

Comparaison numérique des modèles de migration

Nous avons présenté dans les chapitres 2 et 3 les concepts fondamentaux permettant de comprendre les mécanismes à l'origine de la migration des hydrocarbures et les facteurs influents. Nous avons également effectué au chapitre 4 une présentation générale des modèles de migration en distinguant les modèles de type Darcy des modèles de migration simplifiée, de type invasion percolation et ray tracing.

En étudiant de plus près ces modèles, on comprend que les méthodes de Darcy et d'invasion percolation partagent un grand nombre de caractéristiques. Néanmoins, ils se distinguent par différents aspects dont les hypothèses de modélisation, le degré de couplage avec le modèle de pression/compaction ainsi que par le type de méthode de résolution utilisé. Il nous est apparu comme intéressant de les étudier de manière plus approfondie pour déterminer dans quelles situations ils sont le mieux adaptés.

Dans ce travail, nous avons mené une étude comparative en deux temps. Dans une première partie, nous avons essayé de synthétiser les principaux arguments avancés dans la littérature pour justifier les limitations de chacune des méthodes. Dans une deuxième partie, nous avons effectué nos propres simulations, à l'aide des codes prototypes développés au cours de cette thèse, de manière à vérifier la véracité des arguments avancés et à affiner les hypothèses sous lesquelles ils sont valides.

Nous avons fait le choix de traiter tour à tour les questions liées à la migration secondaire et celles relatives à la migration tertiaire, afin d'obtenir des conclusions plus précises sur chacun de ces deux objectifs principaux de modélisation.

Les résultats de ce travail ont donné lieu à un article, accepté pour publication (Pegaz-Fiornet et al., 2011), dont le texte original se trouve dans le chapitre 10.

6.1 Synthèse bibliographique

Les modèles de Darcy ayant été développés dans les années 80 et les modèles de migration par invasion percolation étant apparus à la fin des années 90, la littérature les concernant est relativement fournie. Néanmoins, il y a relativement peu d'études dans lesquelles ces deux modèles de migration sont comparés directement. Le travail présenté dans ce paragraphe constitue une synthèse des arguments avancés pour différencier les deux modèles.

Lors de la migration secondaire, les hydrocarbures se déplacent dans des zones perméables le long de fins chemins. Le modèle d'invasion percolation fournit une meilleure approximation de ce processus. Au contraire, avec le modèle darcéen, afin d'avoir des temps de simulation acceptables, il est suggéré le plus souvent d'utiliser en pratique des maillages de faible résolution. Pour cela, les propriétés de perméabilité, de perméabilité relative et de capillarité doivent être homogénéisées. Du fait de cette faible résolution du maillage, on n'arrive pas à obtenir avec Darcy dans les zones de drainage de fins chemins de migration avec de faibles saturations. Toujours à cause de la taille des mailles, on a une dispersion du front de migration et les pertes d'huile le long du chemin de migration tendent à être surestimées avec Darcy (Burley et al., 2000; Sylta, 2004).

Concernant la migration tertiaire, Sylta (2004) explique que dans le cas d'une accumulation sous une roche-couverture de faible perméabilité (inférieure à 10^{-2} mD), la percée capillaire ne peut s'opérer que sur une surface relativement large. C'est pourquoi, la méthode de modélisation par invasion percolation, qui suppose que la migration a lieu sur un fin chemin, ne donne pas une description correcte de ce phénomène, surtout dans le cas où la perméabilité de la roche-couverture est très faible (Hantschel and Kauerauf, 2009). En revanche, avec le modèle darcyéen, on a un temps de remplissage qui dépend de la perméabilité et de la viscosité. Lorsque le flux d'hydrocarbures est important, cela aboutit à augmenter la hauteur de la colonne d'hydrocarbures et donc à dépasser significativement le seuil de la pression d'entrée capillaire de la roche-couverture. Afin d'avoir un équilibre dans l'accumulation, les hydrocarbures traversent la roche-couverture sur une large surface.

Toujours à cause de ce fin chemin de migration, la simulation par invasion percolation peut passer à côté de structures fines comme les lentilles de sable (Figure 6.1). Dans le cas d'un fort taux de remplissage, les pertes d'hydrocarbures dans ces lentilles peuvent être non négligeables. Ceci peut amener à trop remplir un réservoir.

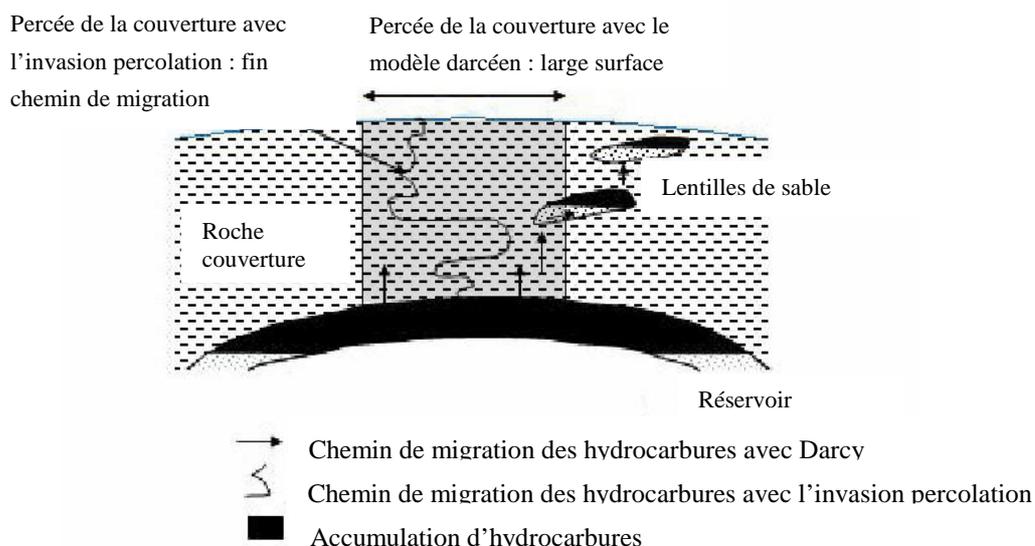


Figure 6.1 : Fuite d'hydrocarbures dans une roche couverture contenant une lentille de sable (d'après Sylta (2004)).

La figure 6.1 montre qu'avec Darcy, comme la traversée d'une roche-couverture couvre une large surface, l'huile peut atteindre des zones au-delà du point haut de la structure et en particulier des lentilles de sables isolées, ce qui n'est pas le cas du modèle d'invasion percolation. Cette limitation provient du fait que l'on ne tient pas compte des termes visqueux.

6.2 Etude de cas

Le but des exemples suivants est de montrer l'impact des différences préalablement mentionnées des méthodes de migration au travers de cas synthétiques 2D et de sections 2D provenant de cas d'études réelles. Nous avons préféré utiliser des cas 2D, où l'on peut mieux contrôler les paramètres, plutôt que des études 3D complexes afin de faciliter l'analyse et la compréhension des résultats obtenus.

Comme les modèles partagent des principes physiques communs, nous obtenons des résultats similaires pour de nombreuses simulations de systèmes pétroliers, cependant dans certains cas particuliers les différences sont plus importantes.

Nous ne nous sommes pas focalisés sur les temps de calcul, et nous avons préféré faire une comparaison qualitative des résultats obtenus concernant la localisation des accumulations et des chemins de migration empruntés par les hydrocarbures.

6.2.1 Méthodologie

Nous avons développé un prototype, intégré dans le calculateur Visco, où l'on peut choisir la méthode de migration voulue pour chaque test. Cela signifie que l'on utilise les mêmes données d'entrée pour définir le domaine d'étude ainsi que pour les conditions initiales et aux limites. Cela permet également d'avoir le même calcul de géométrie, d'histoire thermique et de génération des hydrocarbures.

Pour le modèle darcéen, on résout simultanément les équations décrites dans le paragraphe 4.1. Nous avons choisi d'utiliser un schéma fully implicit pour les équations de transport où les pressions et les saturations d'hydrocarbures sont fortement couplées (cf. paragraphe 4.1.2).

Pour le modèle d'invasion percolation, les pressions d'eau et les porosités sont calculées en utilisant la loi de Darcy monophasique (cf. paragraphe 4.1). Puis ensuite on exécute l'algorithme adapté aux maillages structurés (cf. paragraphe 5.2) pour le calcul de la migration des hydrocarbures.

Lors de l'énumération des paramètres pour chaque exemple, nous utilisons les notations de l'annexe C.

