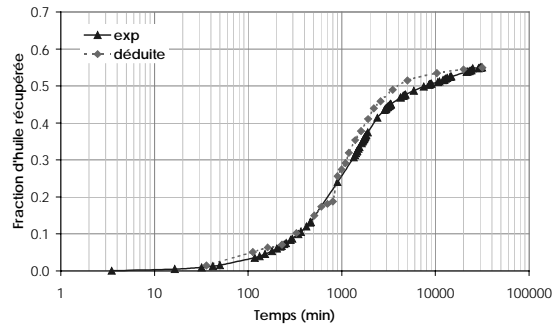


*Profils bruts de saturation au cours du temps*

*Courbe de récupération déduite des profils bruts*



Profils lissés de saturation au cours du temps

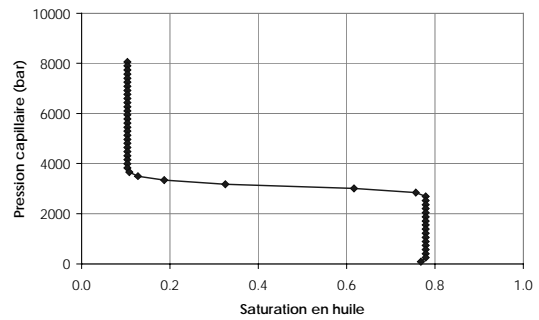


Courbe de récupération déduite des profils lissés

Profils (min)	Ecart brut/lissé
0	0.3%
36	0.6%
112	0.2%
162	0.8%
229	4.3%
327	5.0%
509	6.9%
607	5.2%
704	6.3%
802	5.3%
900	4.6%
997	3.6%
1095	2.9%
1192	3.7%
1388	3.7%
1609	3.7%
1907	3.2%
2200	3.6%
2591	1.8%
3490	6.9%
5035	3.6%
10340	5.6%
19970	3.2%
31623	0.8%

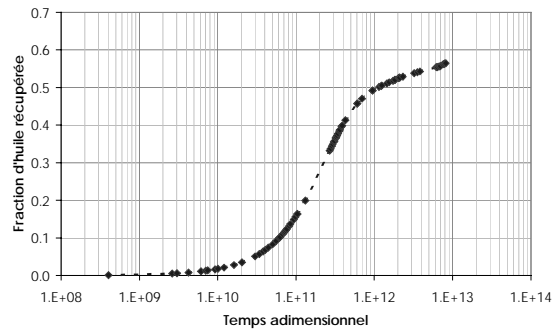
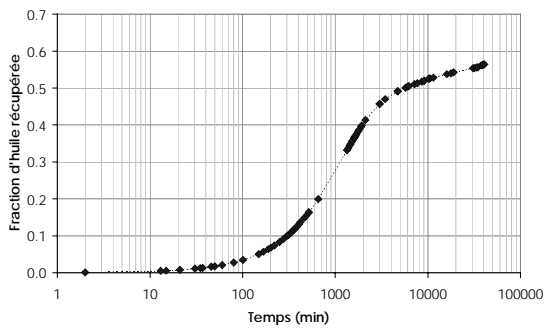
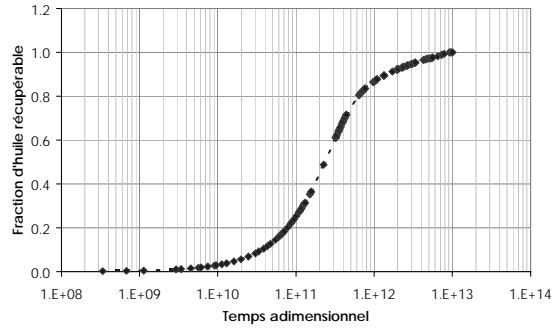
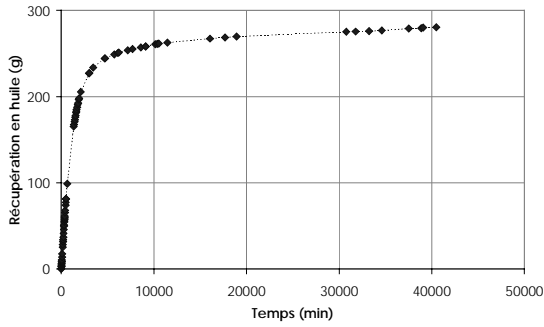
Moyenne des écarts 3.6%

Lissage des profils : écart au bilan matière brut/lisse

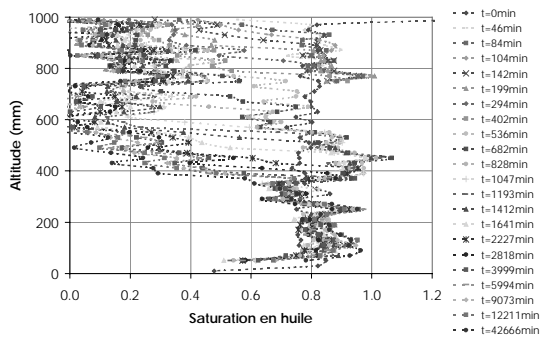


Courbe de pression capillaire

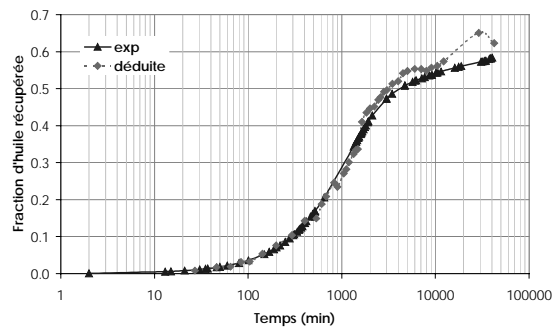
Milieu WI=-0,39



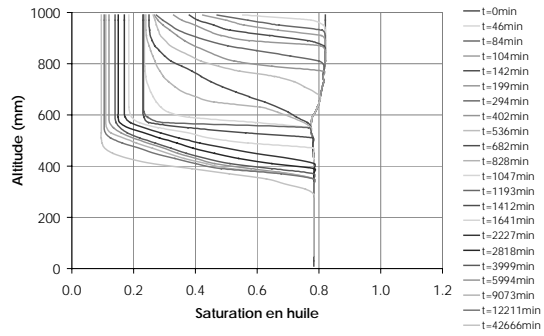
*Courbe de récupération en huile*



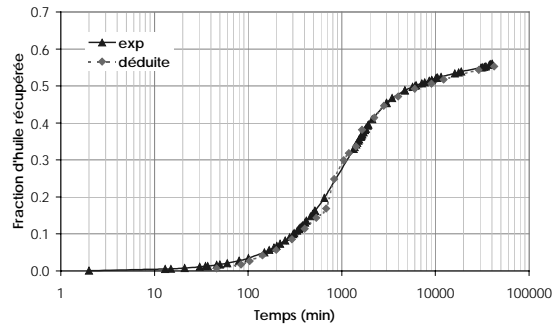
*Profils bruts de saturation au cours du temps*



*Courbe de récupération déduite des profils bruts*



Profils lissés de saturation au cours du temps

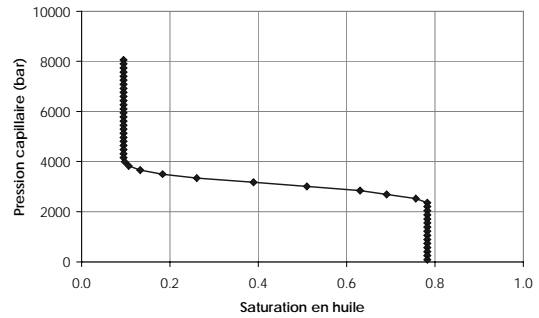


Courbe de récupération déduite des profils lissés

Profils (min)	Ecart brut/lissé
0	0.3%
36	0.6%
112	0.2%
162	0.8%
229	4.3%
327	5.0%
509	6.9%
607	5.2%
704	6.3%
802	5.3%
900	4.6%
997	3.6%
1095	2.9%
1192	3.7%
1388	3.7%
1609	3.7%
1907	3.2%
2200	3.6%
2591	1.8%
3490	6.9%
5035	3.6%
10340	5.6%
19970	3.2%
31623	0.8%

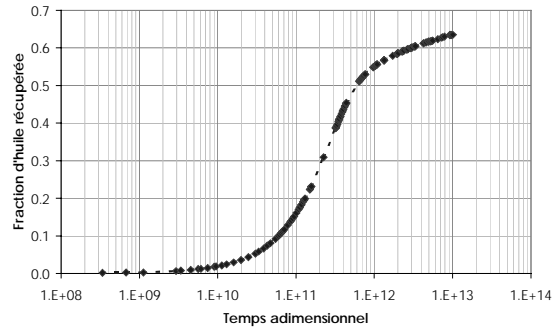
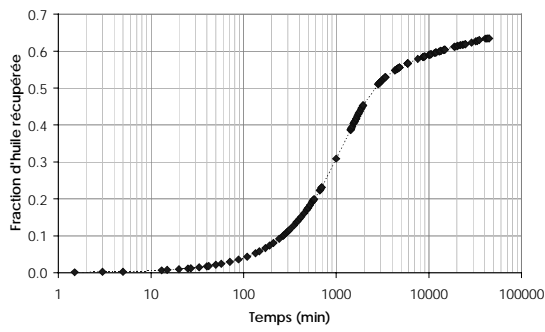
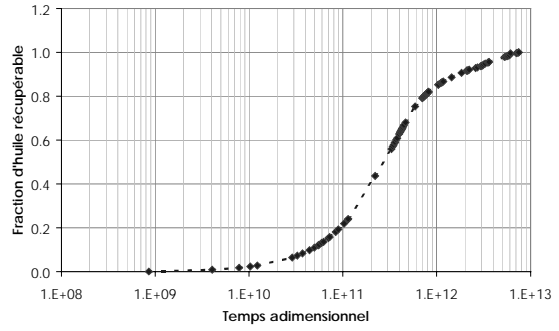
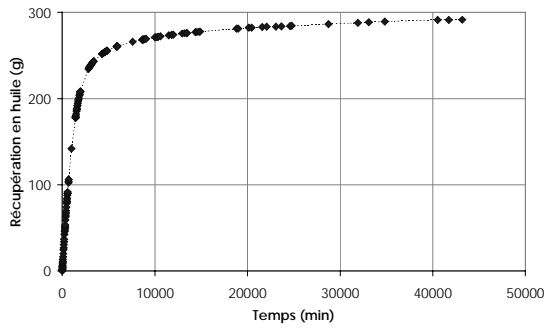
Moyenne des écarts 3.6%

Lissage des profils : écart au bilan matière brut/lisse

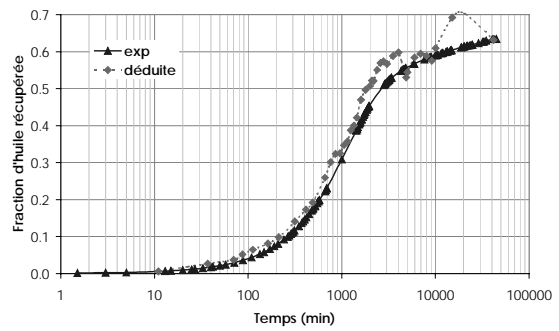
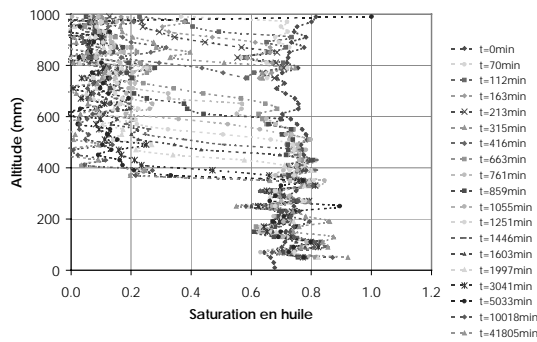


Courbe de pression capillaire

Milieu WI=-0,53

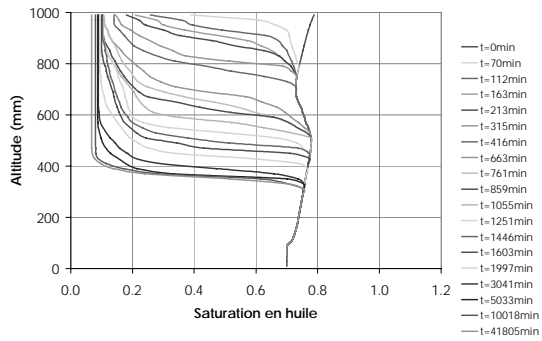


*Courbe de récupération en huile*

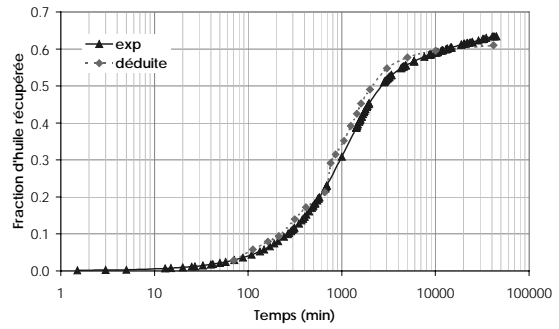


*Profils bruts de saturation au cours du temps*

*Courbe de récupération déduite des profils bruts*



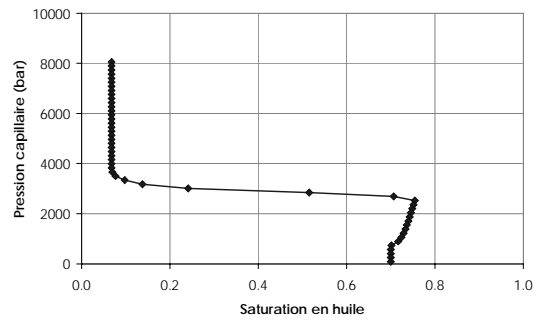
Profils lissés de saturation au cours du temps



Courbe de récupération déduite des profils lissés

Profils (min)	Ecart brut/lissé
0	1.1%
70	4.5%
112	4.6%
163	2.5%
213	4.0%
315	3.2%
416	3.2%
663	1.5%
761	4.4%
859	4.4%
1055	2.3%
1251	2.5%
1446	2.8%
1603	6.3%
1997	6.3%
3041	7.7%
5033	2.2%
10018	6.4%
41805	8.1%

Moyenne des écarts 4.1%



Courbe de pression capillaire

Lissage des profils : écart au bilan matière brut/lisse



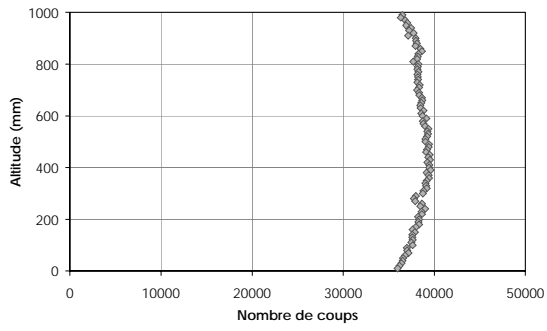


## Annexe D

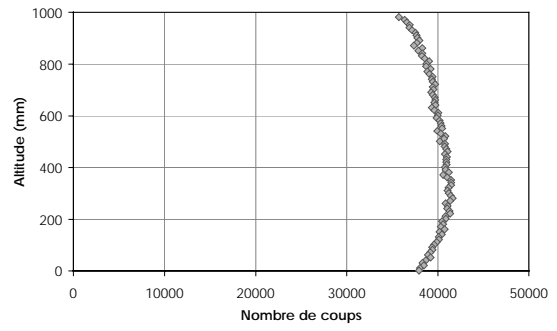
# **Drainage par gravité gaz/huile : Caractérisation des milieux**

