
Analyse dimensionnelle

La mise à l'échelle dans un contexte d'écoulement diphasique dans les réservoirs fracturés dépend du bilan des forces motrices régissant les échanges entre le réseau de fractures et les blocs matriciels (Forces capillaires, effets visqueux..). Le régime d'écoulement dépend à la fois des caractéristiques pétrophysiques du réservoir et des conditions d'écoulement (vitesse d'écoulement dans les fractures, conditions aux limites ...). Les mécanismes qui dominent les échanges matrice-fractures peuvent être identifiés par des simulations fines qui sont très coûteuses en temps de calcul et en espace mémoire. Pour éviter d'effectuer tous ces calculs, et les faire à bon escient, on a recours à l'analyse dimensionnelle.

VII.1 Aperçu bibliographique sur l'analyse dimensionnelle

Historiquement parlant, l'objectif principal de l'analyse dimensionnelle était de trouver un (ou des) critère permettant d'extrapoler des expériences effectuées sur maquette au laboratoire à une plus grande échelle (échelle plus réelle) [141]. Les mécaniciens des fluides en sont friands (construction navale, aéronautique). Cette démarche a depuis diffusé dans l'ensemble de la modélisation physique et de la simulation.

Buckingham [142] fut le premier à mettre en place une technique d'analyse dimensionnelle à partir des équations physiques. Selon cet auteur, le nombre de critères adimensionnels qu'on peut tirer d'une équation physique dépend du nombre de paramètres présents dans l'équation, des dimensions de ces différents paramètres et des degrés de libertés liant ces paramètres. Dans le domaine de la mécanique des fluides, il existe deux manières d'effectuer l'analyse dimensionnelle. La première manière dite classique, se base sur le théorème de Pi-Buckingham [142]. Elle a été utilisée par Johnson [143] et Fox et McDonald [144] pour fournir des solutions pour l'équation de Navier Stokes ce qui a servi à définir le nombre de Reynolds qui compare l'importance des forces d'inertie et des forces visqueuses. La deuxième manière est appelée l'analyse dimensionnelle dite d'inspection (« inspectional analysis » en anglais). Cette analyse a été développée par Ruark [145]. Elle est le plus utilisée dans des problématiques d'écoulement liées à l'industrie pétrolière [146]. En milieu poreux, un exemple type est l'analyse comparant l'importance de la contribution des forces capillaires à l'écoulement par rapport aux forces visqueuses et aboutissant à l'établissement du nombre capillaire.

VII.1.1 Utilité de l'analyse dimensionnelle

L'analyse dimensionnelle permet de ramener deux expériences (numérique ou réelle), qui ont lieu dans deux domaines spatiaux d'échelles différentes, dans un espace adimensionnel. Ceci permet de comparer les deux expériences dans un même espace-temps. Mathématiquement, si deux problèmes physiques décrits par les mêmes équations ont les mêmes représentations sans dimension, alors les solutions des dites équations sont identiques. Ceci permet donc de comparer des problèmes entre eux et d'ajuster les caractéristiques physiques de l'expérience sur maquette.

Dans la réalité pratique, on arrive rarement à égaliser l'ensemble des nombres sans dimension. On doit donc faire un choix des grandeurs que l'on estime importantes, et celles que l'on abandonne. Ainsi dans l'exemple d'une maquette d'avion à une échelle donnée, on pourra ajuster la vitesse de déplacement de la maquette de façon à bien reproduire la trainée et la portance de l'engin, mais on ne pourra respecter simultanément le nombre de Mach. Les conclusions obtenues seront alors dépendantes du phénomène étudié. Selon Novakovic [141], l'analyse dimensionnelle permet de mettre en avant :

Les effets physiques : Si deux milieux, ayant deux étendues à deux échelles différentes, ont le même nombre adimensionnel, les forces physiques dominant l'écoulement dans les deux milieux sont les mêmes.

Les conditions aux limites : Le nombre adimensionnel permet d'adapter les conditions aux limites pour contenir les différences dues à la différence d'échelles de réalisation.

La forme du réservoir : Le nombre adimensionnel permet de corriger les résultats pour supprimer les erreurs dues à la différence de forme indépendamment de l'échelle de réalisation.

La dispersion numérique et physique : Pour une même valeur du nombre adimensionnel, les deux expériences effectuées à différentes échelles spatiales ne contiennent pas de différences dues à une dispersion numérique ou physique.