6.2.2 Etude de la migration secondaire

6.2.2.1 *Cas synthétique : un drain avec une faible pente*

Le premier cas synthétique est une section géologique bidimensionnelle représentant un drain avec une faible pente. Le maillage utilisé est composé de 200 mailles (Figure 6.2). A -5 Ma, le piège n'est pas encore formé, mais la roche-mère est mature (le taux de transformation est proche de 1) et les hydrocarbures commencent leur migration. Puis, à -2.5 Ma, le piège structural est formé.

Remarque. Le taux de transformation représente l'état d'avancement de la maturation des roches-mères génératrices d'hydrocarbures. Au début de la maturation, ce taux est nul, puis plus le kérogène craque et la roche-mère devient mature, plus il se rapproche de 1.

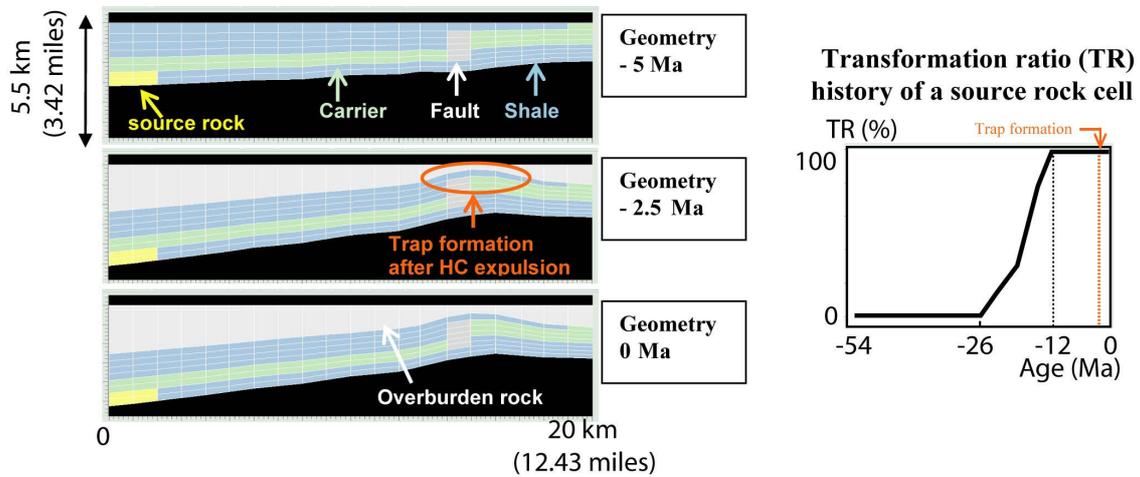


Figure 6.2 : Premier cas synthétique, un drain avec une faible pente.
Description de la lithologie, de l'évolution structurale et du taux de transformation de la roche-mère au cours du temps (âges : -5 Ma, -2.5 Ma, 0 Ma).

Pour le calcul des pressions capillaires nous avons utilisé la loi suivante : $P_c(\varphi) = P_{c_{lim}} \left[\frac{\varphi_0 - \varphi}{\varphi_0 - \varphi_{lim}} \right]$

Pour chaque lithologie, les paramètres utilisés sont précisés dans le tableau 6.1 :

Lithologie	$P_{c_{lim}}$ (Pa)	φ_0	φ_{lim}
shale	1.5×10^8	0.702	0.03
overburden rock	1.5×10^8	0.434	0.05
fault - carrier	1.0×10^5	0.702	0.03
source rock	1.0×10^6	0.702	0.03

Tableau 6.1 : Paramètres de pression capillaire pour le premier cas synthétique (cf. annexe C).

La densité de l'eau ρ_w est égale à 1030 kg.m^{-3} et la densité de l'huile ρ_o est égale à 140 kg.m^{-3} .

Pour toutes les lithologies la saturation irréductible en eau, sat_{ir} , est égale à 0.9 et la saturation d'expulsion, sat_{ex} , est égale à 0.02.

Afin de calculer la viscosité de l'huile, nous avons utilisé la formule d'Andrade avec les paramètres suivants : $\mu_0 = 1.45 \times 10^{-5} \text{ Pa.s}$ et $Ak_0 = 1533.15 \text{ K}$.

De plus, nous avons utilisé une roche-mère composée d'un kérogène de type I (cf. annexe C).

Nous avons exécuté deux simulations avec Darcy en modifiant la perméabilité afin d'étudier la sensibilité du temps de remplissage du piège. Nous avons utilisé une loi de type Kozeny-Carman avec les paramètres indiqués dans le tableau 6.2 :

Lithologie	1 ^{ère} simulation S (m ² /m ³)	2 ^{ème} simulation S (m ² /m ³)	Kx	Kz
shale – overburden rock	5x10 ⁷	5x10 ⁷	1	0.5
fault - carrier	2x10 ⁶	1x10 ⁵	1	0.001
source rock	5x10 ⁷	5x10 ⁵	1	1

Tableau 6.2 : Paramètres de perméabilité pour le premier cas synthétique (cf. annexe C).

En utilisant des perméabilités standard pour le drain, la migration n'est pas très rapide. Les hydrocarbures vont vers la surface, mais pas la quantité totale expulsée depuis la roche-mère. Les hydrocarbures encore présents dans la zone de drainage ont la capacité de remplir le piège. C'est ainsi qu'à l'âge actuel, on observe une accumulation d'hydrocarbures (Figure 6.3).

En utilisant des perméabilités plus fortes, même si la pente de drainage est faible, tous les hydrocarbures vont directement vers la surface avant la formation du piège. C'est pourquoi, on ne peut pas observer d'accumulation d'hydrocarbures à l'âge actuel (Figure 6.4).

Avec l'invasion percolation, seules les pressions capillaires sont capables d'exercer une résistance à la migration des hydrocarbures; en particulier les perméabilités n'ont pas d'effet. Comme la génération des hydrocarbures a lieu avant la formation du piège, tous les hydrocarbures migrent directement à la surface. De ce fait, aucune accumulation n'est présente à l'âge actuel (Figure 6.5).

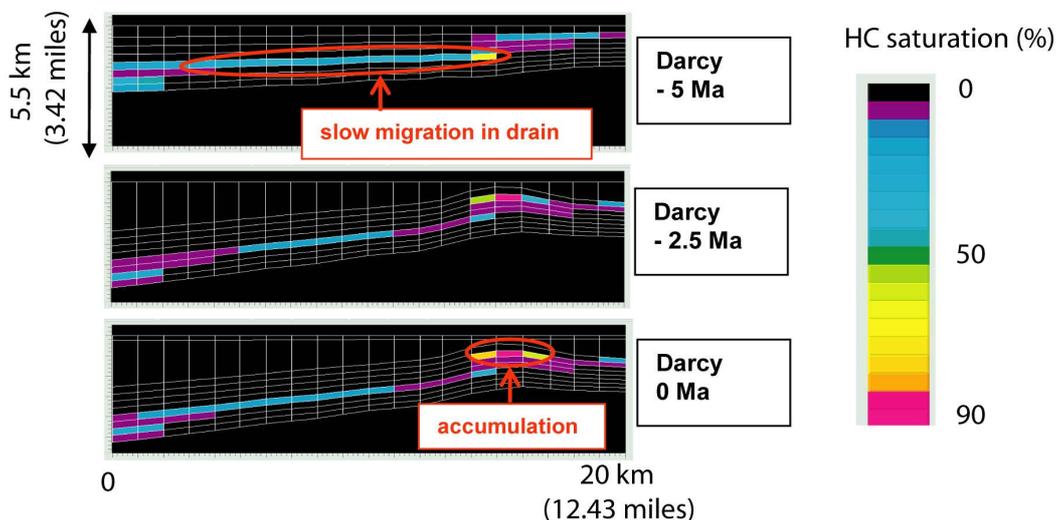


Figure 6.3 : Premier cas synthétique, un drain avec une faible pente. Evolution de la saturation d'hydrocarbures obtenue avec un modèle de migration darcéen (âges : -5 Ma, -2.5 Ma, 0 Ma).