---

## Homogénéité

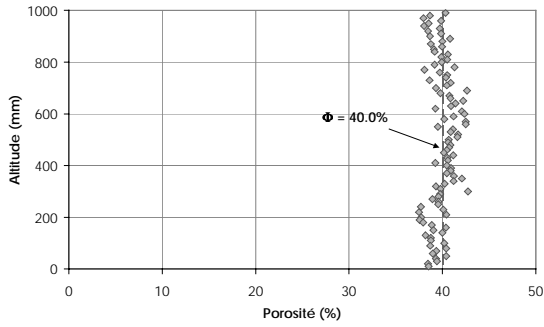


*Milieu de mouillabilité originelle*

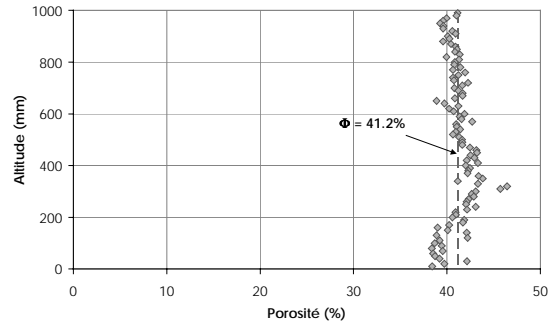


*Milieu de mouillabilité altérée*

## Champ de porosité

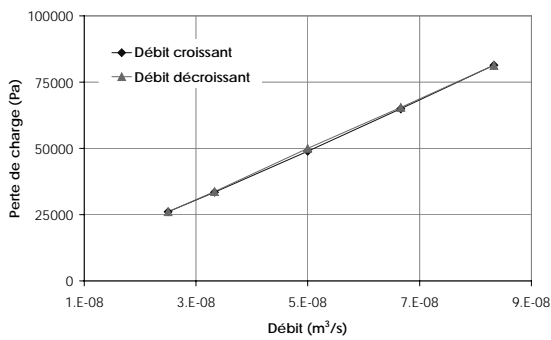


*Milieu de mouillabilité originelle*

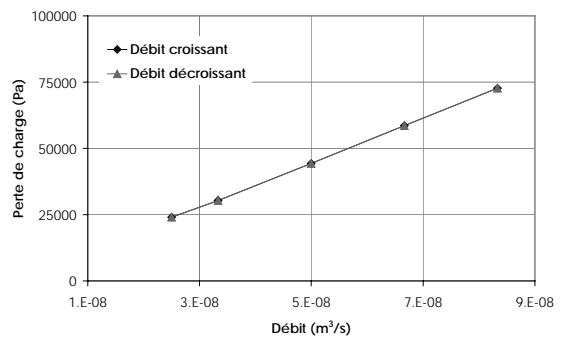


*Milieu de mouillabilité altérée*

## Perméabilité effective à l'huile

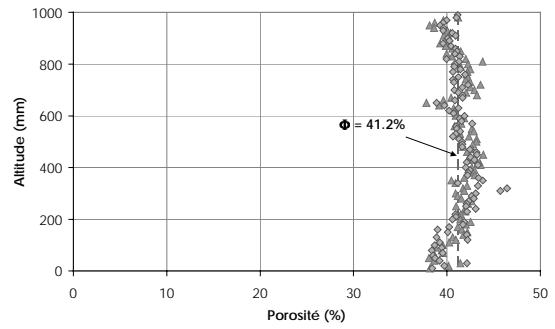


*Milieu de mouillabilité originelle*



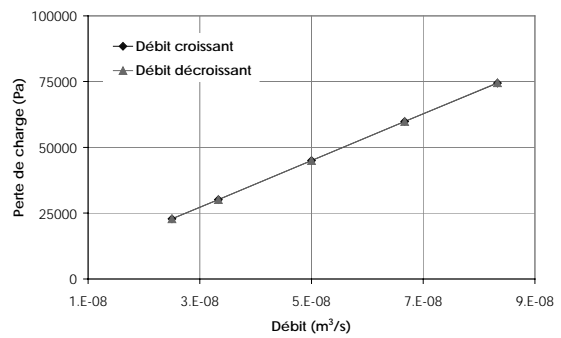
*Milieu de mouillabilité altérée*

## Champ de porosité après macération



*Milieu de mouillabilité altérée*

## Perméabilité effective à l'huile après macération



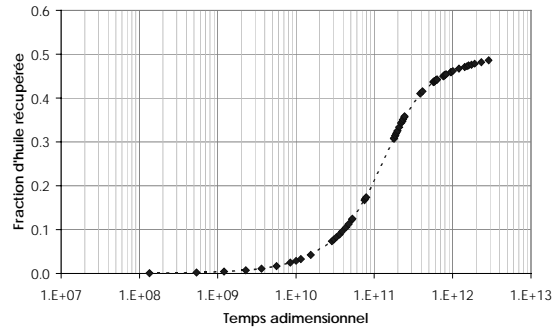
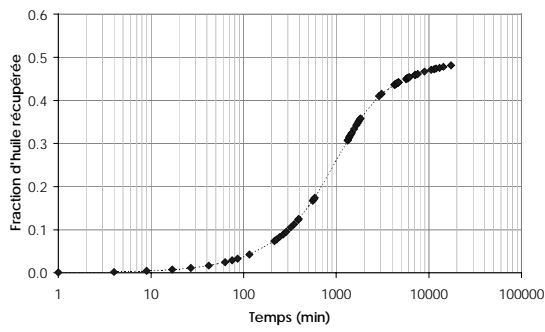
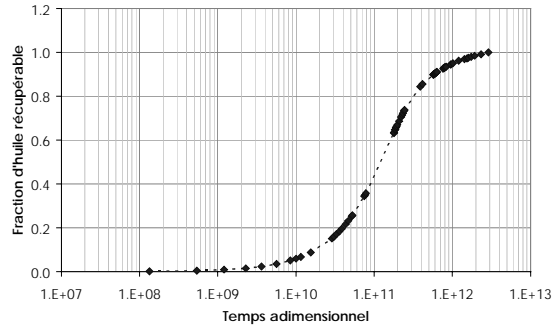
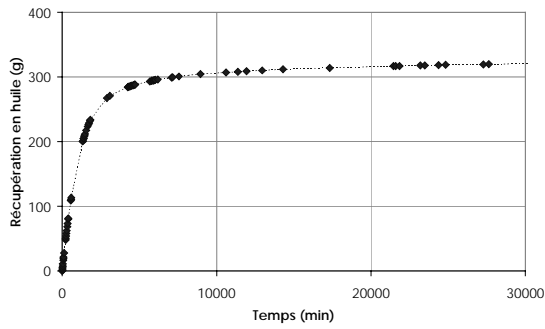
*Milieu de mouillabilité altérée*

## Annexe E

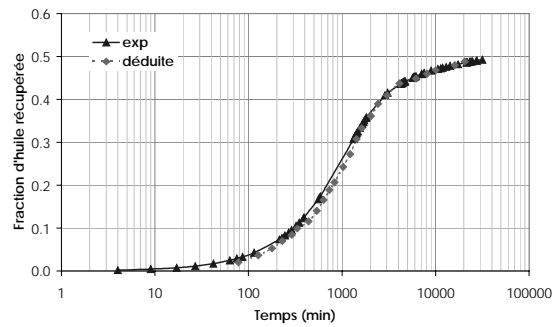
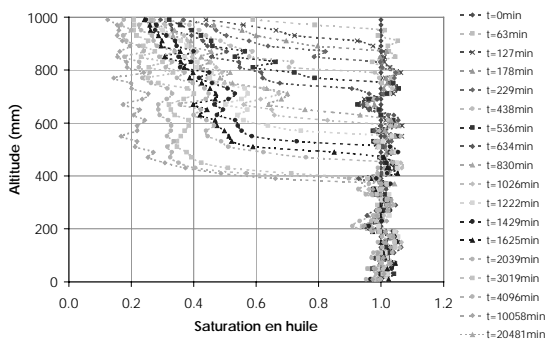
# **Drainage par gravité gaz/huile : Résultats**

---

## Milieu de mouillabilité originelle

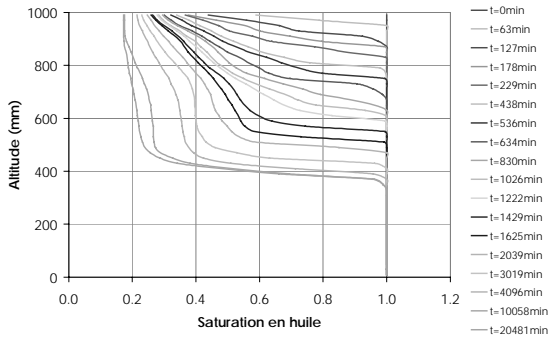


*Courbe de récupération en huile*

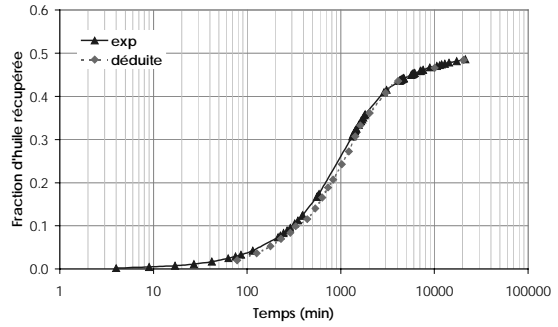


*Profils bruts de saturation au cours du temps*

*Courbe de récupération déduite des profils bruts*



Profils lissés de saturation au cours du temps

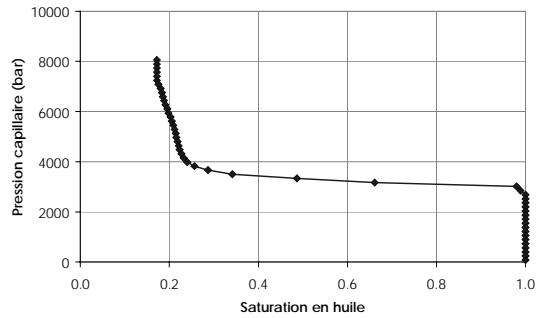


Courbe de récupération déduite des profils lissés

Profils (min)	Ecart brut/lissé
0	0.0%
63	1.9%
127	1.6%
178	1.1%
229	1.0%
331	0.6%
438	0.2%
536	0.1%
634	0.6%
732	0.6%
830	1.3%
1026	1.4%
1222	0.8%
1429	0.2%
1625	0.2%
2039	0.3%
3019	0.2%
4096	2.2%
10058	0.2%
20481	0.7%

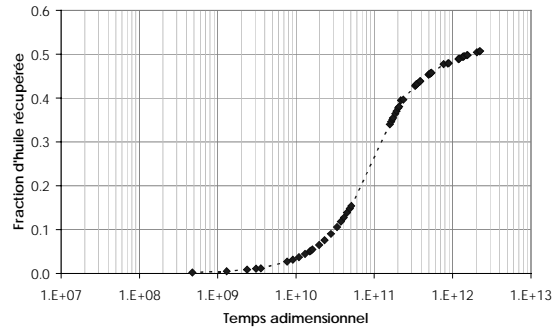
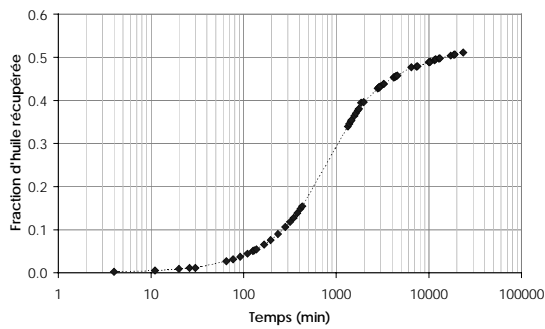
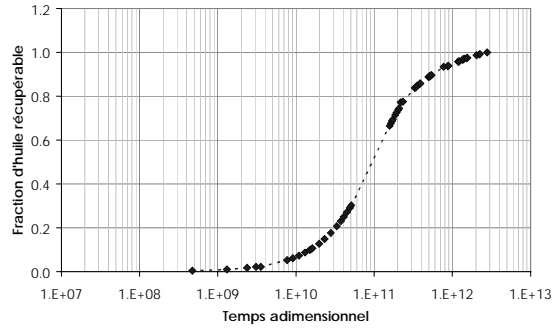
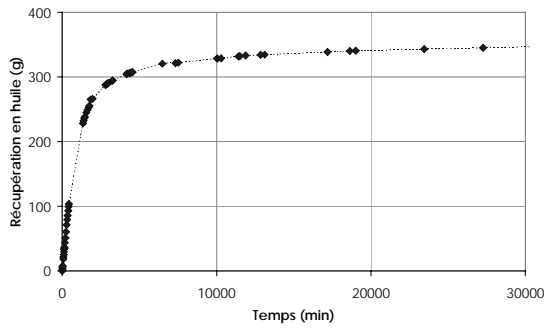
Moyenne des écarts 0.8%

Lissage des profils : écart au bilan matière brut/lisse

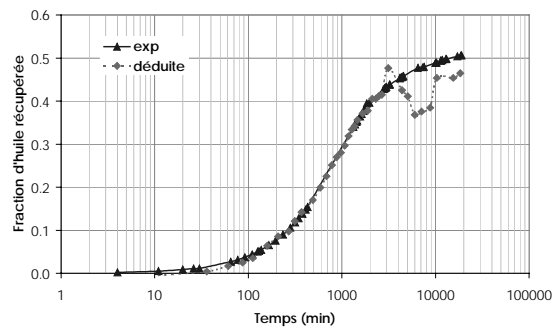
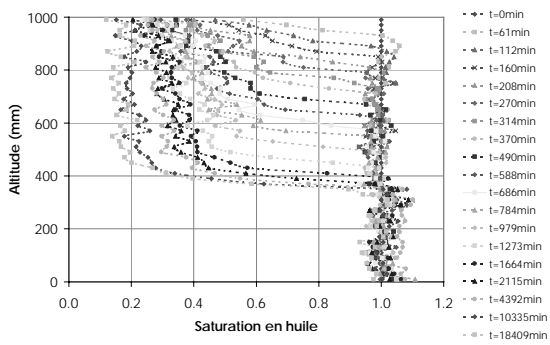


Courbe de pression capillaire

## Milieu de mouillabilité altérée



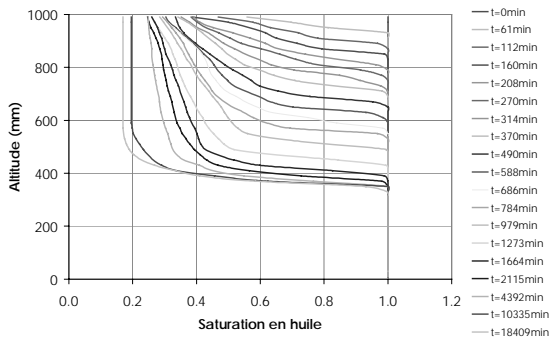
*Courbe de récupération en huile*



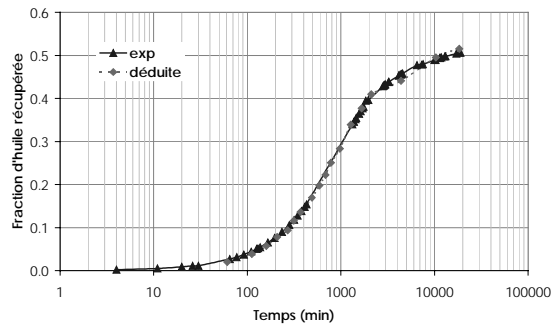
*Profils bruts de saturation au cours du temps*

*Courbe de récupération déduite des profils bruts*





Profils lissés de saturation au cours du temps

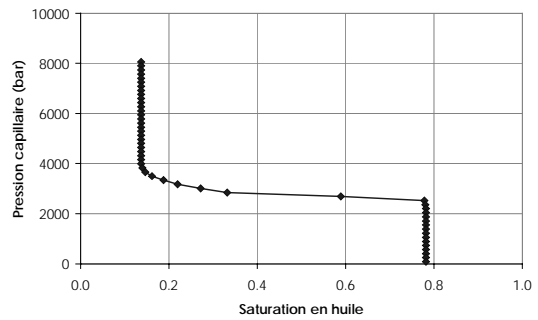


Courbe de récupération déduite des profils lissés

Profils (min)	Ecart brut/lissé
0	0.0%
61	1.5%
112	1.6%
160	0.5%
208	1.6%
270	0.9%
314	1.3%
370	1.2%
490	0.8%
588	1.3%
686	0.3%
784	0.0%
979	0.5%
1273	0.9%
1664	0.8%
2115	0.8%
4392	4.9%
10335	1.0%
18409	2.4%

Moyenne des écarts 1.2%

Lissage des profils : écart au bilan matière brut/lisse



Courbe de pression capillaire



## Annexe F

# **Etude sur la méthode inverse : initialisation de l'inversion**

---

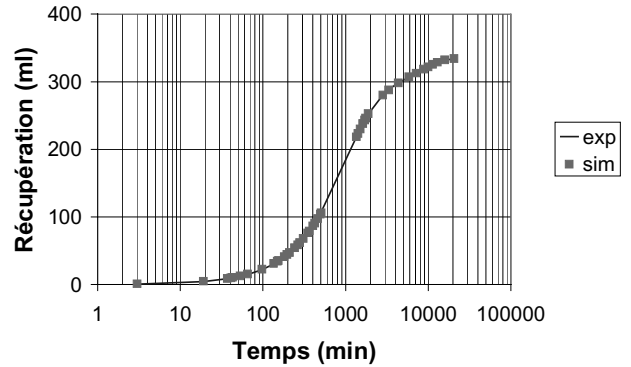
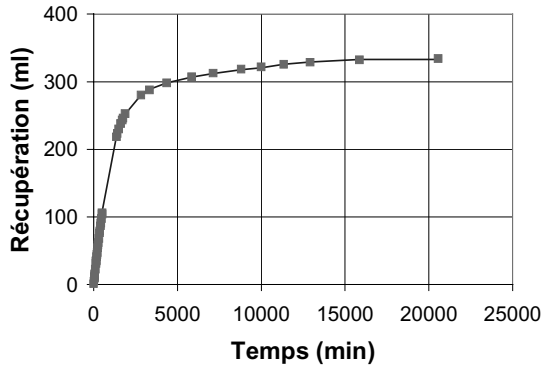
# Essai 1