VII.1.2 Analyse dimensionnelle dans un contexte d'écoulement dans les réservoirs pétroliers

Leverett et al. [147] furent les premiers à appliquer l'analyse dimensionnelle dans un contexte d'écoulement dans les réservoirs pétroliers. L'objet de l'analyse dimensionnelle était de corriger les paramètres (perméabilité, tension interfaciale) pour comprendre le déplacement immiscible de l'huile par l'eau à grande échelle (échelle du réservoir) à partir d'expériences réalisées à l'échelle de la carotte. Rapoport [148] a effectué une analyse dimensionnelle pour étudier l'injection d'eau. Geersma et al. [149] se sont intéressés à l'injection de l'eau chaude et du solvant pour récupérer l'huile lourde. L'analyse dimensionnelle de Rojas et al. [150] a porté sur l'injection du CO_2 pour récupérer l'huile lourde. Plusieurs auteurs ([151], [149], [152]) ont travaillé sur la satisfaction de tous les nombres adimensionnels dans le but d'effectuer des expériences au laboratoire qui reproduisent le comportement à l'échelle du réservoir. Comme dit plus haut, ceci a amené certains auteurs ([149], [153]) à négliger certains nombres adimensionnels (par exemple le Nombre de Reynolds) dans un contexte d'écoulement dans les réservoirs pétroliers. L'analyse dimensionnelle sur les critères géométriques a fait l'objet de quelques travaux ([154], [152], [155]). L'hétérogénéité des réservoirs a fait l'objet d'autres travaux ([151], [155], [156]). Plusieurs travaux récents ont porté sur l'analyse dimensionnelle dans divers contextes ([157], [158], [159], [160]). Plusieurs auteurs ont effectué des analyses dimensionnelles pour un écoulement dans les réservoirs fracturés dans des contextes différents de celui abordé dans le cadre de cette thèse ([161], [162], [163]).

VII.1.3 Nombres adimensionnels pour l'écoulement diphasique

L'analyse dimensionnelle dans un contexte d'écoulement diphasique porte principalement sur la définition des régimes d'écoulement ainsi que les différentes forces le dominant. Les forces contrôlant l'écoulement diphasique sont de natures visqueuses, capillaires et gravitaires. Pour étudier l'écoulement diphasique dans les réservoirs pétroliers, on a recours à plusieurs nombres adimensionnels. Novakovic [141] a construit un tableau contenant les différents nombres adimensionnels utilisés dans un contexte d'écoulement dans les réservoirs pétroliers avec les différents définitions et commentaires (cf. Tableau 11).

	Variable	Formulation	Commentaire
Conditions aux limites	Temps adimensionnel	$t_D = \frac{\text{volume injecté}}{\text{volume disponible}}$	Conditions aux limites liées à l'injection imposée
	Facteur d'efficacité du déplacement	$E_D = \frac{\text{volume produit}}{\text{volume disponible}}$	Production adimensionnelle
Effets physiques	Ratio de Mobilité	$M = \frac{\text{Mobilité du fluide déplacé}}{\text{Mobilité du fluide déplaceant}}$	Effets d'interaction fluide-fluide-roche sur l'écoulement
	Nombre Capillaire	$N_C = \frac{\text{Forces capillaires}}{\text{Forces visqueuses}}$	Importance des forces capillaires par rapport aux forces visqueuses
	Nombre Gravitaire	$N_g = \frac{\text{Forces gravitaires}}{\text{Forces visqueuses}}$	Importance des forces gravitaires par rapport aux forces visqueuses
Géométrie du réservoir	Inclinaison	$N_\alpha = \tan(\alpha)$	α est l'inclinaison du réservoir
	Ratio d'apparence	$N_A = \frac{\text{Longueur}}{\text{Hauteur}}$	Description de la forme du réservoir

Tableau 11 Résumé des différents nombres adimensionnels utilisés dans un contexte d'écoulement dans les réservoirs pétroliers

Plusieurs auteurs se sont intéressés à l'analyse dimensionnelle en écoulement diphasique sur différentes échelles d'observation. Dans le cadre de cette thèse, on s'intéresse à l'échelle moyenne (échelle du bloc matriciel) ([164], [151], [165]) et large (échelle du réservoir) ([166], [167], [168]). Certains auteurs ont cartographié le domaine de validité des différents régimes d'écoulement en se basant sur les valeurs des différents nombres adimensionnels.

Dans le cadre de cette thèse, on s'intéresse particulièrement à l'écoulement diphasique eau-huile. Les effets gravitaires ne sont pas pris en compte. Seules les forces capillaires et visqueuses font l'objet des travaux de la thèse. Par conséquent, on se focalise sur l'application du nombre capillaire à une échelle supérieure ou égale à celle du bloc matriciel (échelle moyenne ou large).

VII.1.4 Nombres capillaires et écoulement diphasique

Rapaport et Leas [169] ont développé un nombre capillaire pour un contexte d'injection d'eau. Geertsma et al. [149] ont établi un nombre capillaire pour délimiter les régimes d'écoulement diphasique suite à une injection d'eau froide et chaude. Craig et al. [151] et Perkins et Collins [170] ont mis en place un nombre capillaire pour le cas de ségrégation gravitaire. Shook et al. [146] ont effectué un développement analytique exhaustif. Leur nombre capillaire s'applique dans les différents contextes. Novakovic [141] a dressé un second tableau spécifique aux nombres capillaires et établis pour un contexte d'écoulement diphasique dans un réservoir pétrolier.