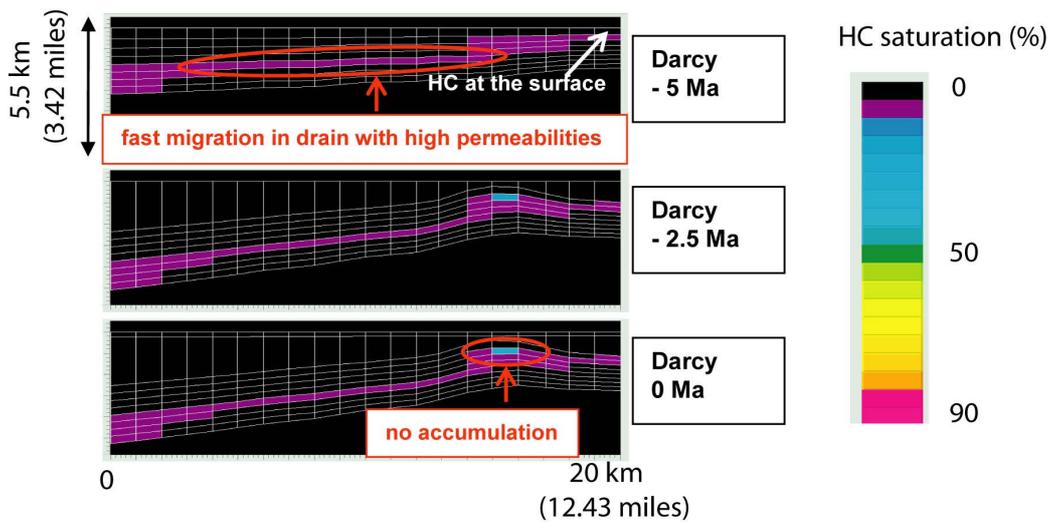


Figure 6.4 : Premier cas synthétique, un drain avec une faible pente. Evolution de la saturation d'hydrocarbures obtenue avec un modèle de migration darcéen et de fortes perméabilités dans la zone de drainage (âges : -5 Ma, -2.5 Ma, 0 Ma).

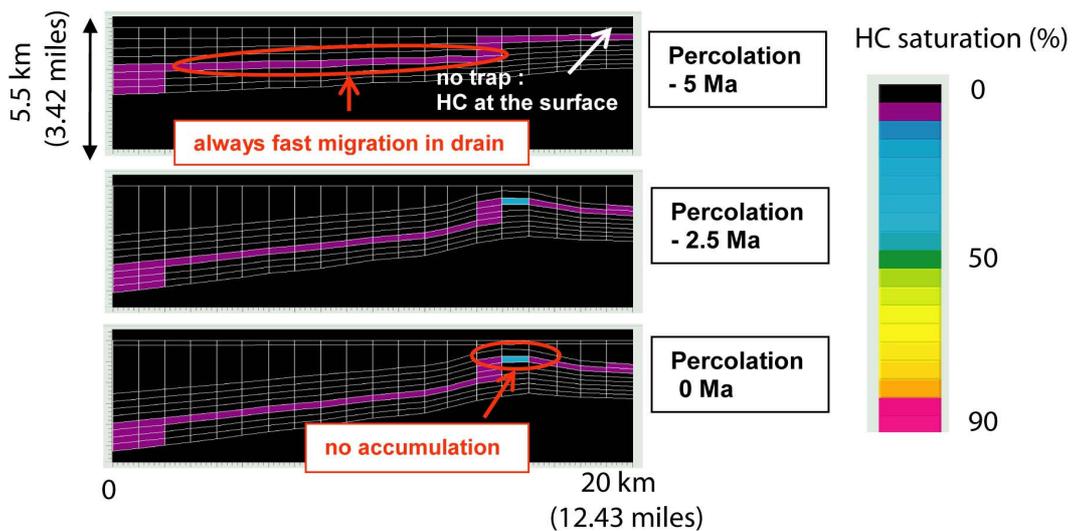


Figure 6.5 : Premier cas synthétique, un drain avec une faible pente. Evolution de la saturation d'hydrocarbures obtenue avec un modèle de migration par invasion percolation (âges : -5 Ma, -2.5 Ma, 0 Ma).

Avec l'approche darcéenne, qui tient compte des termes visqueux, l'historique de remplissage des pièges est contrôlé par les perméabilités et la pente des chemins de migration, alors qu'avec l'invasion percolation, seule la vitesse de génération des hydrocarbures a un impact sur le remplissage des pièges. A partir des résultats obtenus sur ce premier cas synthétique, on peut dire que l'influence de la viscosité et de la perméabilité ne peut pas être négligée dans tous les cas de figure.

6.2.2.2 Etude de cas réel : longs chemins de migration

La première étude de cas réel provient d'Afrique. Elle correspond à un bassin avec une suite de dépôts sédimentaires Paléozoïques et Mésozoïques. Ce bassin intracratonique est caractérisé par une discordance majeure au Paléozoïque Supérieur avec la majorité des accumulations d'hydrocarbures connues localisées dans des réservoirs clastiques au dessus de la discordance. Les roches-mères datent du Paléozoïque; elles sont thermiquement matures au bord du bassin et post-matures dans la partie centrale. La maturation est contrôlée par l'histoire thermique des roches-mères, caractérisée par une première phase d'enfouissement, suivie par une importante surrection liée à la discordance et ensuite une reprise de la sédimentation. Ceci explique les différents niveaux de maturité des roches-mères à l'âge actuel. C'est pourquoi, on observe deux phases d'expulsion et de migration associées à une migration qui a lieu sur de très longues distances le long de la discordance.

La figure 6.6 montre une vue restreinte d'une section 2D de la zone d'étude. Dans la zone située en bas à gauche de la section, on rencontre deux couches de roche-mères du Paléozoïque supérieur ainsi qu'une fine zone de drainage au-dessus de laquelle se trouve une roche couverture. Dans la zone située en haut à droite, on a trois couches de roches-mères provenant du Paléozoïque moyen. Des couches à forte perméabilité se trouvent au-dessus et en-dessous de ces roches-mères. Les pièges, localisés sur la droite, sont hors de la vue restreinte.

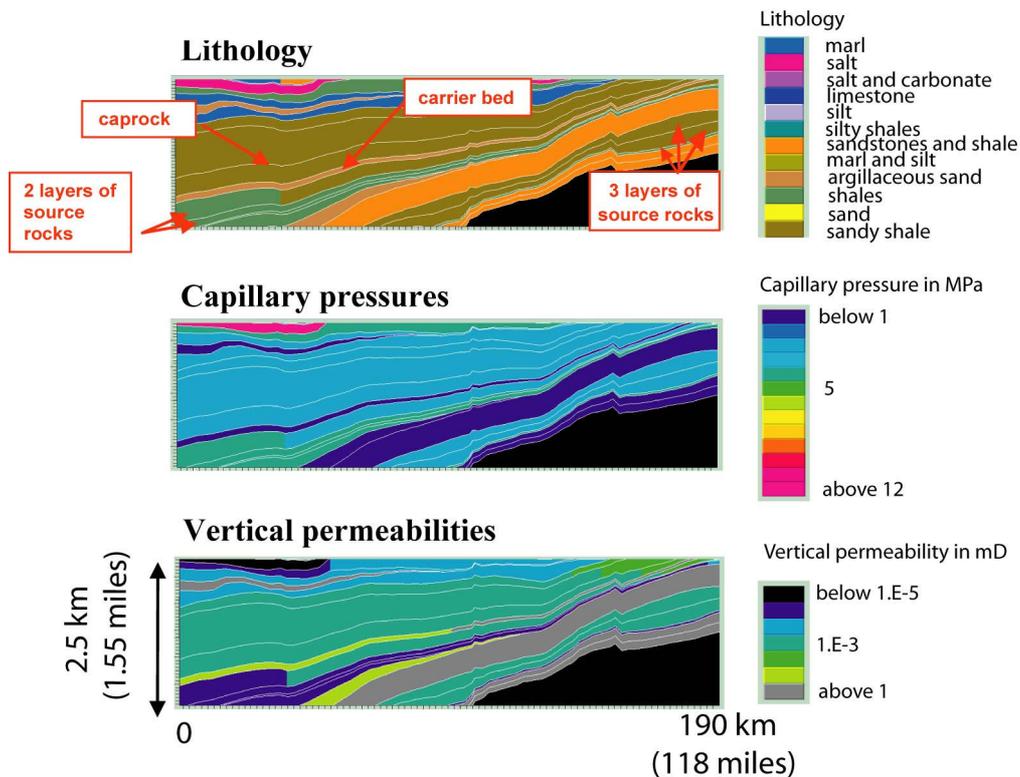


Figure 6.6 : Premier cas réel, longs chemins de migration.

Description de la lithologie, du champ de pressions capillaires et des perméabilités verticales.