## Initialisation

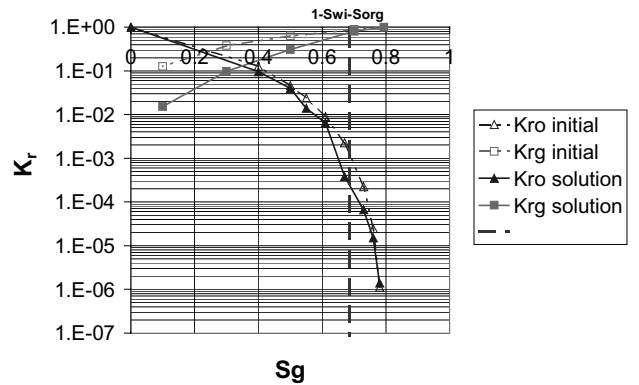
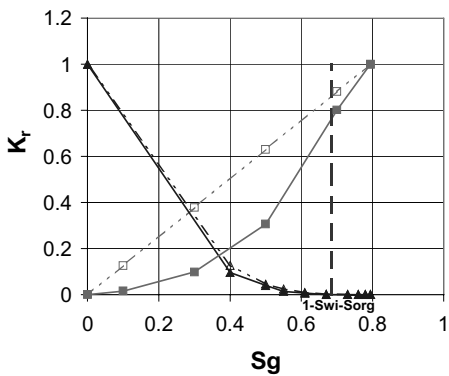
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  nulle

## Inversion

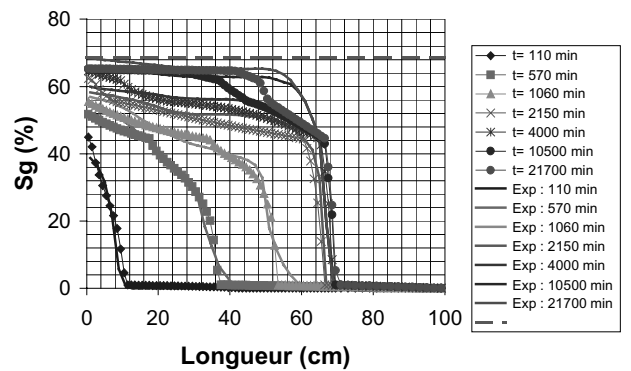
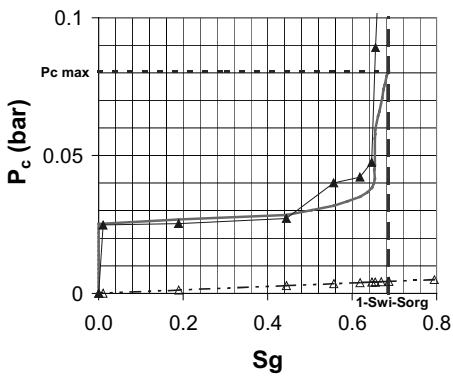
Observable : récupération  
 Contrainte :  $P_c$  non fixée  
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

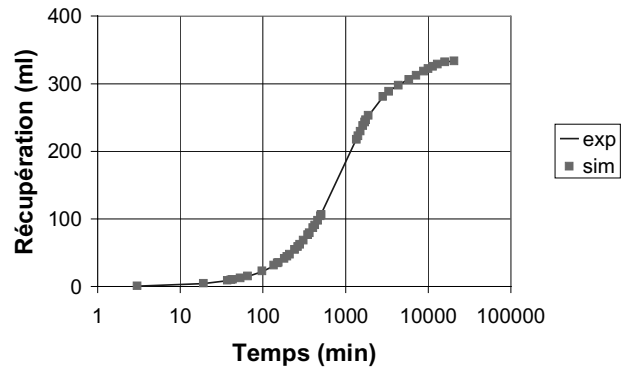
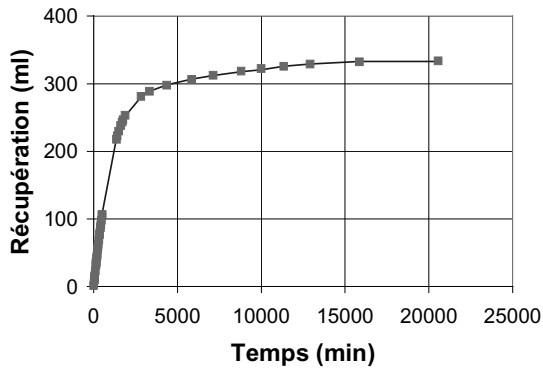
## Essai 2

### Initialisation

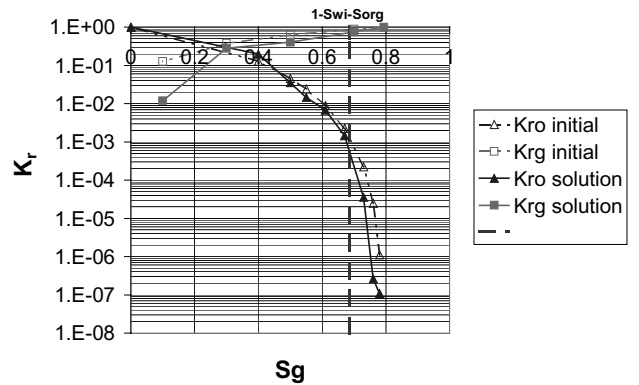
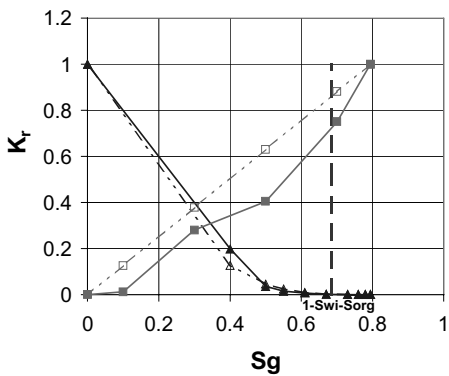
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  nulle dont  $P_c$  exp max

### Inversion

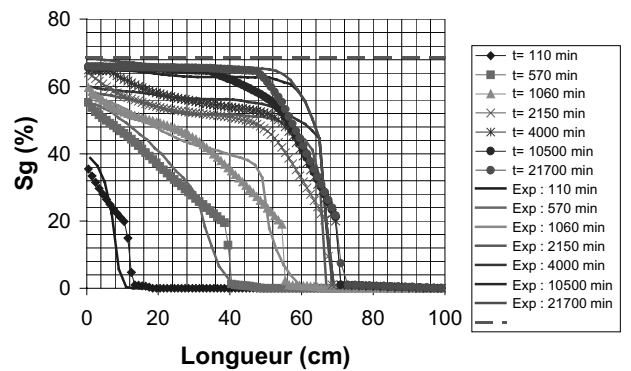
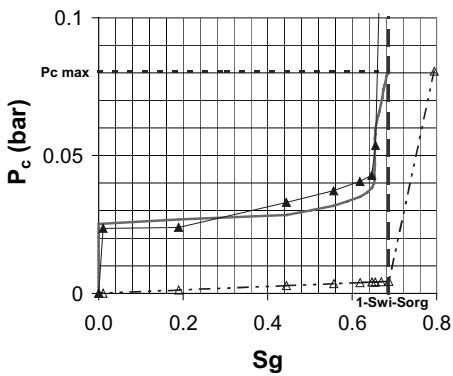
Observable : récupération  
 Contrainte :  $P_c$  non fixée  
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

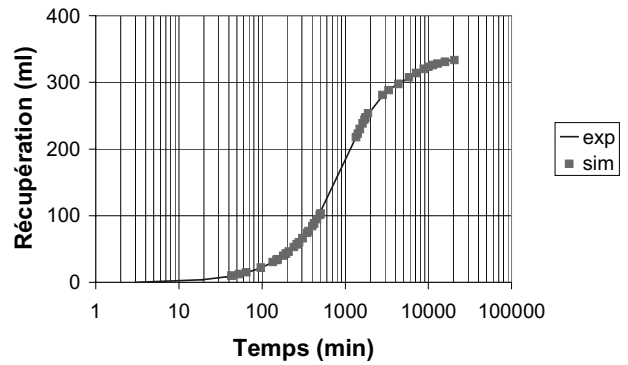
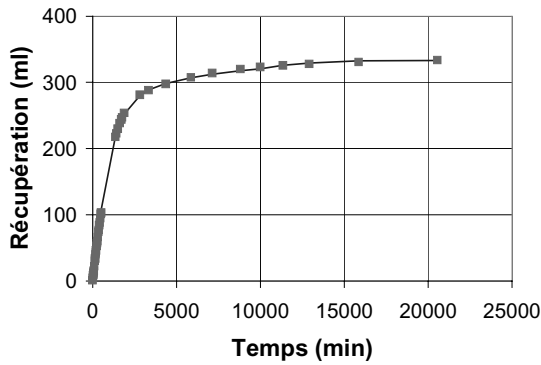
## Essai 3

### Initialisation

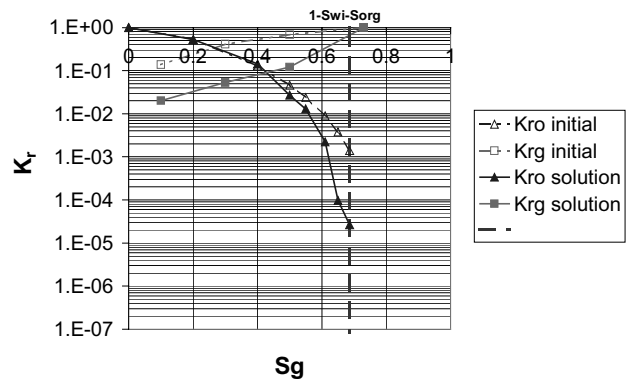
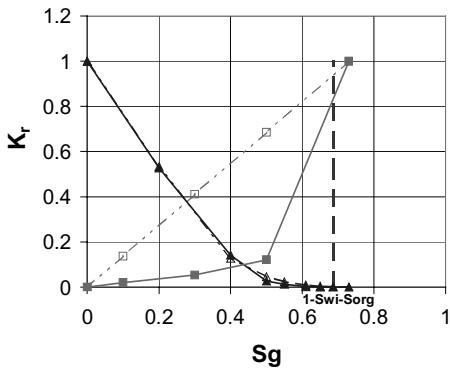
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

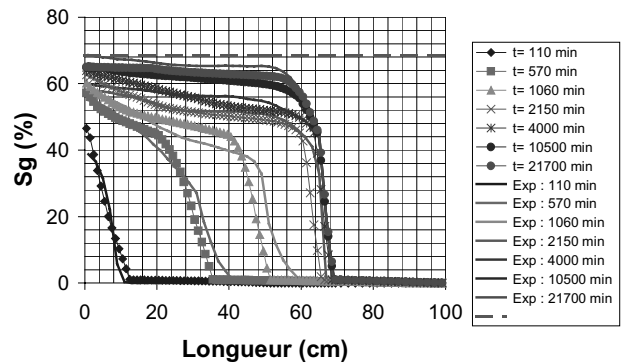
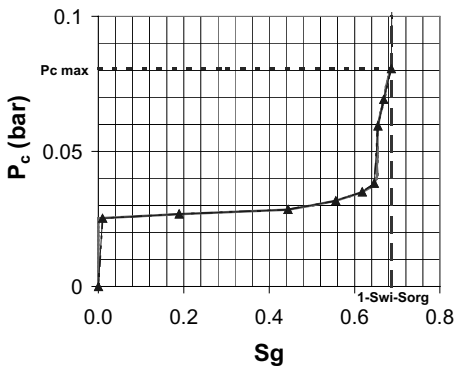
Observable : récupération  
 Contrainte :  $P_c$  fixée  
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

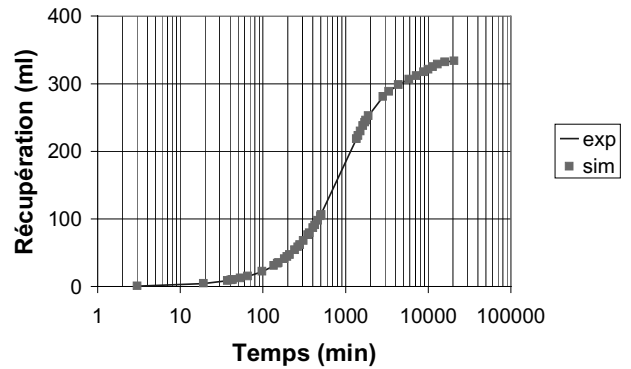
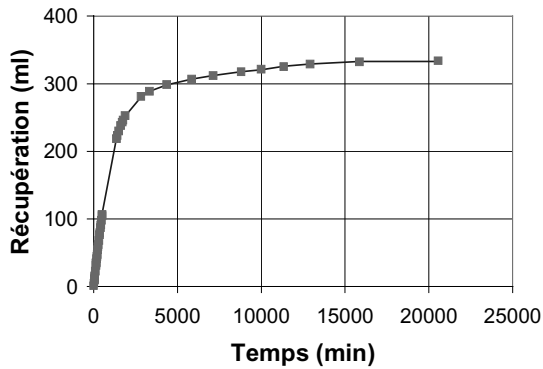
## Essai 4

### Initialisation

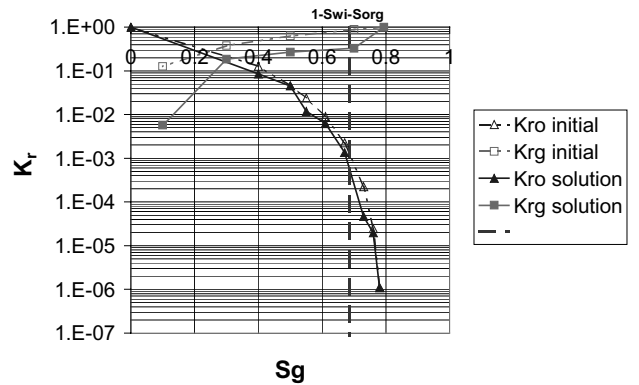
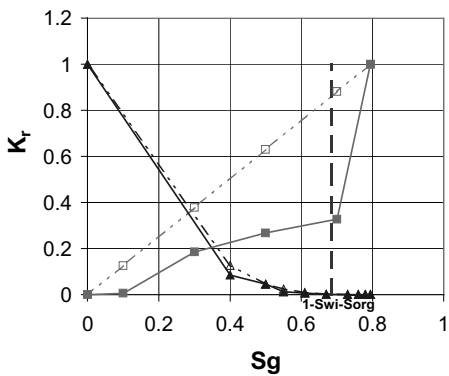
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

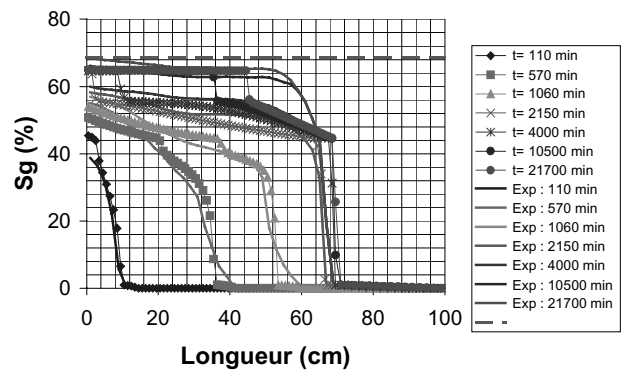
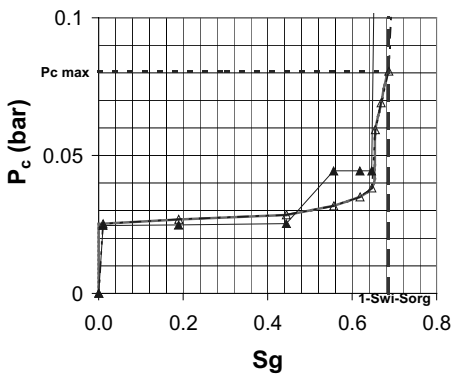
Observable : récupération  
 Contrainte :  $P_c$  non fixée  
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

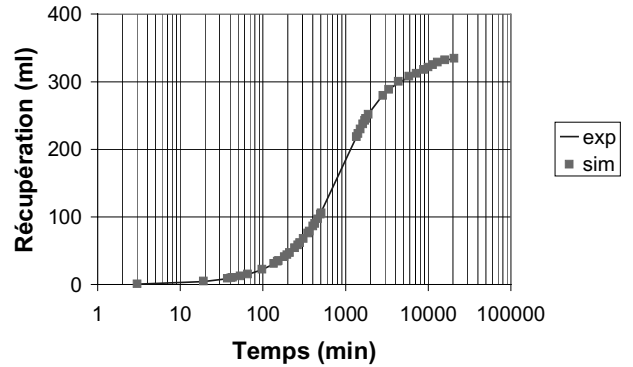
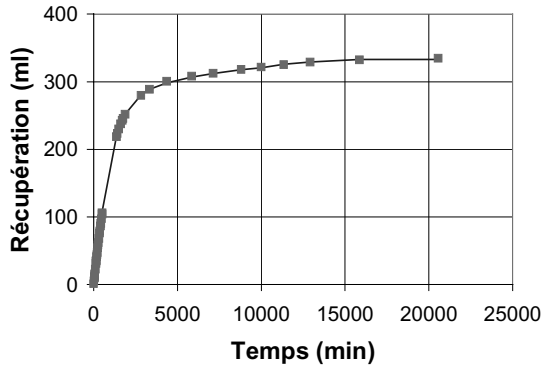
## Essai 5

### Initialisation

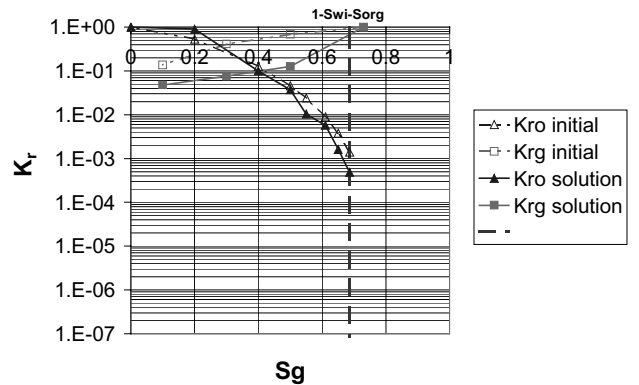
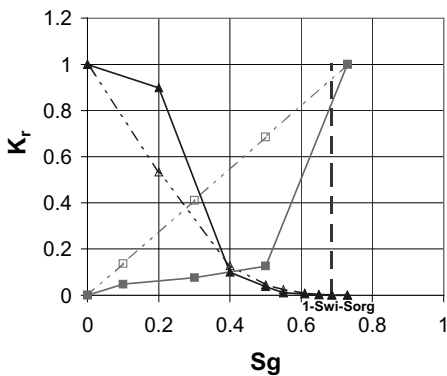
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  nulle dont  $p_{c \text{ exp max}}$

### Inversion

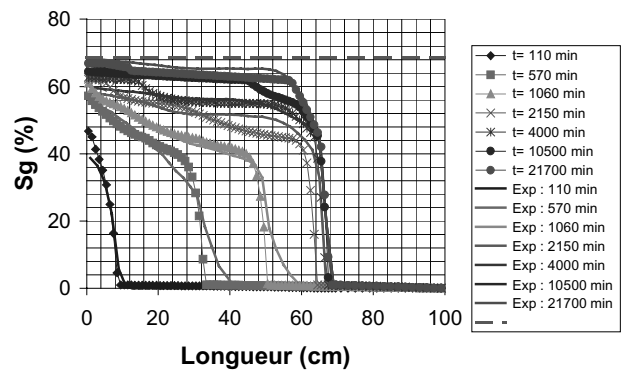
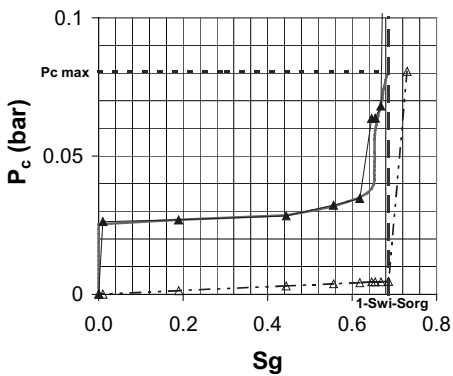
Observables : récupération et profil à 21700 min  
 Contraintes :  $P_c$  non fixée,  $S_{gmax}=0,73$   
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$  ;  $W_{pr}=2700$  ;  $w_{pr}=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*



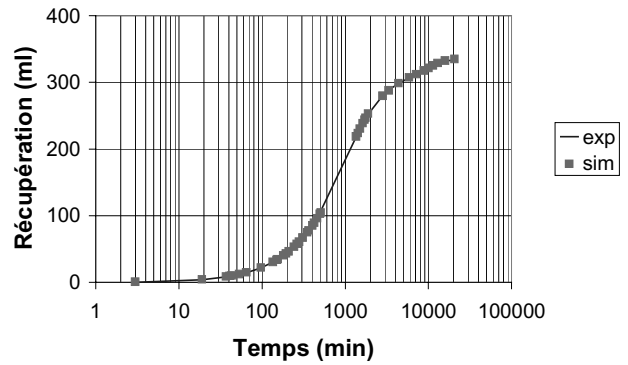
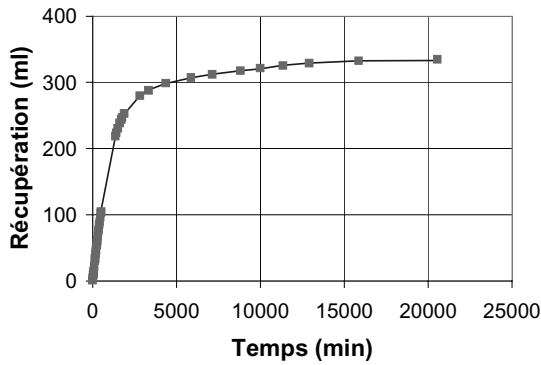
## Essai 6

### Initialisation

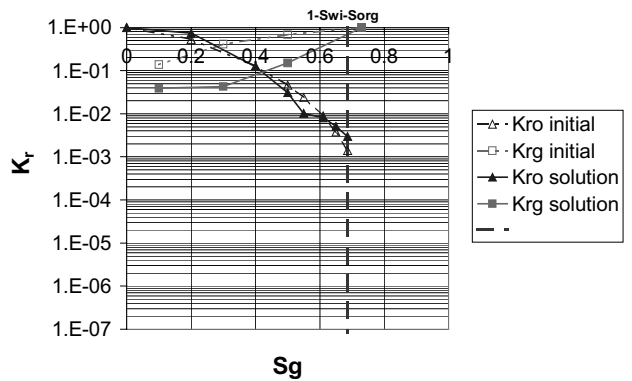
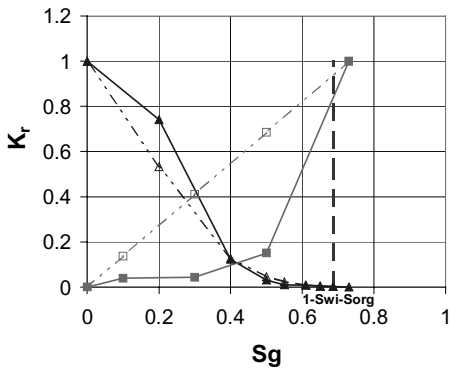
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

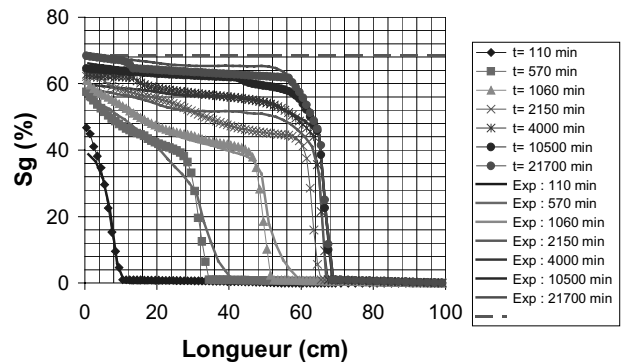
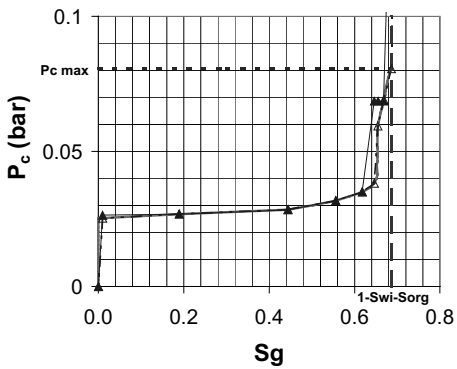
Observables : récupération et profil à 21700 min  
 Contraintes :  $P_c$  non fixée,  $S_{gmax}=0,73$   
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$  ;  $W_{pr}=2700$  ;  $w_{pr}=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

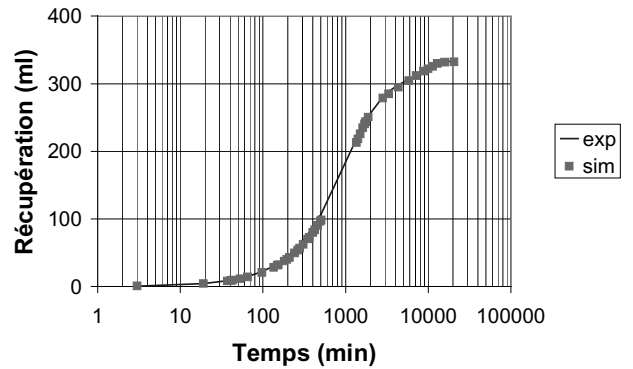
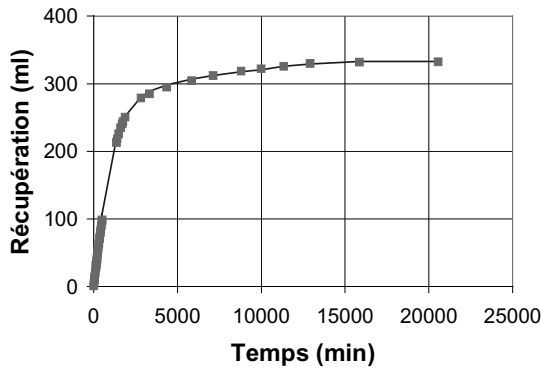
## Essai 7

### Initialisation

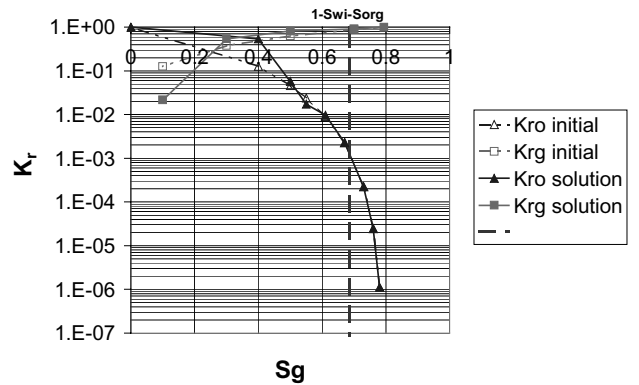
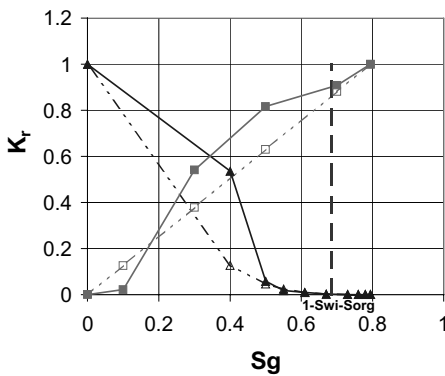
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  nulle

### Inversion

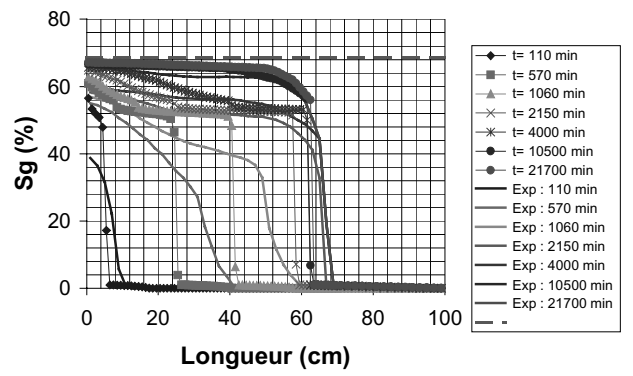
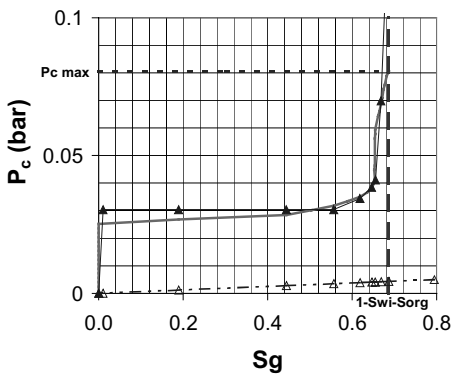
Observable : récupération  
 Contrainte :  $P_c$  non fixée  
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1/V_o$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

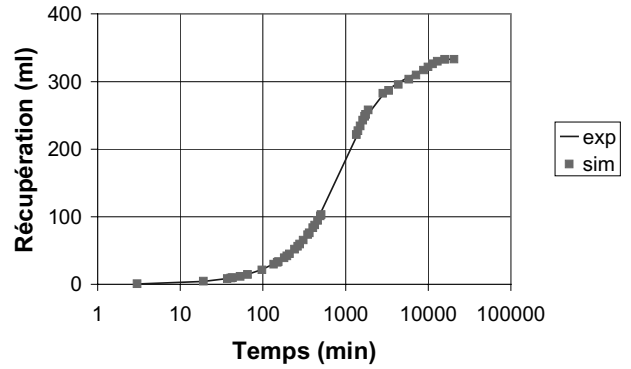
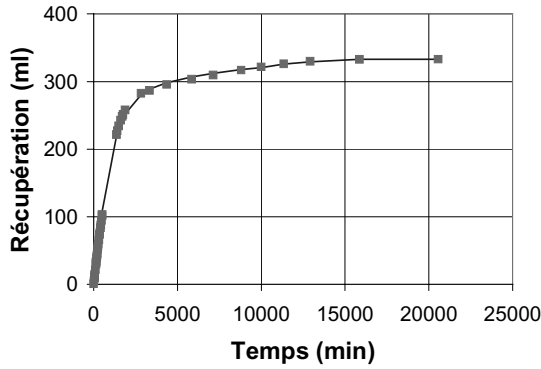
## Essai 8

### Initialisation

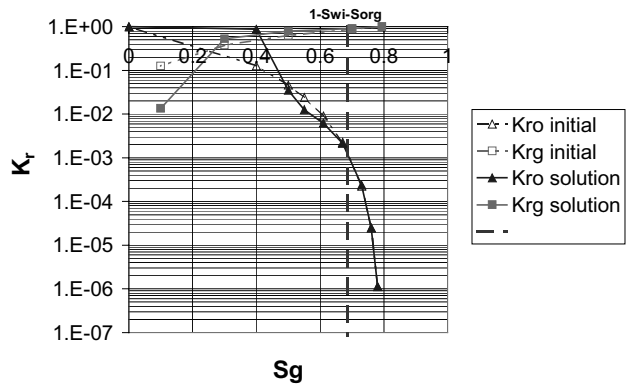
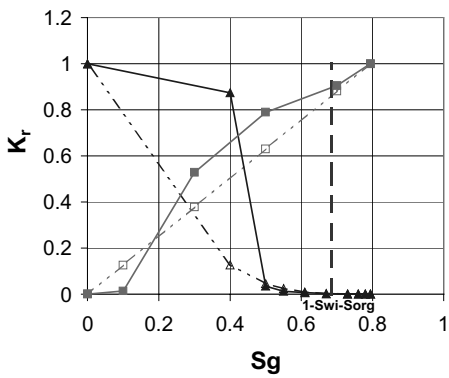
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  nulle dont  $P_{c\ exp\ max}$