Pour le calcul des pressions capillaires nous avons utilisé la loi suivante : $P_c(\varphi) = P_{c_{lim}} \left[\frac{\varphi_0 - \varphi}{\varphi_0 - \varphi_{lim}} \right]^{\varphi^{P_{cEx}}}$

Pour chaque lithologie, les paramètres utilisés sont précisés dans le tableau 6.3 :

Lithologie	P_{clim}.(Pa)	φPcEx	φ₀	φ_{lim}
marl	3.0x10 ⁶	0.5	0.5	0.02
limestone and salt	1.0x10 ⁶	0.5	0.35	0.02
salt and carbonate	3.0x10 ⁶	0.5	0.1556	0.008
limestone	3.0x10 ⁶	0.5	0.35	0.02
silt	7.5x10 ⁵	0.5	0.4186	0.02
silty shale	3.0x10 ⁶	0.5	0.4639	0.02
sandstones and shale	5.0x10 ⁵	0.5	0.3814	0.02
marl and silt	2.0x10 ⁶	0.5	0.4186	0.02
argillaceous sand	1.0x10 ⁶	0.5	0.4186	0.02
shales	5.0x10 ⁶	0.5	0.5	0.02
sand	5.0x10 ⁵	1.0	0.36	0.02
sandy shale	3.0x10 ⁶	0.5	0.4478	0.02

Tableau 6.3: Paramètres de pression capillaire pour l'étude de cas réel (cf. annexe C).

Afin de calculer les perméabilités, nous avons utilisé une loi de type Kozeny-Carman avec les paramètres indiqués dans le tableau 6.4 :

Lithologie	S (m²/m³)	Kx	Kz
marl	5.0x10 ⁷	1	1
limestone and salt	1.0x10 ⁷	1	1
salt and carbonate	2.0x10 ⁷	1	1
limestone	1.0x10 ⁶	1	1
silt	1.0x10 ⁶	1	0.2
silty shale	1.0x10 ⁷	1	0.5
sandstones and shale	1.0x10 ⁶	50	25
marl and silt	5.0x10 ⁷	1	1
argillaceous sand	1.0x10 ⁶	5	2
shales	1.0x10 ⁸	10	1
sand	1.0x10 ⁶	200	100
sandy shale	1.0x10 ⁸	500	100

Tableau 6.4 : Paramètres de perméabilité pour l'étude de cas réelle (cf. annexe C).

La densité de l'eau ρ_w est égale à 1030 kg.m⁻³ et la densité de l'huile ρ_o est égale à 700 kg.m⁻³.

Pour toutes les lithologies la saturation irréductible en eau, s_{atir} , est égale à 0.93 et la saturation d'expulsion, s_{atex} , est égale à 0.02.

Afin de calculer la viscosité de l'huile, nous avons utilisé la formule d'Andrade avec les paramètres suivants : $\mu_0 = 1.2 \times 10^{-7}$ Pa.s et $Ak_0 = 2973$ K

De plus, toutes les roches-mères sont composées d'un kérogène de type II (cf. annexe C).

Les hydrocarbures expulsés depuis la zone située en bas à gauche sur la figure 6.7 migrent vers la zone de drainage. Avec le modèle darcyéen, tous les hydrocarbures ne vont pas instantanément dans les pièges structuraux, mais ils sont distribués le long du drain du fait de sa faible perméabilité. En revanche, avec le modèle d'invasion percolation, les hydrocarbures vont directement dans les pièges dès qu'ils sont expulsés (Figure 6.7).

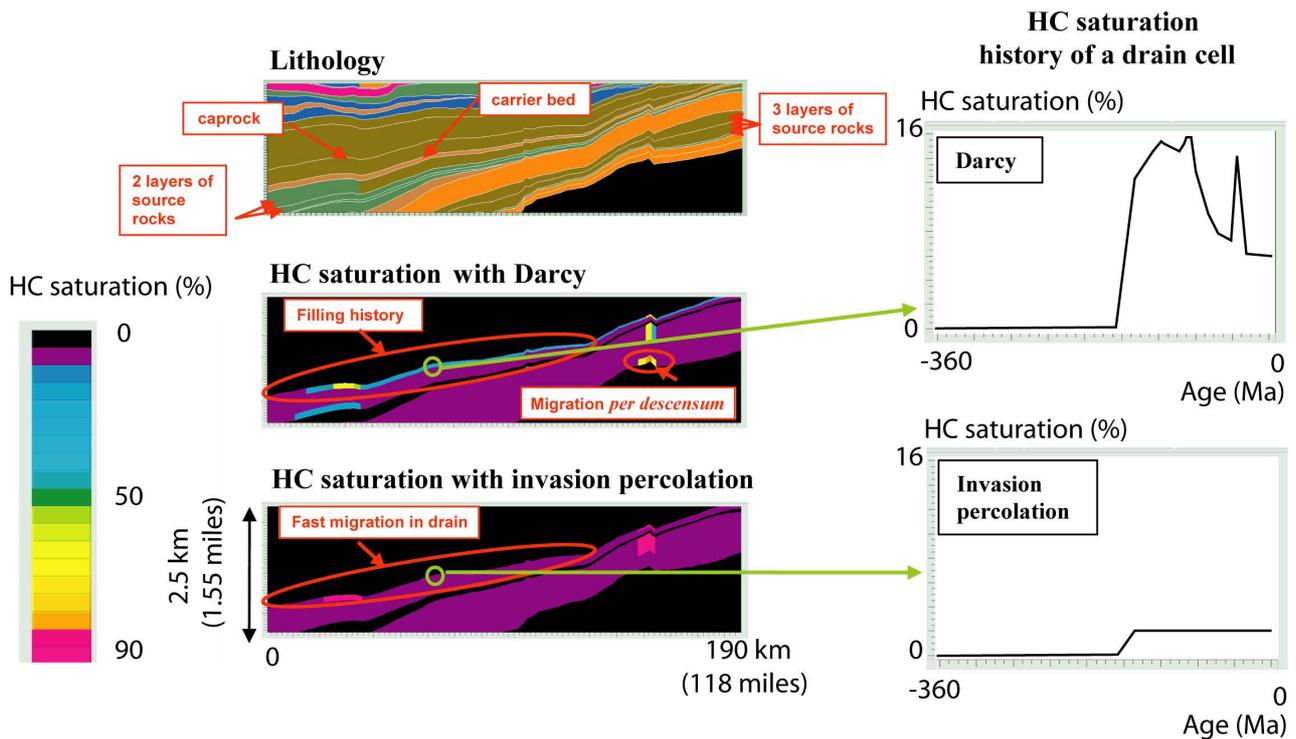


Figure 6.7 : Premier cas réel, longs chemins de migration.

Comparaison entre les saturations d'hydrocarbures obtenues avec un modèle de migration darcyéen et celles obtenues avec un modèle d'invasion percolation.

Pour préciser ces différences, nous nous sommes intéressés à l'historique d'une maille particulière située dans la zone de drainage. Avec Darcy, la saturation d'hydrocarbures de la maille fluctue au cours du temps. Ces changements dépendent de la vitesse d'expulsion des fluides depuis les roches-mères et de l'évolution de la géométrie due à la compaction et aux mouvements tectoniques. Avec l'invasion percolation, cette maille est identifiée comme appartenant au chemin de migration, ceci implique qu'à partir du moment où cette maille a atteint son seuil de saturation d'expulsion, *satex*, son état de saturation ne varie plus au cours du temps.

Dans la zone située en haut à droite de la section, les hydrocarbures, expulsés depuis les couches roches-mères du Paléozoïque moyen, migrent avec le modèle darcyéen, au-dessus et en-dessous de ces couches et s'accumulent en-dessous des roches-mères. Au contraire, avec le modèle d'invasion percolation, la migration des hydrocarbures est essentiellement dirigée par la flottabilité et s'opère donc préférentiellement à la direction verticale et vers le haut; c'est pourquoi on n'observe aucune accumulation en-dessous des roches-mères.

6.2.3 Etude de la migration tertiaire

6.2.3.1 Cas synthétique : une lentille de sable

Ce cas synthétique est une section géologique composée d'un piège structural. La figure 6.8 décrit ce piège situé sous une roche couverture contenant une lentille de sable. Les hydrocarbures sont expulsés des roches-mères puis migrent verticalement jusqu'à ce qu'ils atteignent la première roche couverture. Ils forment une accumulation sous cette barrière avant de pouvoir la traverser. Nous nous sommes focalisés sur la percée de la roche couverture. Pour cela, nous avons utilisé des maillages avec différentes résolutions et pour chacun d'entre eux, nous avons comparé les résultats obtenus avec les modèles de Darcy et d'invasion percolation. Les paramètres de pressions capillaires, perméabilités et les autres données de la section géologique sont identiques pour chacun des maillages.