### Inversion

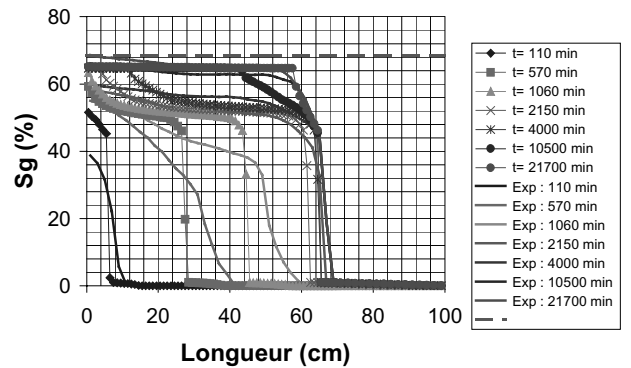
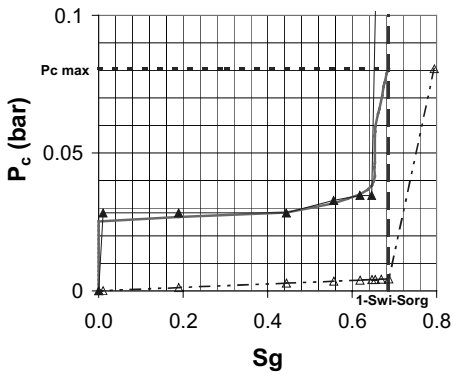
Observable : récupération  
 Contrainte :  $P_c$  non fixée  
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1/V_o$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

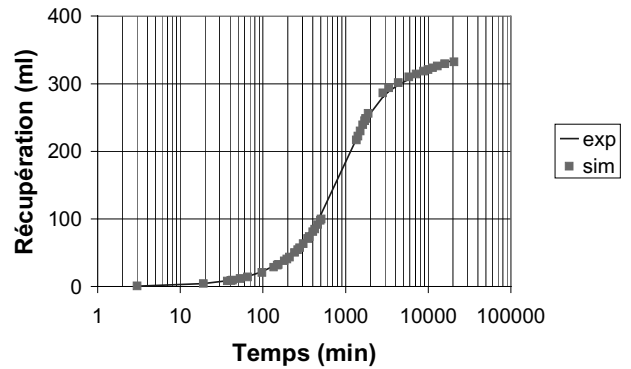
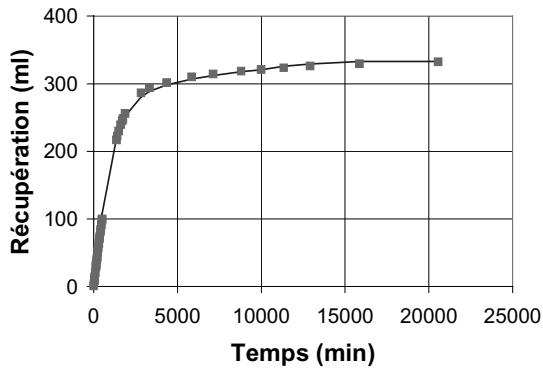
## Essai 9

### Initialisation

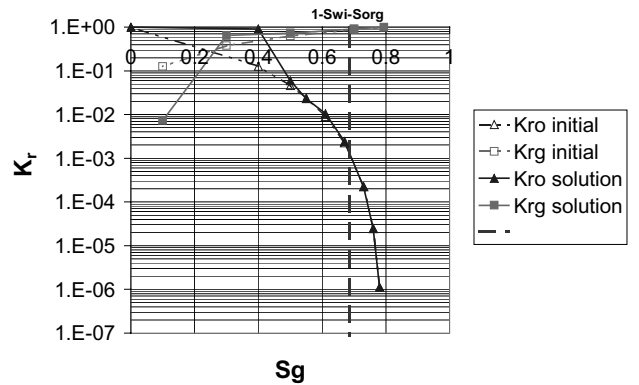
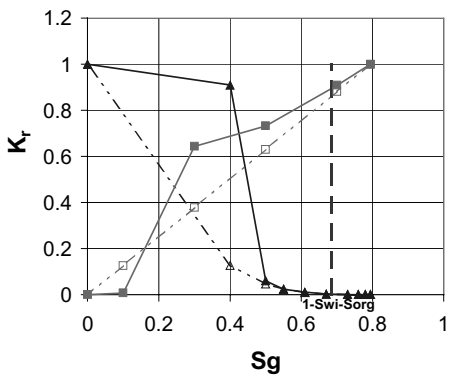
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

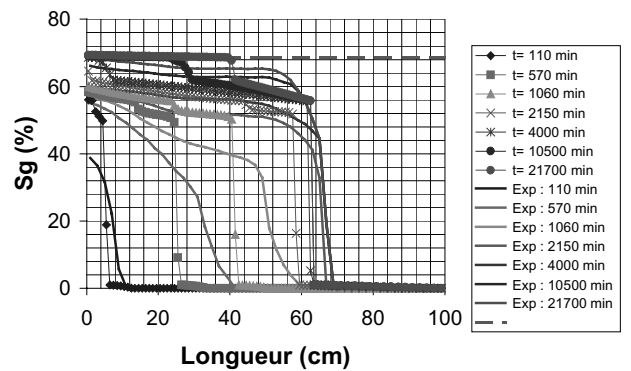
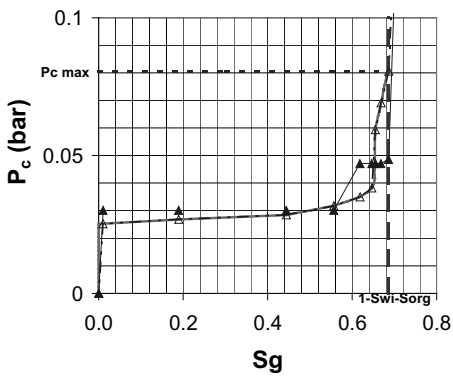
Observable : récupération  
 Contrainte :  $P_c$  non fixée  
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1/V_o$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

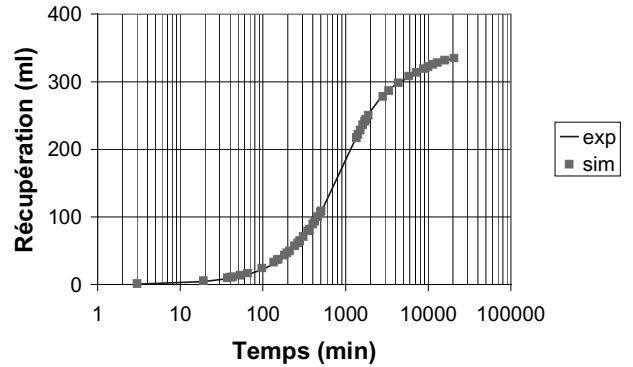
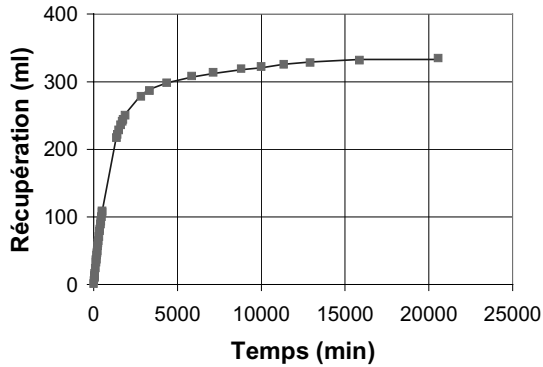
## Essai 10

### Initialisation

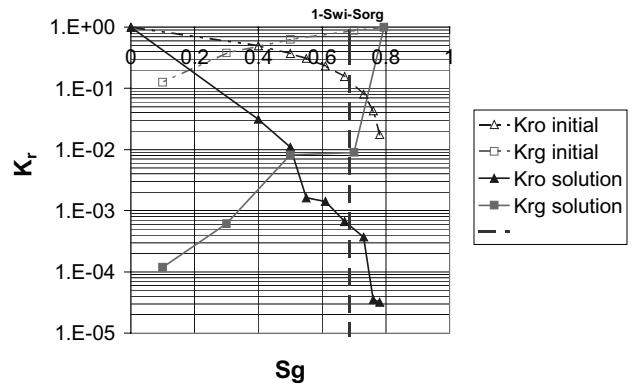
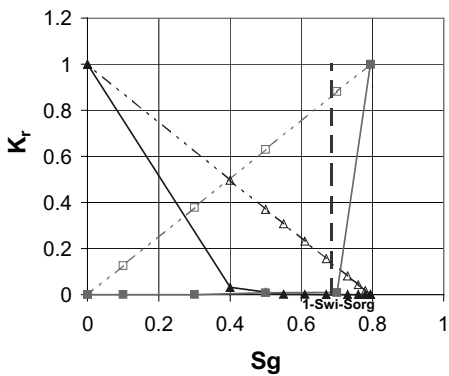
$K_{ro}$  linéaire  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  nulle

### Inversion

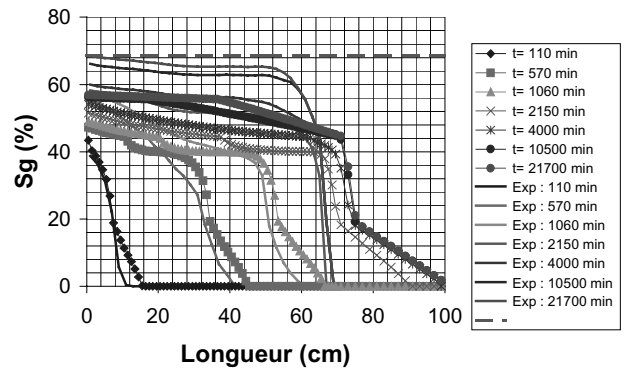
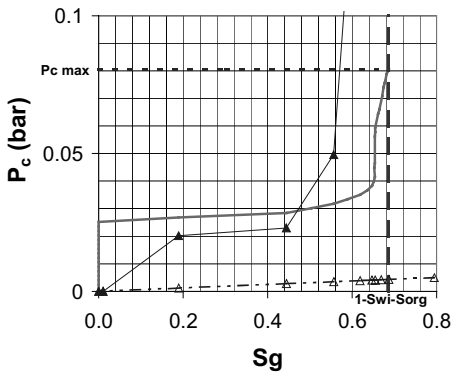
Observable : récupération  
 Contrainte :  $P_c$  non fixée  
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

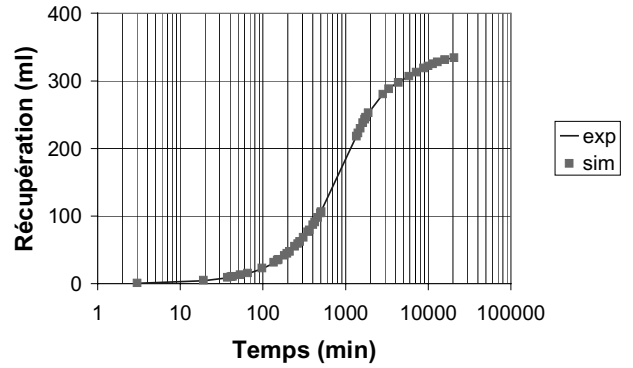
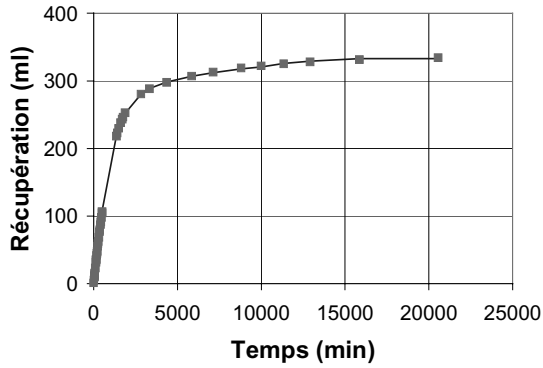
## Essai 11

### Initialisation

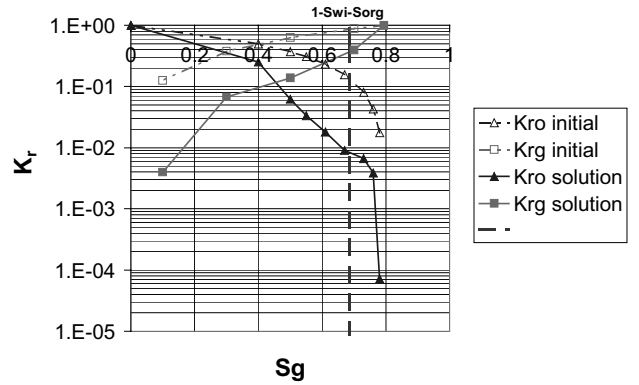
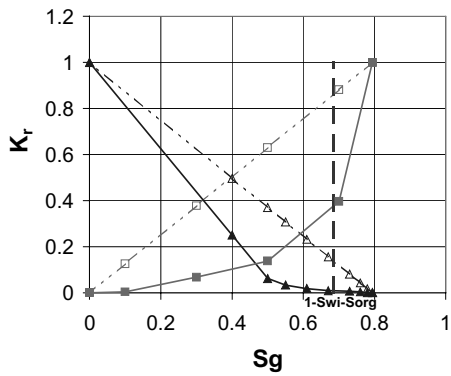
$K_{ro}$  linéaire  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  nulle dont  $P_{c \text{ exp max}}$

### Inversion

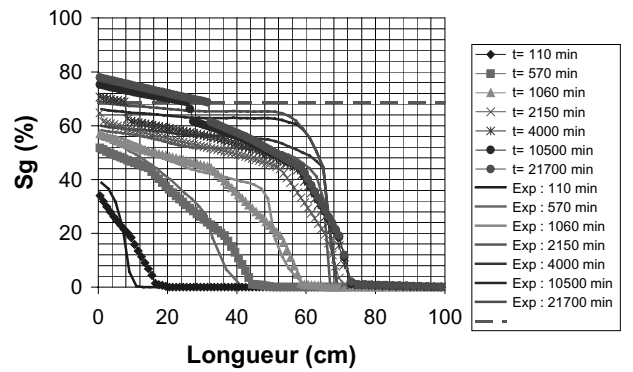
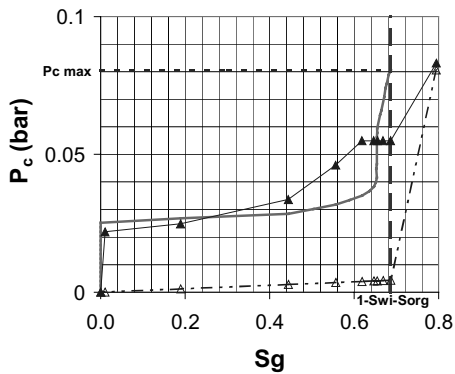
Observable : récupération  
 Contrainte :  $P_c$  non fixée  
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

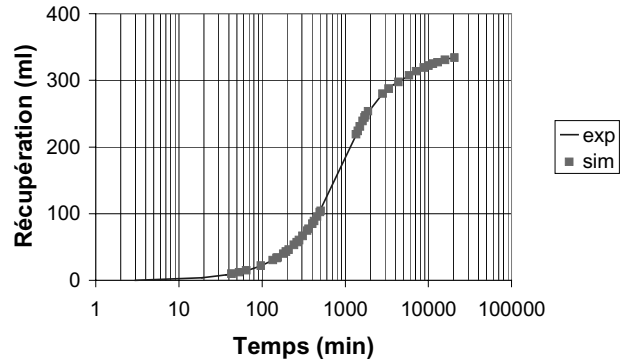
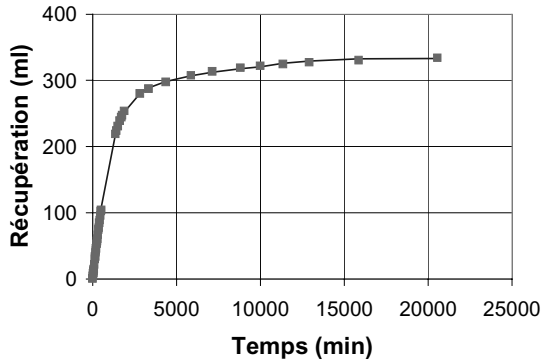
## Essai 12

### Initialisation

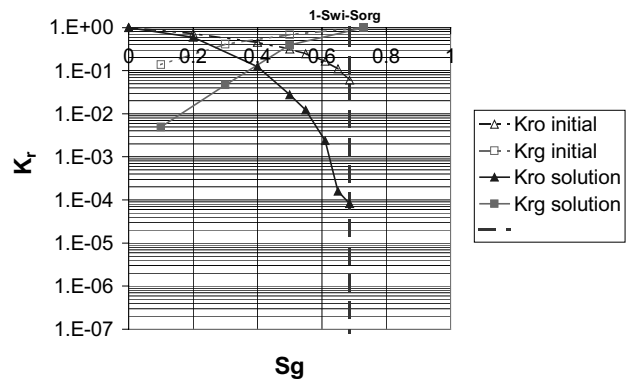
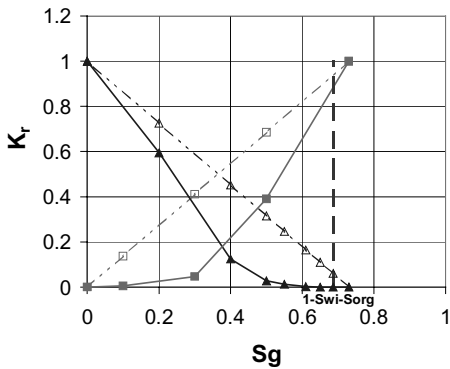
$K_{ro}$  linéaire  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