Pour le calcul des pressions capillaires nous avons utilisé la loi suivante : $P_c(\varphi) = P_{c_{lim}}$.

Comme pour les autres cas tests, les perméabilités sont calculées à l'aide d'une loi de Kozeny-Carman. Afin d'éviter qu'une fuite capillaire ait lieu au travers de la couverture située en haut de la section 2D, nous lui avons associé des paramètres physiques correspondant à une lithologie de type sel caractérisée par une pression capillaire extrêmement grande et une perméabilité nulle. D'autre part, l'objectif n'étant pas de se concentrer sur la migration primaire, nous avons choisi une valeur de pression d'entrée capillaire pour la roche-mère artificiellement grande, afin de faciliter l'expulsion des hydrocarbures. Les paramètres physiques utilisés sont donnés dans le tableau 6.5 :

Lithologie	$P_{c_{lim}}(\text{Pa})$	$S (\text{m}^2/\text{m}^3)$	K_x	K_z
marl	1.0×10^7	2.5×10^7	1	1
sandstone, organic shales	5.0×10^6	1.5×10^5	1	1

Tableau 6.5: Paramètres de pression capillaire et de perméabilités pour le deuxième cas synthétique (cf. annexe C).

La densité de l'eau ρ_w est égale à 1030 kg.m^{-3} et la densité de l'huile ρ_o est égale à 140 kg.m^{-3} .

Pour toutes les lithologies la saturation irréductible en eau, s_{atir} , est égale à 0.8 et la saturation d'expulsion, s_{atex} , est égale à 0.2.

Afin de calculer la viscosité de l'huile, nous avons utilisé la formule d'Andrade avec les paramètres suivants : $\mu_0 = 1.45 \times 10^{-5} \text{ Pa.s}$ et $Ak_0 = 1533.15 \text{ K}$.

De plus, la roche-mère contient un kérogène de type II (cf. annexe C).

Le premier maillage utilisé, qui est aussi le plus grossier, contient 320 mailles. Comme nous l'avons expliqué au début de ce chapitre, avec le modèle de Darcy, les hydrocarbures traversent la roche couverture par une large "cheminée" et ainsi il peuvent ensuite migrer dans la lentille de sable et former une accumulation. Avec l'invasion percolation, la percée de la roche couverture se fait le long d'un chemin partant du point le plus haut de la structure. Les hydrocarbures ne migrent pas dans l'unité sableuse car la lentille n'est pas sur ce chemin (Figure 6.8).

Les deux autres maillages sont plus fins et contiennent respectivement 1280 et 2560 mailles (Figure 6.9 et Figure 6.10). On observe le même phénomène que celui que l'on avait obtenu avec le maillage grossier. Comme le chemin de migration obtenue avec l'invasion de percolation est d'autant plus fin que la résolution du maillage est précise, les hydrocarbures ne parviennent pas dans l'unité sableuse. En revanche, avec le modèle darcéen, la largeur de la percée est peu sensible à la résolution du maillage, et on observe dans tous les cas une accumulation d'hydrocarbures dans la lentille de sable.

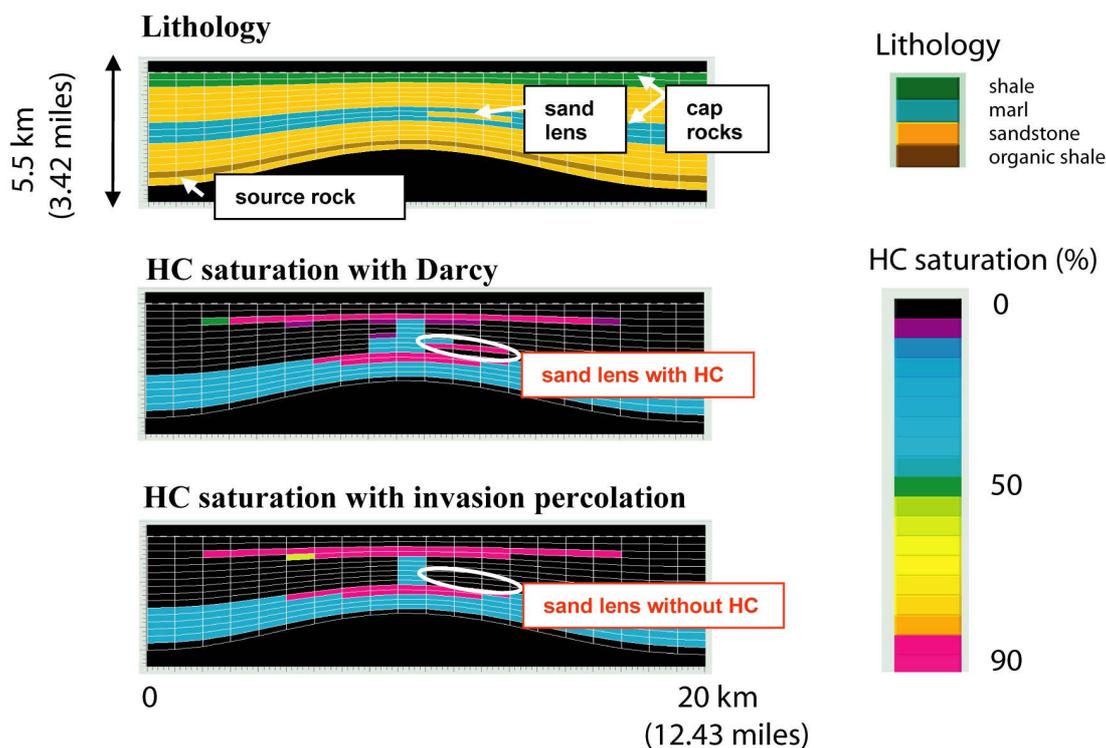


Figure 6.8 : Deuxième cas synthétique, une lentille de sable avec une grille de résolution faible. Comparaison entre les saturations d'hydrocarbures obtenues avec un modèle de migration darcéen et celles obtenues avec un modèle d'invasion percolation.

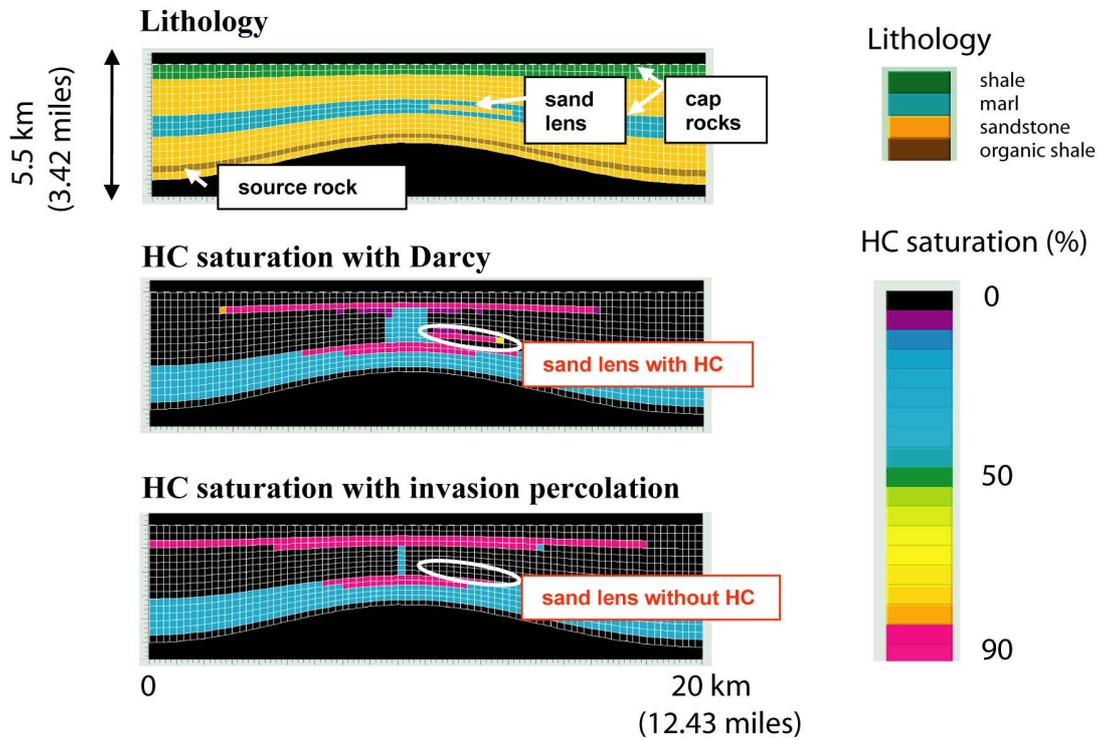


Figure 6.9 : Deuxième cas synthétique, une lentille de sable avec une grille de résolution moyenne. Comparaison entre les saturations d'hydrocarbures obtenues avec un modèle de migration darcéen et celles obtenues avec un modèle d'invasion percolation.