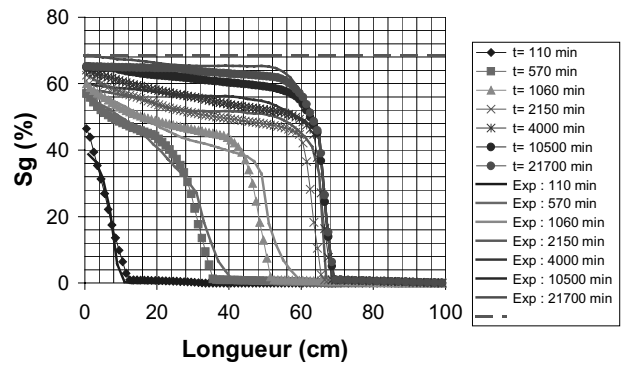
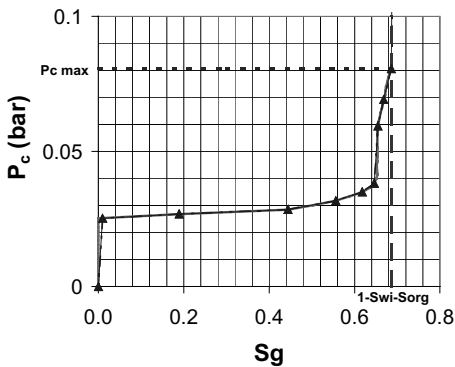
Observable : récupération  
 Contrainte :  $P_c$  fixée  
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

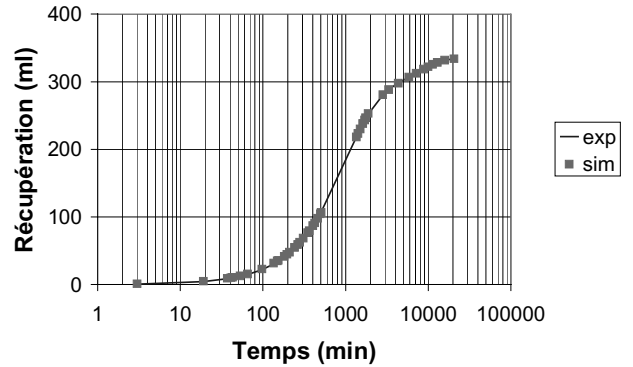
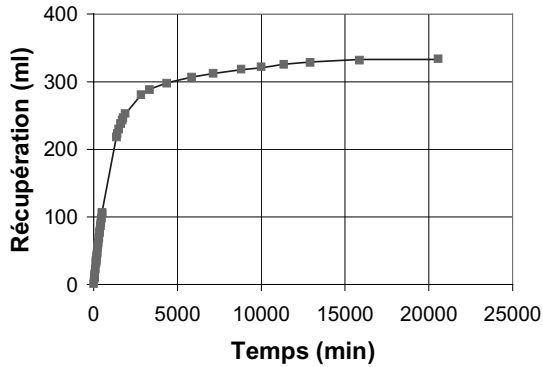
## Essai 13

### Initialisation

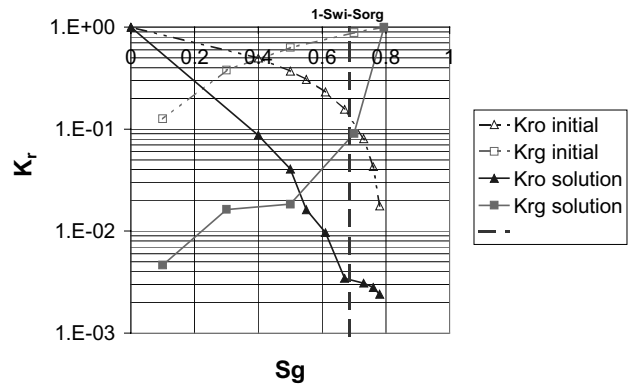
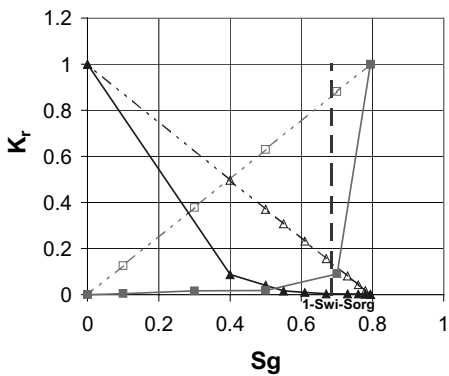
$K_{ro}$  linéaire  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

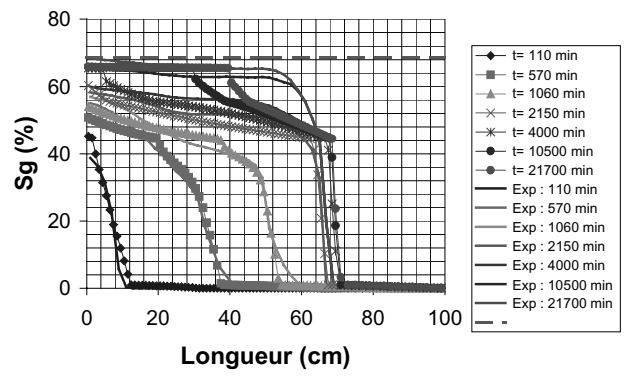
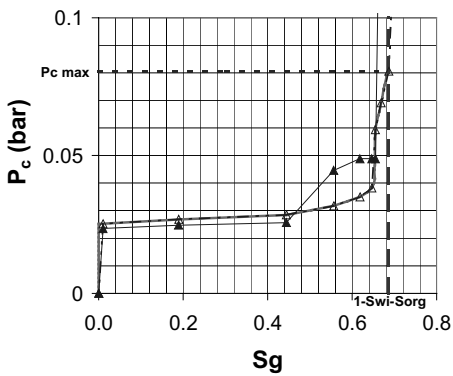
Observable : récupération  
 Contrainte :  $P_c$  non fixée  
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*



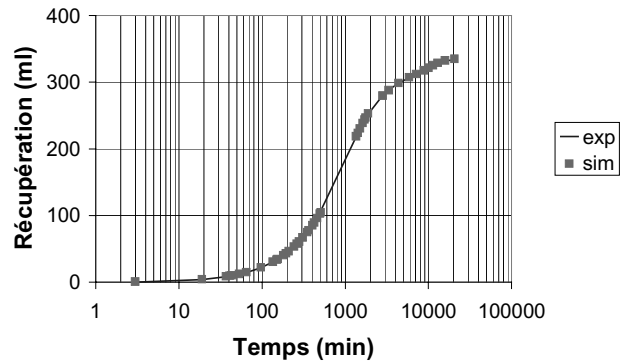
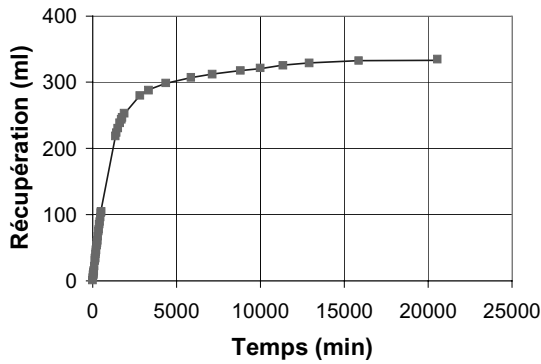
## Essai 14

### Initialisation

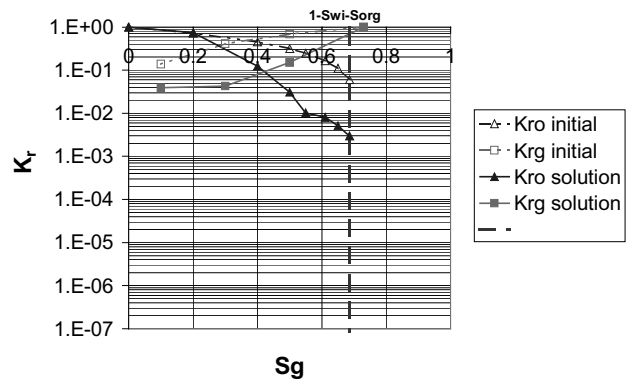
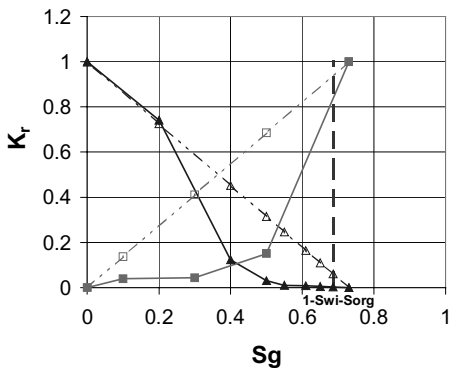
$K_{ro}$  linéaire  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  nulle dont  $P_{c\ exp\ max}$

### Inversion

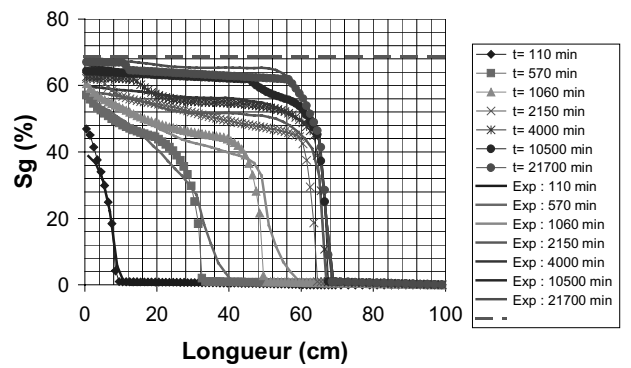
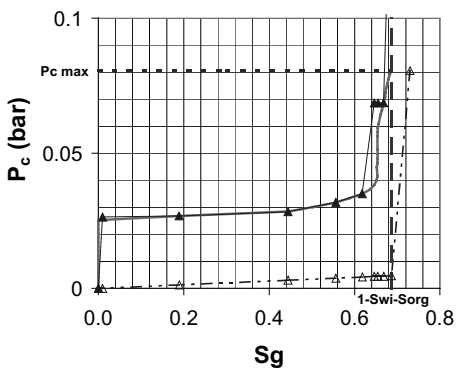
Observables : récupération et profil à 21700 min  
 Contraintes :  $P_c$  non fixée,  $S_{g\ max}=0,73$   
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$  ;  $W_{pr}=2700$  ;  $w_{pr}=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

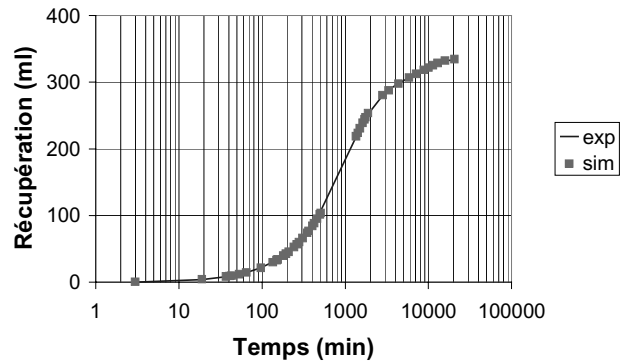
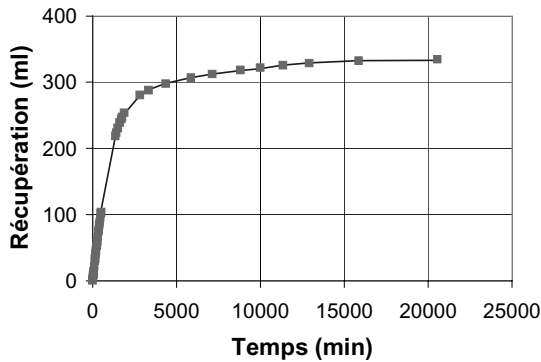
## Essai 15

### Initialisation

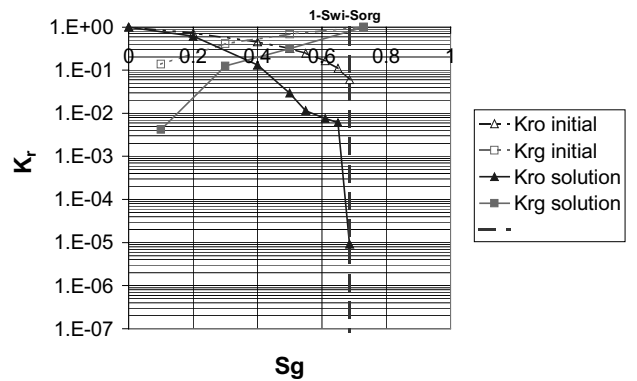
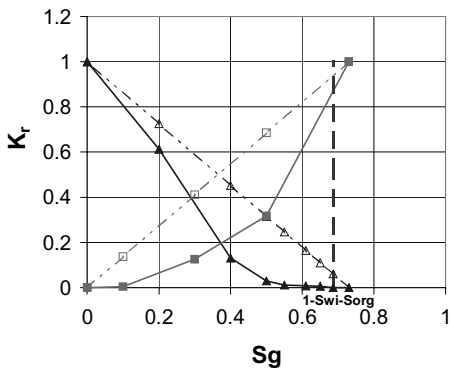
$K_{ro}$  linéaire  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

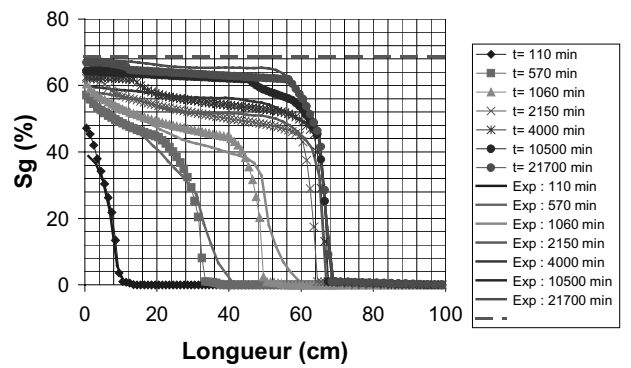
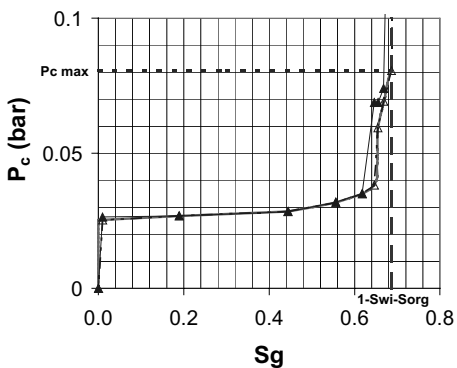
Observables : récupération et profil à 21700 min  
 Contraintes :  $P_c$  non fixée,  $S_{gmax}=0,73$   
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$  ;  $W_{pr}=2700$  ;  $w_{pr}=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

## Annexe G

# **Drainage par gravité : Perméabilités relatives déterminées par la méthode inverse**

---

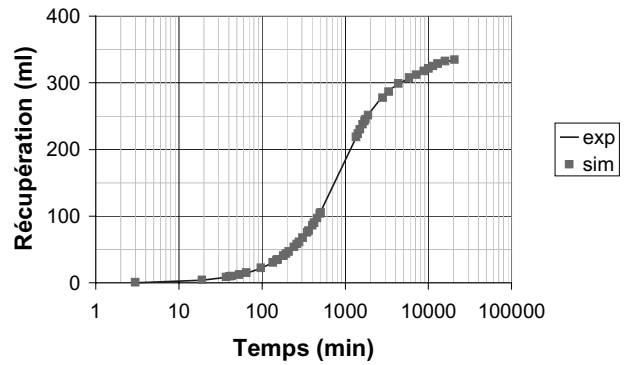
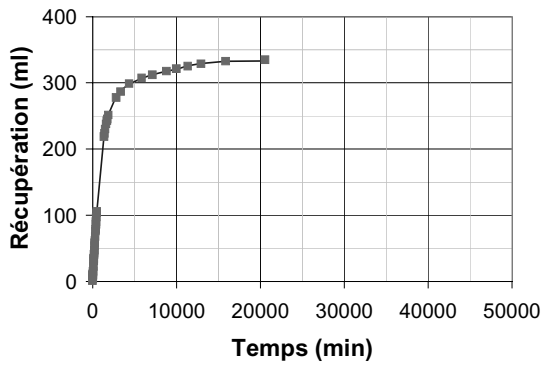
## Milieu WI=+1

### Initialisation

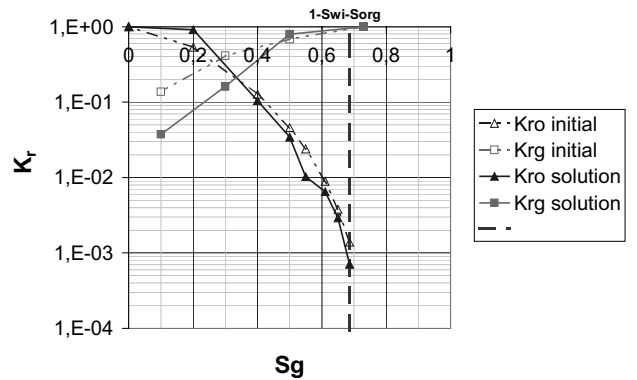
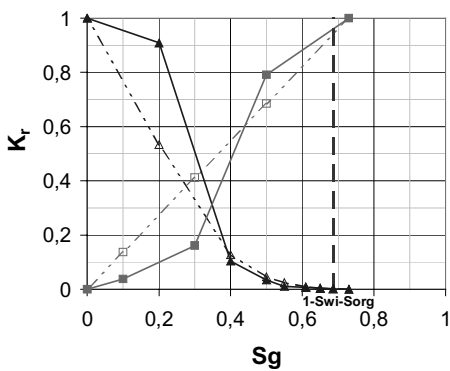
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

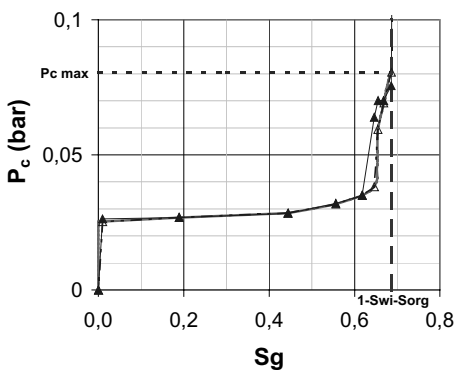
Observables : récupération et profil à 21700 min  
 Contraintes :  $P_c$  non fixée,  $S_{gmax}=0,73$   
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$  ;  $W_{pr}=2700$  ;  $w_{pr}=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

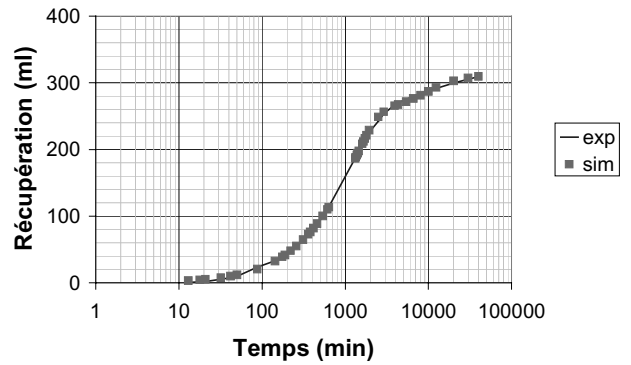
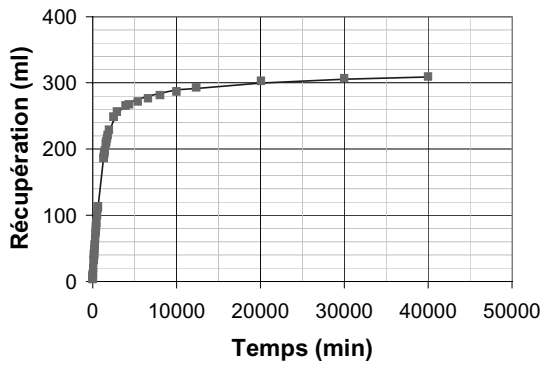
## Milieu WI=+0,3

### Initialisation

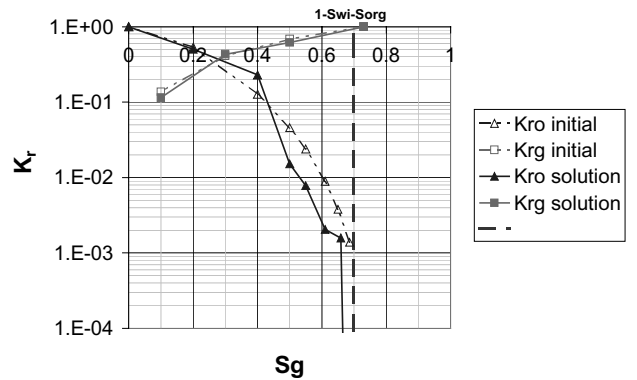
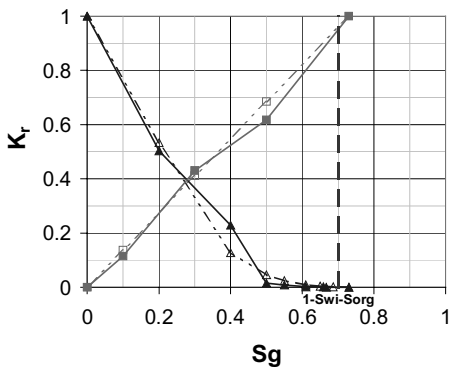
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

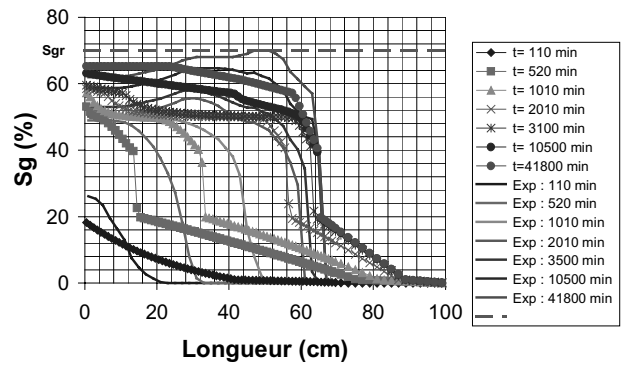
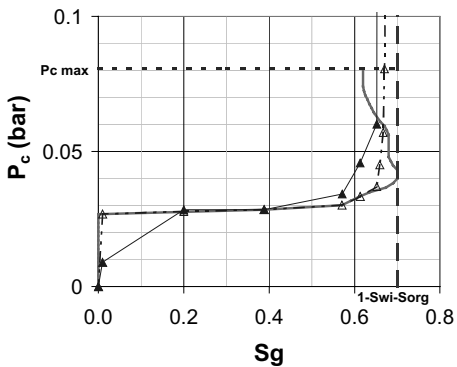
Observables : récupération et profil à 47800 min  
 Contraintes :  $P_c$  non fixée,  $S_{gmax}=0,73$   
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$  ;  $W_{pr}=2700$  ;  $w_{pr}=1$



*Courbe de récupération en huile*



*Courbe de perméabilités relatives*



*Courbe de pression capillaire*

*Profils de saturations au cours du temps*

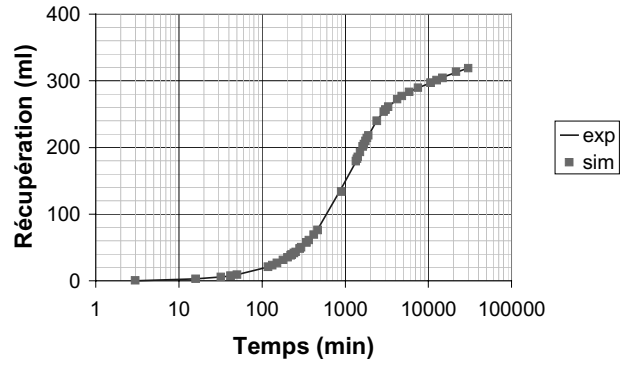
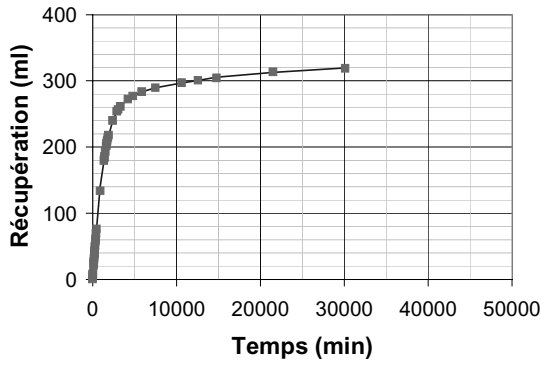
# Milieu WI=-0,15

## Initialisation

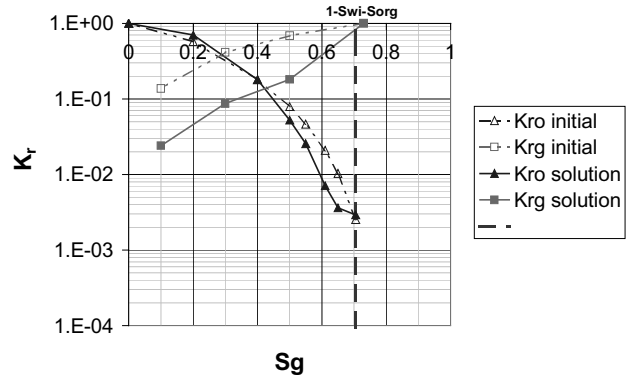
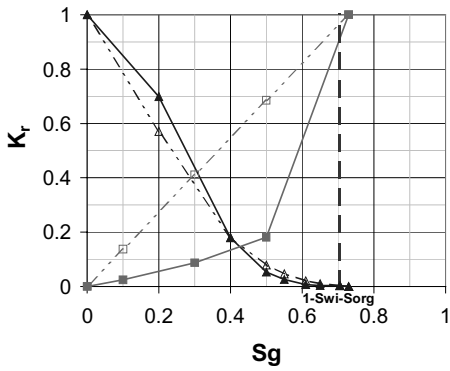
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

## Inversion

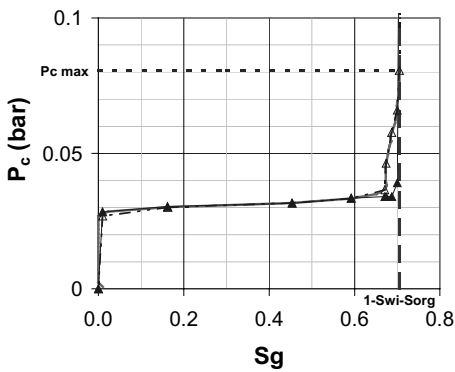
Observables : récupération et profil à 31600 min  
 Contraintes :  $P_c$  non fixée,  $S_{gmax}=0,73$   
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$  ;  $W_{pr}=2700$  ;  $w_{pr}=1$



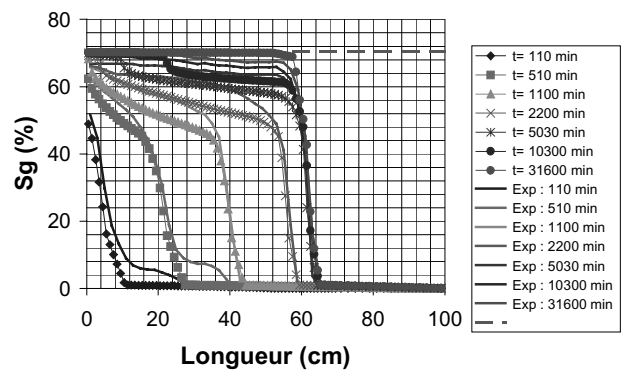
Courbe de récupération en huile



Courbe de perméabilités relatives



Courbe de pression capillaire



Profils de saturations au cours du temps

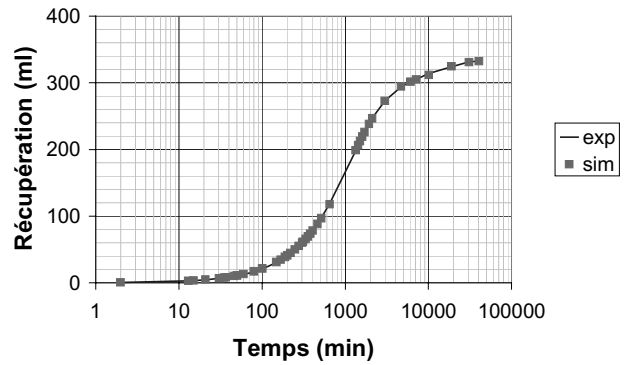
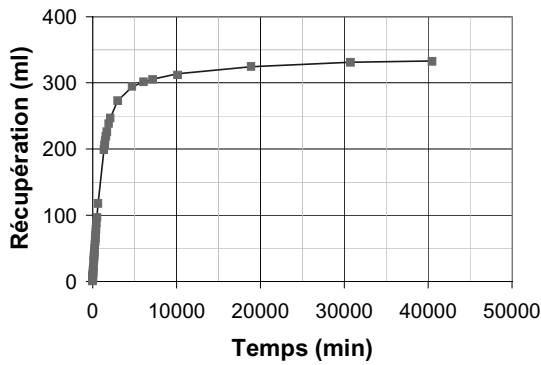
## Milieu WI=-0,39

### Initialisation

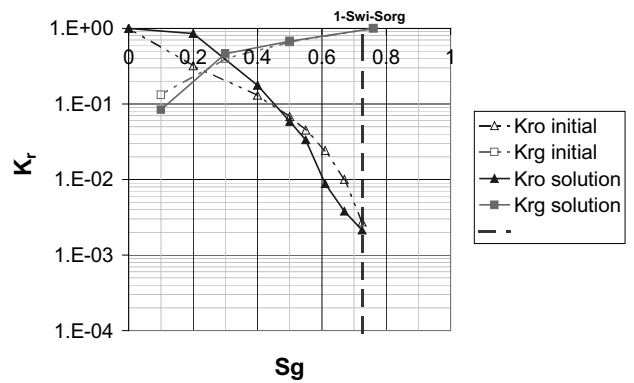
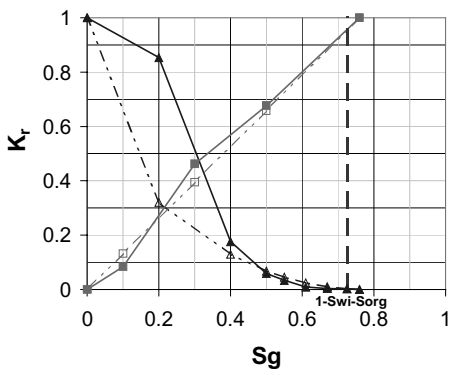
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

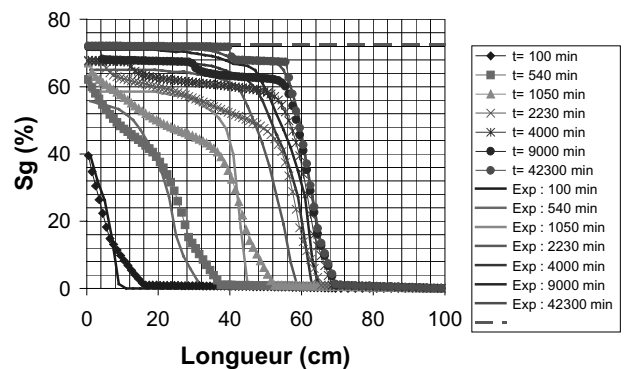
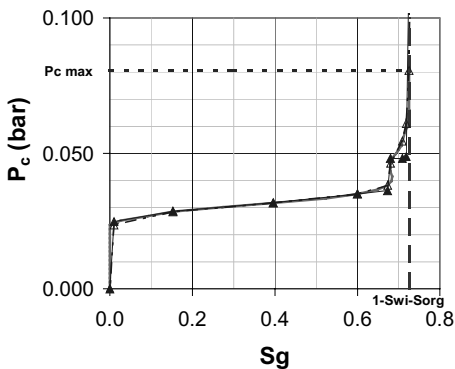
Observables : récupération et profil à 42300 min  
 Contraintes :  $P_c$  non fixée,  $S_{gmax}=0,76$   
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$  ;  $W_{pr}=2700$  ;  $w_{pr}=1$



Courbe de récupération en huile



Courbe de perméabilités relatives



Courbe de pression capillaire

Profils de saturations au cours du temps

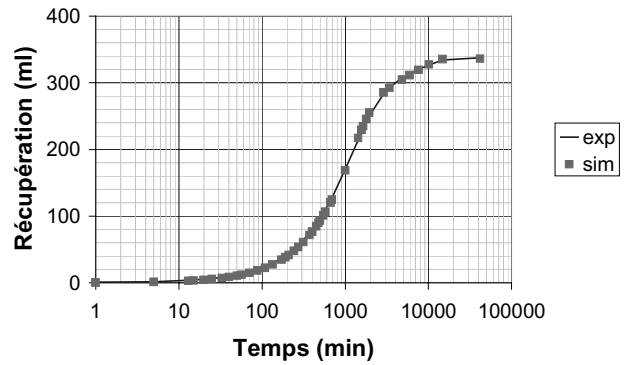
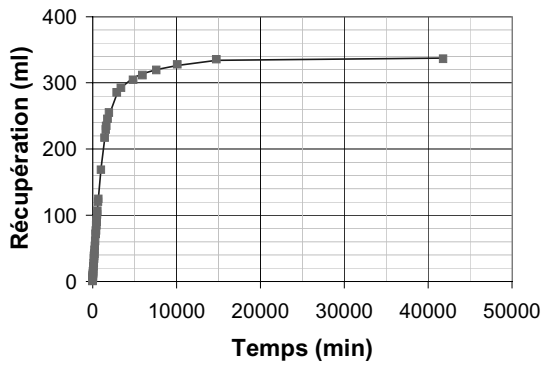
## Milieu WI=-0,53