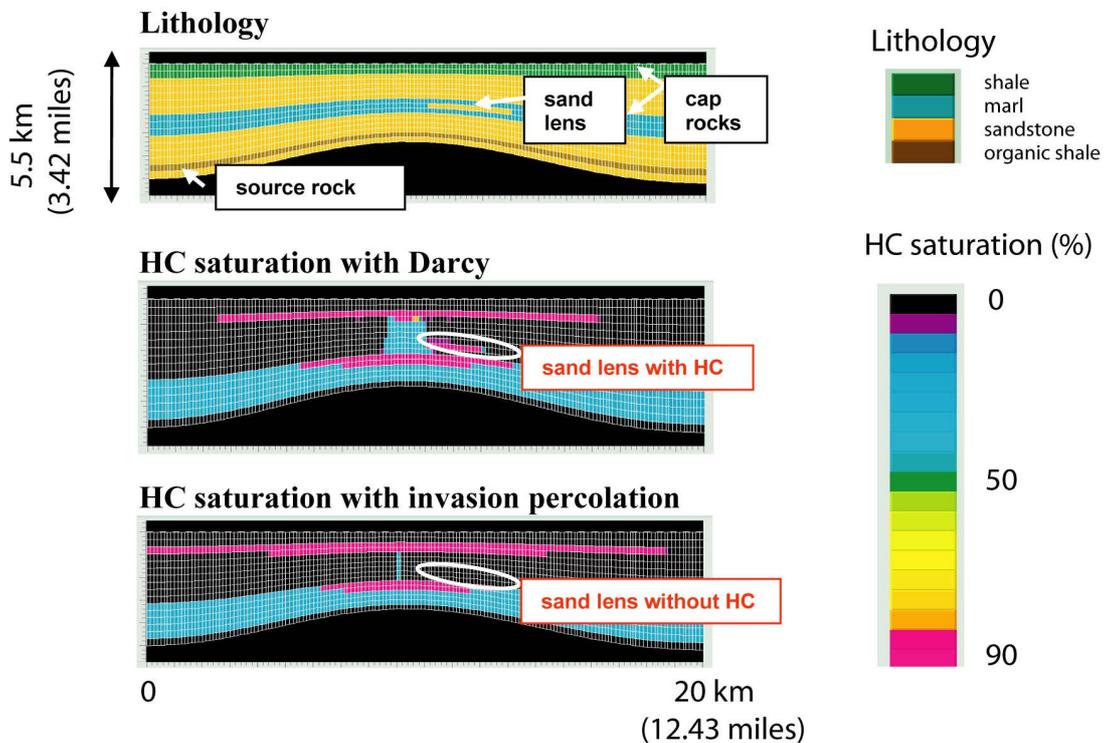


Figure 6.10 : Deuxième cas synthétique, une lentille de sable avec une grille de résolution fine. Comparaison entre les saturations d'hydrocarbures obtenues avec un modèle de migration darcéen et celles obtenues avec un modèle d'invasion percolation.

En conclusion, le modèle de Darcy décrit mieux le processus de migration tertiaire dans son ensemble, quelque soit la résolution choisie. De plus, le modèle d'invasion percolation, manquant la lentille de sable avec les trois différentes résolutions, aboutit à une accumulation non justifiée sous la deuxième roche couverture et à une sous-estimation des pertes d'hydrocarbures.

6.2.3.2 Etude de cas réel : couplage entre le calcul de pression et le calcul de migration

Cette deuxième section 2D provient de l'étude de cas réel décrite dans le paragraphe 6.2.2.2 et les figures représentent une vue restreinte de la solution. Elle contient 5 couches de roche-mère du Paléozoïque moyen. Notre zone d'intérêt est un anticlinal localisé au-dessus de ces roches-mères et en-dessous d'une couche de sel. Elle est composée de trois groupes de couches. Le premier groupe contient trois unités de sable argileux (argillaceous sand) (la principale zone réservoir), le second groupe est composé d'une seule couche d'argile (shales) et le troisième d'une couche de grès argileux (sandstones and shale) (Figure 6.11).

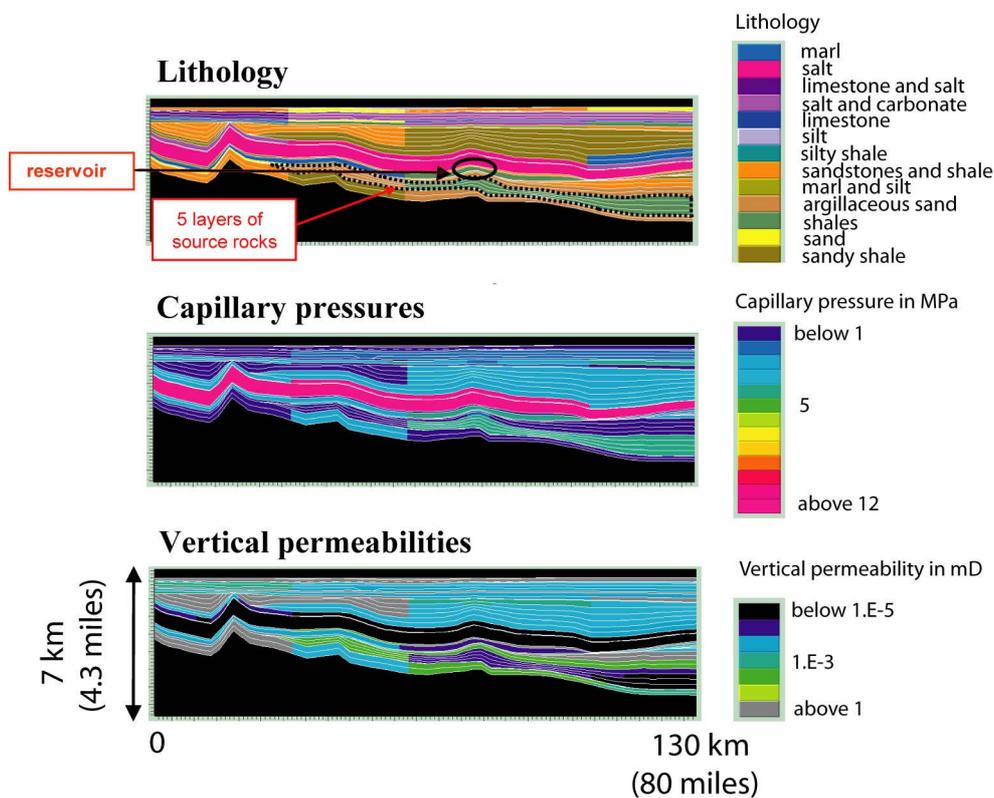


Figure 6.11 : Deuxième cas réel, couplage entre le calcul de pression et le calcul de migration. Description de la lithologie, du champ de pressions capillaires et des perméabilités verticales.

Comme il s'agit de la même étude de cas, nous avons utilisé les paramètres décrits dans le paragraphe 6.2.2.2, à l'exception de ceux du calcul de viscosité d'huile où nous avons préféré prendre : $\mu_0 = 1.0 \times 10^{-7}$ Pa.s et $Ak_0 = 2700$ K. De plus, pour le sel nous avons utilisé une pression capillaire extrêmement grande et une perméabilité égale à zéro.

Nous avons voulu étudier la sensibilité du couplage entre la pression et la saturation d'huile. A cette fin, nous avons comparé les pressions obtenues en utilisant la méthode de Darcy Fully Implicit, qui couple le calcul de pression/porosité avec le calcul de saturation d'huile, avec celles obtenues en utilisant la méthode d'invasion percolation, qui utilise la loi de Darcy monophasique pour le calcul des pressions d'eau (Figure 6.12). La figure 6.13 révèle les résultats de saturations d'hydrocarbures provenant de ces deux modèles.

La pression dans l'accumulation la plus basse, localisée dans les trois unités de sable argileux, est plus grande avec le modèle darcyé qu'avec celui d'invasion percolation (Figure 6.12). La différence de pression de 3 MPa aboutit à une percée de la roche-couverture avec le modèle de Darcy, ce qui n'est pas le cas avec le modèle d'invasion percolation (Figure 6.13).

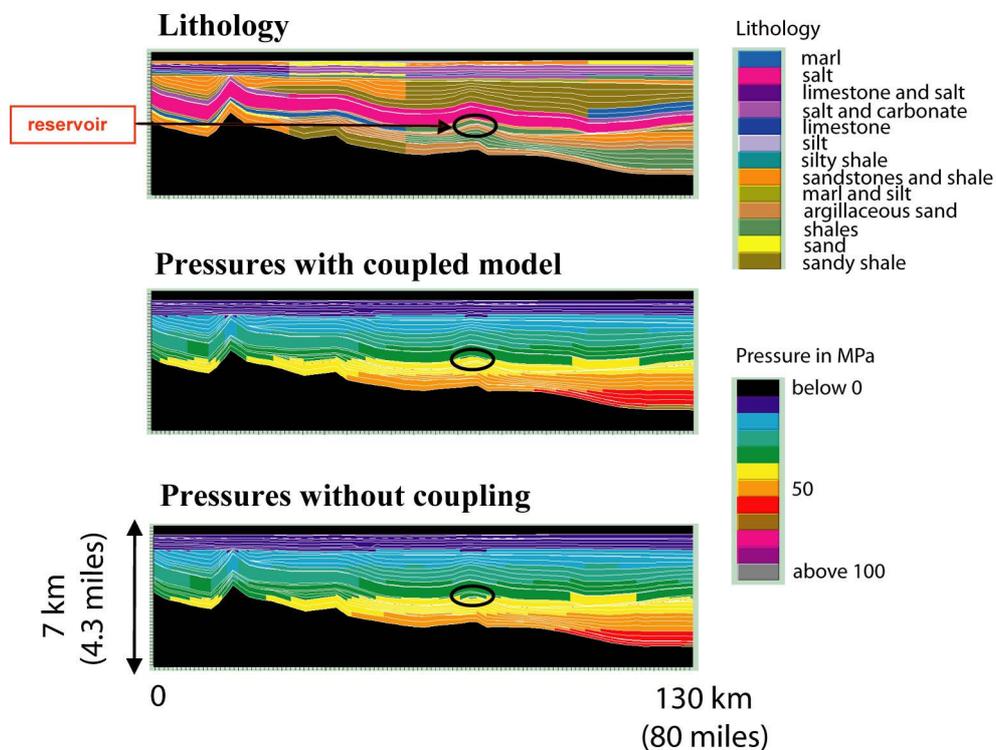


Figure 6.12 : Deuxième cas réel, couplage entre le calcul de pression et le calcul de migration.

Comparaison entre les pressions obtenues avec un modèle couplant le calcul de pression à celui de la migration et avec un modèle découplant les deux calculs. Dans la zone réservoir, la pression est égale à 42 MPa avec le modèle couplé et à 39 MPa avec le modèle découplé.

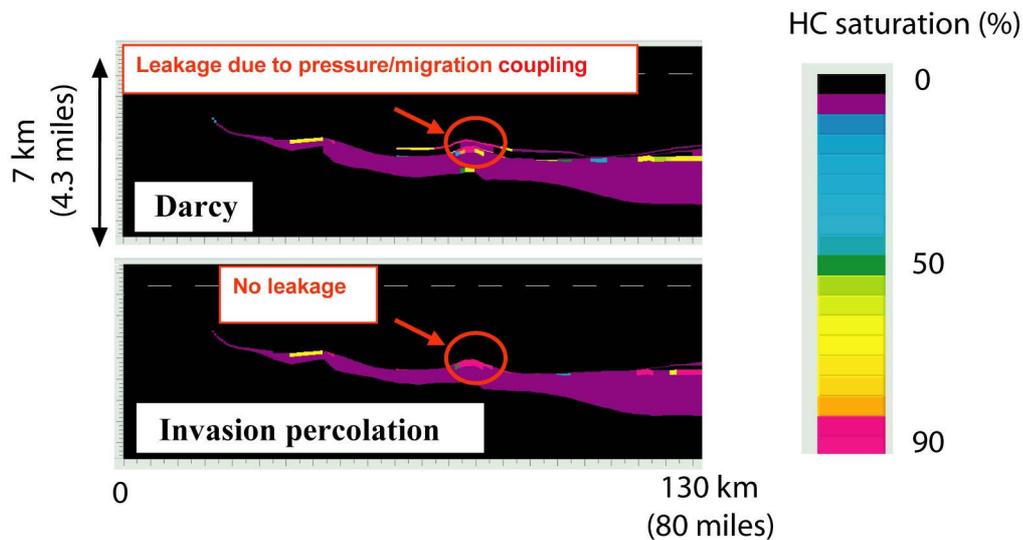


Figure 6.13 : Deuxième cas réel, couplage entre le calcul de pression et le calcul de migration. Comparaison entre les saturations d'hydrocarbures obtenues avec un modèle de migration darcéen et celles obtenues avec un modèle d'invasion percolation.

En conclusion, le couplage entre le calcul de pression et celui de migration dans le modèle darcéen amène à une percée de la barrière qui n'est pas prise en compte avec le modèle d'invasion percolation.

6.3 Conclusion

Les différents cas tests étudiés ont permis de mettre en évidence les conclusions suivantes.

L'approche darcéenne prend en compte tous les processus physiques pertinents car elle contient non seulement la flottabilité, les forces capillaires et les gradients de pressions, mais aussi des éléments de physique transitoire avec les termes visqueux. Bien qu'elle puisse être difficile à résoudre numériquement et donc coûteuse en temps de calcul, surtout en cas de déplacements rapides des fluides, elle est appropriée pour les migrations lentes d'hydrocarbures à travers, par exemple des couches d'argile ou bien dans des drains à faible pente où la flottabilité n'est pas prédominante. De plus, elle est capable de donner une bonne description des percées de roche couverture grâce, entre autres, au couplage entre le calcul de pression et celui de migration qui est présent dans le modèle de Darcy utilisé pour nos tests.

La méthode d'invasion percolation, au moins dans celle qui nous a permis d'effectuer nos tests, ne prend pas en compte la viscosité et la perméabilité; seules la flottabilité et les pressions capillaires sont les moteurs de la migration des hydrocarbures. Ces deux processus nous permettent d'obtenir les chemins de migration et les zones d'accumulations mais pas le temps de remplissage des pièges, qui est uniquement contrôlé par la vitesse d'expulsion des fluides depuis les roches-mères. Cette approche est relativement rapide et adéquate pour simuler la migration secondaire dans des chemins de migration continus et à forte perméabilité. Néanmoins, dans certains cas, elle peut être inappropriée pour modéliser les percées de roche couverture. De plus, les termes visqueux ne peuvent pas toujours être négligés du fait de leur impact possible sur la dynamique des systèmes pétroliers.

Chapitre 7

Comparaison formelle des modèles de migration

Le but de ce chapitre est de comparer le modèle darcéen avec le modèle d'invasion percolation et d'arriver à la conclusion suivante :

Sous quelques hypothèses raisonnables (par exemple : l'eau est mobile dans tout le bassin), le modèle d'invasion percolation consiste formellement à trouver la limite en temps infini de la solution du modèle de Darcy lorsque la cinétique de craquage des hydrocarbures se fait infiniment lentement, à quantité totale fixée.

Dans un premier temps, on simplifie le modèle de Darcy en se plaçant dans un bassin dont la géométrie est fixe au cours du temps, puis on considère sa limite en temps infini. Ensuite on étudie le modèle d'invasion, puis on fait la comparaison des deux modèles. Dans un deuxième temps, on essaye d'étendre la conclusion de cette comparaison dans un bassin en mouvement.

7.1 Modèle de Darcy

Dans ce premier paragraphe, on précise le contexte dans lequel on se place pour faire cette comparaison formelle. Pour cela, on rappelle quelles sont les équations du modèle darcéen, présentées dans le chapitre 4. Toutefois, comme on considère un bassin à géométrie fixe, on ne tient pas compte ici de l'équation de l'équilibre mécanique et de la compaction.