### Initialisation

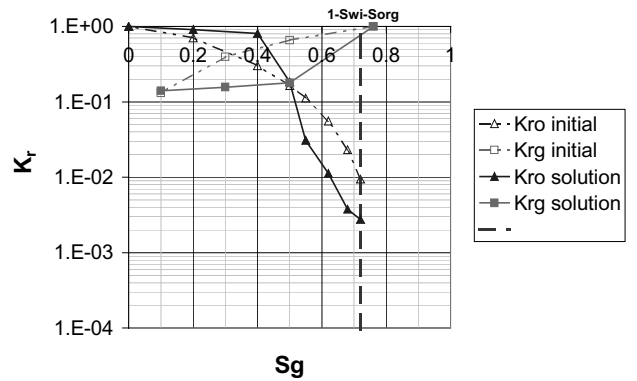
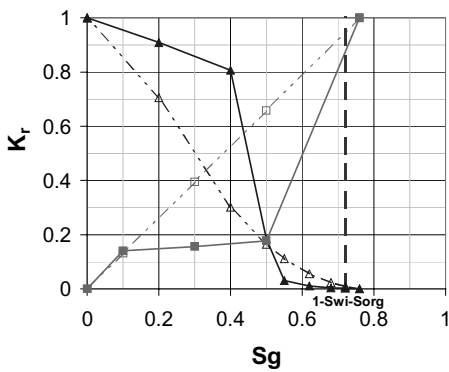
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

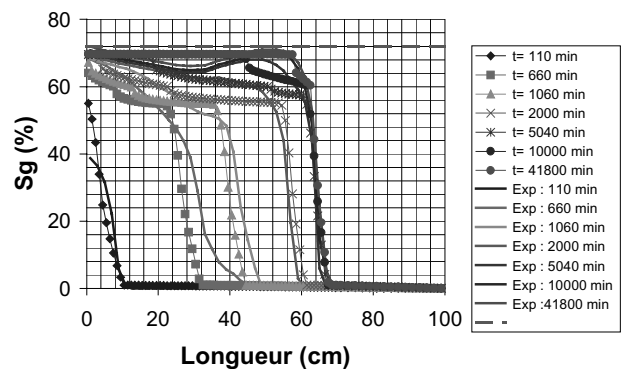
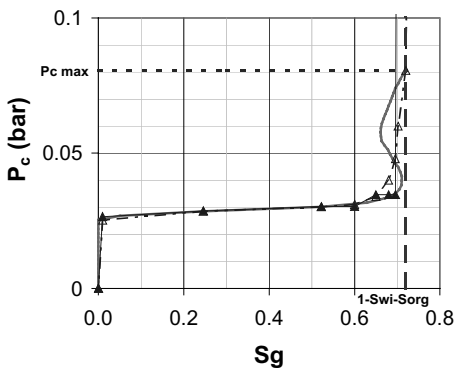
Observables : récupération et profil à 41800 min  
 Contraintes :  $P_c$  non fixée,  $S_{gmax}=0,76$   
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$  ;  $W_{pr}=2700$  ;  $w_{pr}=1$



Courbe de récupération en huile



Courbe de perméabilités relatives



Courbe de pression capillaire

Profils de saturations au cours du temps



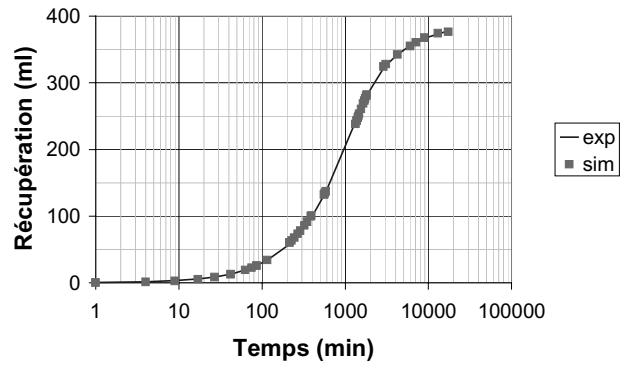
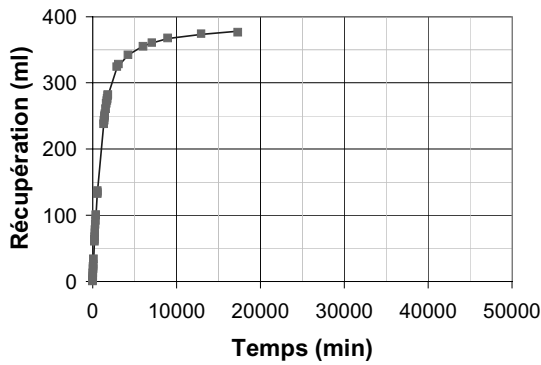
## Milieu de mouillabilité originelle

### Initialisation

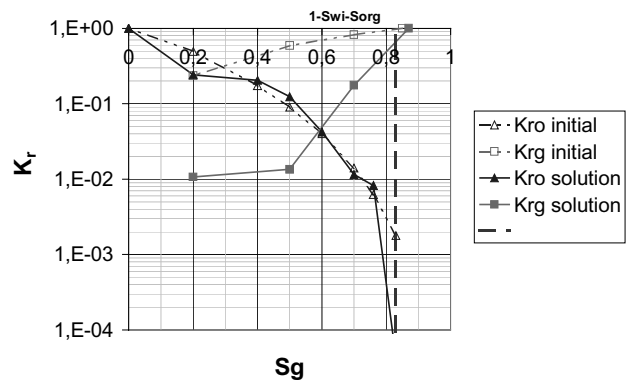
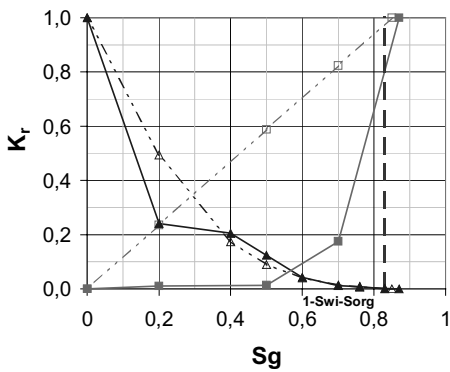
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

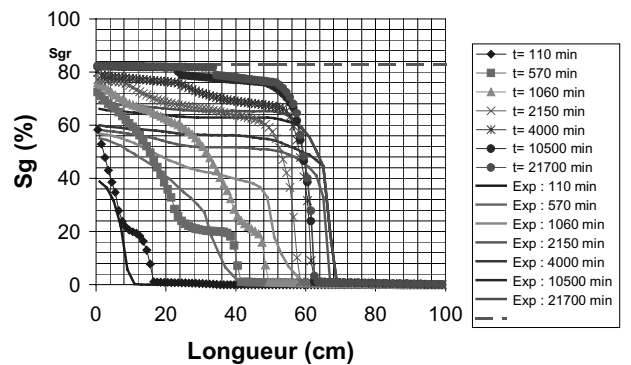
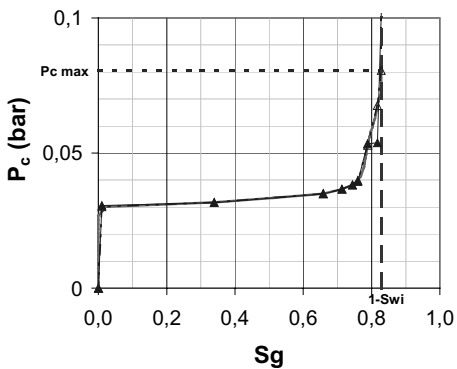
Observables : récupération et profil à 21700 min  
 Contraintes :  $P_c$  non fixée,  $S_{gmax}=0,73$   
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$  ;  $W_{pr}=2700$  ;  $w_{pr}=1$



Courbe de récupération en huile



Courbe de perméabilités relatives



Courbe de pression capillaire

Profils de saturations au cours du temps

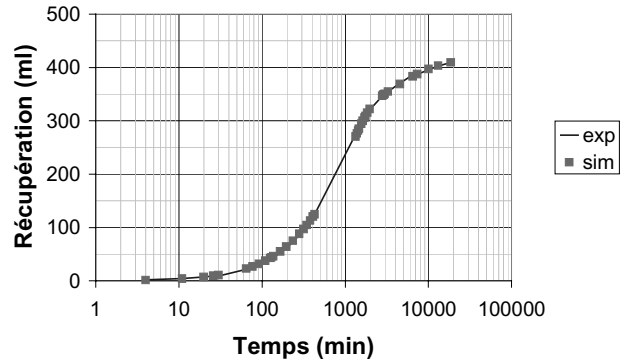
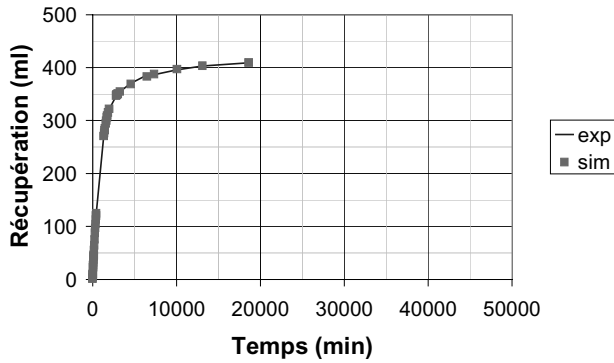
## Milieu de mouillabilité altérée

### Initialisation

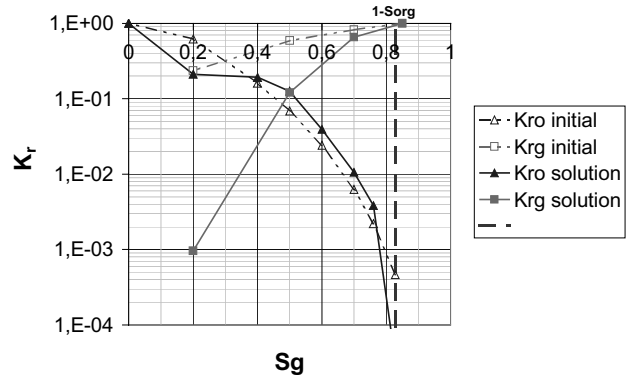
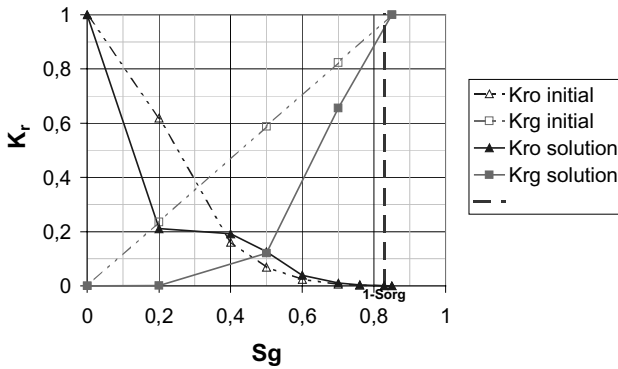
$K_{ro}$  semi-analytique  
 $K_{rg}$  linéaire  
 $P_c$  expérimentale

### Inversion

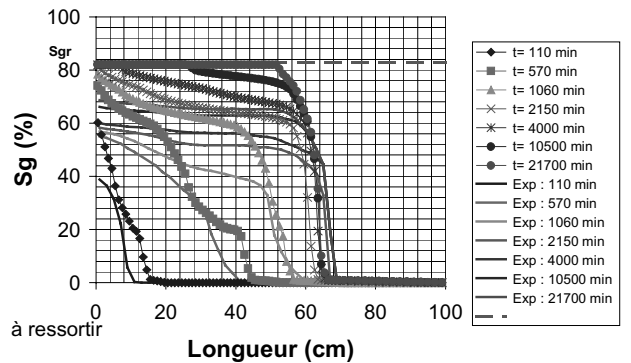
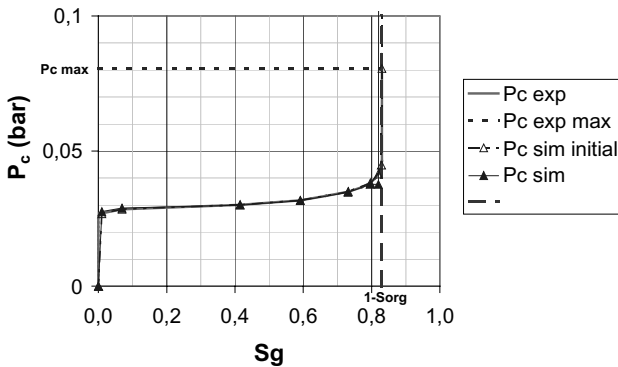
Observables : récupération et profil à 21700 min  
 Contraintes :  $P_c$  non fixée,  $S_{gmax}=0,73$   
 Pondération :  $W_o=1$  ;  $w_o=1$  ;  $W_{pr}=2700$  ;  $w_{pr}=1$



Courbe de récupération en huile



Courbe de perméabilités relatives



Courbe de pression capillaire

Profils de saturations au cours du temps



## **RESUME**

Le contexte général de cette étude est celui de la récupération du pétrole par injection de gaz. Ce travail porte sur le drainage par gravité, qui constitue un écoulement de gaz dans un milieu poreux saturé en huile et en eau irréductible. L'accent est mis sur l'influence de la mouillabilité, qui traduit l'affinité d'un fluide pour une surface solide.

Une étude expérimentale est d'abord menée : des essais de drainage gaz/huile/eau et gaz/huile sont réalisés en utilisant une méthode de restauration de la mouillabilité par macération au contact d'une huile brute. Puis deux méthodes de calcul des perméabilités relatives sont développées : une méthode analytique et une méthode inverse. Les résultats sont interprétés en termes de courbe de récupération, de pression capillaire et de perméabilités relatives.

Lors du drainage par gravité, seule l'huile est récupérée en sortie du milieu et la fraction d'huile récupérée varie de 48 à 64% suivant la mouillabilité du milieu. L'existence de deux cinétiques gouvernant la récupération en huile est mise en évidence : une phase très rapide d'écoulement en masse et une phase très lente d'écoulement par films. Lorsque le milieu tend vers la mouillabilité à l'huile, la fraction d'huile récupérée augmente et la saturation en huile résiduelle atteinte localement diminue. La mouillabilité est néanmoins sans effet sur la première phase du drainage par gravité, sur le pied capillaire huile/air et sur la perméabilité relative à l'huile aux fortes saturations en huile. Aux faibles et moyennes saturations, la perméabilité relative à l'huile augmente lorsque le milieu tend vers la mouillabilité à l'huile. Un scénario des mécanismes physiques mis en jeu à l'échelle du pore est proposé à l'issue de ces résultats.

## **MOTS CLES**

Milieu poreux - Mouillabilité - Ecoulements polyphasiques - Drainage par gravité - Perméabilités relatives - Méthode d'identification - Méthode analytique

## **ABSTRACT**

The general context of this study is oil recovery by gas assisted injection. This work deals with gravity drainage which is a gas flow in a porous medium initially saturated with oil and irreducible water. It aims at highlighting the wettability effect, which corresponds to the affinity between a fluid phase and a solid surface.

An experimental study is conducted in laboratory conditions : gas/oil and gas/oil/water drainages are performed using an ageing technique in a crude oil to modify the core wettability. Then two methods are developed to calculate oil relative permeability : an analytical one and an identification one. Results are interpreted in terms of oil recovery, capillary pressure and relative permeability.

Only oil is produced during gravity drainage. Oil recovery ranges between 48 to 64% fraction of oil initially in place. Two flow regimes are observed : a first one corresponding to a bulk flow, very fast, and a second one corresponding to a film flow, very slow. Oil recovery increases and local residual oil saturation decreases when the core becomes oil-wet. However, the wettability has no effect on the bulk flow, the capillary fringe and oil relative permeability for high oil saturations. For medium and low oil saturations, the oil relative permeability increases when the core becomes oil-wet. To conclude, physical mechanisms are described at the pore scale.

## **KEY WORDS**

Porous medium - Wettability - Multiphase flow - Gravity drainage - Relative permeability - Identification method - Analytical method