7.1.1 Loi de Darcy généralisée

On considère un écoulement diphasique non miscible.

$$\left\{ \begin{array}{l} \vec{U}_w = \varphi S_w (\vec{V}_w - \vec{V}_s) = -\frac{\overline{K} K r_w}{\mu_w} (\vec{\nabla} P_w - \rho_w \vec{g}) \\ \vec{U}_o = \varphi S_o (\vec{V}_o - \vec{V}_s) = -\frac{\overline{K} K r_o}{\mu_o} (\vec{\nabla} (P_w + P_c) - \rho_o \vec{g}) \end{array} \right.$$

où :

\vec{U}_α est la vitesse de Darcy de la phase α (m/s),

\vec{V}_α est la vitesse de la phase α (m/s),

$\vec{V}_s = 0$ car la géométrie est fixe,

P_w est la pression d'eau (Pa),

S_w et S_o sont les saturations des phases fluides qui vérifient : $\sum_{\alpha=w,o} S_\alpha = 1$ (relation de fermeture des saturations),

ρ_α est la densité de la phase α (kg/m³),

\vec{g} est le vecteur accélération de la pesanteur,

μ_α est la viscosité de la phase α ,

φ est la porosité du milieu,

\overline{K} est le tenseur de perméabilité intrinsèque du milieu poreux (m^2),
 Kr_α est la perméabilité relative de la phase α ,
 P_c est la pression capillaire (Pa).

7.1.2 Lois de conservation

Conservation de la masse d'eau : $\frac{\partial}{\partial t}(\rho_w S_w \varphi) + \text{div}(\rho_w S_w \varphi \vec{V}_w) = \rho_w q_w$

Conservation de la masse d'huile : $\frac{\partial}{\partial t}(\rho_o S_o \varphi) + \text{div}(\rho_o S_o \varphi \vec{V}_o) = \rho_o q_o$

où :

q_w est le terme source en eau,

q_o est le terme source en huile.

7.1.3 Conditions aux limites et initiales

7.1.3.1 Conditions aux limites

On impose sur le toit du bassin des conditions de pression et de saturation. Sur les autres bords du domaine, on impose des conditions de flux d'eau et d'huile nuls.

7.1.3.2 Conditions initiales

La saturation et la pression d'eau initiales sont données.

7.1.4 Système étudié

En utilisant la relation de fermeture des saturations et par un jeu de substitutions, on obtient le système suivant :

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial t}(\rho_w S_w \varphi) - \text{div} \left(\rho_w \frac{\overline{K} K r_w}{\mu_w} \vec{\nabla} (P_w - \rho_w g) \right) = \rho_w q_w \\ \frac{\partial}{\partial t}(\rho_o (1 - S_w) \varphi) - \text{div} \left(\rho_o \frac{\overline{K} K r_o}{\mu_o} \vec{\nabla} (P_w + P_c - \rho_o g) \right) = \rho_o q_o \end{cases}$$

Les inconnues sont la saturation et la pression d'eau : (S_w, P_w) .

7.2 Formulation du problème simplifié

7.2.1 Problème continu

On considère un domaine fixe $\Omega \subset \mathfrak{R}^3$ représentant le bassin. On découpe le bord en deux parties: $\partial\Omega = \Gamma_1 \cup \Gamma_2$ où Γ_1 correspond au toit du domaine et Γ_2 au reste du bord du domaine.

On note :

\vec{n} : la normale sortante à $\partial\Omega$

S_w^0 : la saturation initiale en eau

P_w^0 : la pression initiale en eau

P_{atm} : la pression atmosphérique

On suppose que l'écoulement est incompressible et que :

1) $q_w = 0$

2) $\exists T \in [0, +\infty[$ tel que $Supp(q_o) \subset [0, T]$

On exprime alors par Q la quantité totale d'huile générée :

$$Q \in \mathfrak{R} \text{ et } Q = \int_0^\infty \int_\Omega q_o(t, x) dx dt$$

On considère le problème (1) suivant :

Trouver un couple (S_w, P_w) tel que :

$$\left[\begin{array}{l}
 \left. \begin{array}{l}
 \frac{\partial}{\partial t} (S_w \varphi) - \operatorname{div} \left(\frac{\overline{K} K r_w(S_w)}{\mu_w} \vec{\nabla} (P_w - \rho_w g) \right) = 0 \\
 \frac{\partial}{\partial t} ((1 - S_w) \varphi) - \operatorname{div} \left(\frac{\overline{K} K r_o(S_w)}{\mu_o} \vec{\nabla} (P_w + P_c(x, S_w) - \rho_o g) \right) = q_o \\
 S_w(0, x) = S_w^0(x) \\
 P_w(0, x) = P_w^0(x) \\
 S_w(t, x) = 1 \\
 P_w(t, x) = P_{atm} \\
 \frac{\overline{K} K r_w(S_w)}{\mu_w} \vec{\nabla} (P_w - \rho_w g) \cdot \vec{n} = 0 \\
 \frac{\overline{K} K r_o(S_w)}{\mu_o} \vec{\nabla} (P_w + P_c(x, S_w) - \rho_o g) \cdot \vec{n} = 0
 \end{array} \right\} \begin{array}{l}
 \text{dans } [0, +\infty[\times \Omega \\
 \text{dans } [0, +\infty[\times \Omega \\
 \text{dans } \Omega \\
 \text{dans } \Omega \\
 \text{sur } [0, +\infty[\times \Gamma_1 \\
 \text{sur } [0, +\infty[\times \Gamma_1 \\
 \text{sur } [0, +\infty[\times \Gamma_2 \\
 \text{sur } [0, +\infty[\times \Gamma_2
 \end{array}
 \end{array} \right.$$

On donnera un sens au problème (1) en donnant sa formulation faible et en précisant la régularité de S_w et P_w . Lorsque l'on fera référence à la solution de (1), on parlera en fait de la solution de la forme faible de (1) notée (1*).

7.2.2 Position du problème simplifié

Afin de pouvoir écrire la formulation faible du problème (1) et être capable de passer à la limite en temps infini, il est nécessaire de supposer que les fonctions de perméabilités relatives et de pressions capillaires ont des propriétés raisonnables. Pour simplifier, on se donne des fonctions particulières.

On se place dans le cas où les mobilités μ_w et μ_o , les densités ρ_w , ρ_o et la perméabilité intrinsèque K sont des constantes.

Perméabilités relatives :

On utilise des fonctions de perméabilités relatives (Figure 7.1) décrites de la manière suivante :

$$K_{r_w}(S_w) = \begin{cases} Kr_{min} & \text{si } S_w \leq satir \\ \left(\frac{S_w - satir}{(1 - satir) - satex} \right)^2 & \text{si } satir < S_w < 1 - satex \\ 1 & \text{si } S_w \geq 1 - satex \end{cases}$$

$$K_{r_o}(S_w) = \begin{cases} 0 & \text{si } (1 - S_w) \leq satex \\ \left(\frac{(1 - S_w) - satex}{(1 - satir) - satex} \right)^2 & \text{si } satex < (1 - S_w) < 1 - satir \\ 1 & \text{si } (1 - S_w) \geq 1 - satir \end{cases}$$

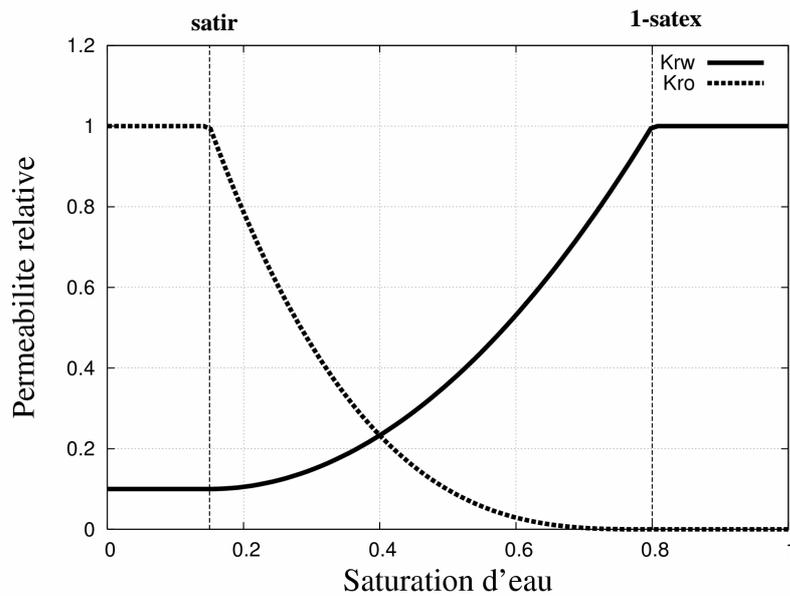


Figure 7.1 : Perméabilités relatives en fonction de la saturation d'eau.

Pressions capillaires :

On considère une fonction simplifiée de pression capillaire (Figure 7.2) sous la forme suivante :

$$P_c(S_w) = P_{cth} \cdot S_w^{\frac{1}{\lambda}}$$

où :

P_{cth} est la pression d'entrée capillaire

λ est un paramètre décrivant la distribution des tailles de pores de la roche