Plus spécifiquement pour les réservoirs fracturés, aucune analyse dimensionnelle n'aboutit à des nombres capillaires délimitant les régimes d'écoulement diphasique eau-huile sans gravité. Dans la section suivante, une analyse dimensionnelle appliquée à ce contexte est présentée.

VII.2 Analyse dimensionnelle dans un contexte d'écoulement diphasique eau-huile sans gravité dans les réservoirs fracturés

L'objectif de cette partie est de construire un critère délimitant les régimes dominant l'écoulement diphasique eau-huile sans gravité dans les réservoirs fracturés. Ce type d'écoulements fait intervenir principalement deux types de forces ; les forces capillaires et les forces visqueuses. L'objectif de cette analyse dimensionnelle est de repérer la nature des forces qui dominent l'écoulement dans le réservoir et les échanges entre les blocs matriciels et le réseau de fractures. Cette analyse dimensionnelle indique également l'existence du cas où les deux forces se manifestent simultanément. Des simulations numériques validant les résultats de l'analyse sont effectuées.

VII.2.1 Motivation

Au cours de la récupération secondaire d'huile par injection d'eau dans les réservoirs fracturés, les échanges matrice-fractures se font en général par imbibition sous l'effet des forces capillaires. En phase de récupération améliorée, l'injection simultanée d'eau et de polymères sert à augmenter la viscosité du fluide injecté (eau + polymères) afin d'assurer un balayage entièrement visqueux des blocs matriciels. Pour identifier si on est en cas d'imbibition ou de balayage visqueux, des simulations d'écoulement et des manipulations au laboratoire sont effectuées, visualisées et interprétées. Plusieurs simulations et manipulations sont demandées. Ce travail est très coûteux en temps et en argent. Arriver à avoir un critère adimensionnel qui permet de prévoir si les échanges matrice-fractures s'effectueront par une imbibition capillaire ou par un balayage visqueux permet d'avoir la réponse tout en économisant temps et argent, d'où l'utilité de l'analyse dimensionnelle effectuée dans le cadre de ce chapitre.

VII.2.2 Contexte de l'analyse dimensionnelle

Pour cette analyse dimensionnelle, on considère un bloc matriciel entouré de fractures (cf. Figure 43). On suppose que la pression capillaire dans le bloc matriciel est non nulle contrairement à celle des fractures. Le bloc matriciel et les fractures sont initialement saturés en huile. En général, pour permettre au bloc matriciel entouré de fractures de reproduire le comportement du réservoir, on applique à ce bloc des conditions aux limites identiques à celles appliquées au réservoir. Dans notre cas, on suppose qu'une injection d'eau à vitesse constante est effectuée du côté ouest et qu'une pression est imposée à la sortie du côté est. Par conséquent, un gradient de pression est établi entre la zone d'injection et la zone de production (cf. Figure 43). On suppose aussi que les flux sont nuls dans les bordures horizontales.

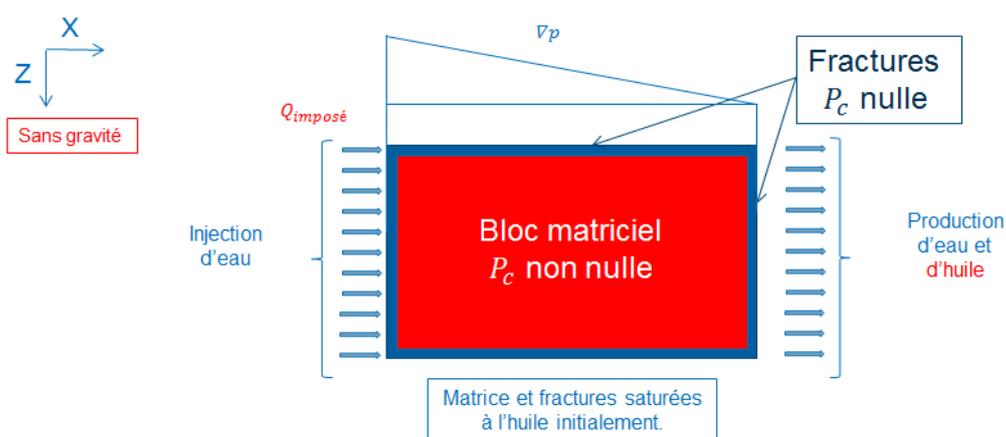


Figure 43 Contexte de l'analyse dimensionnelle : bloc matriciel entouré de fractures subissant les mêmes conditions (aux limites) d'écoulement que le réservoir fracturé en entier

VII.2.3 Distance de pénétration en fonction du temps

Quand l'eau envahit les fractures et arrive en contact avec le bloc matriciel, des échanges matrice-fractures ont lieu. L'eau pénètre dans le bloc, provoquant l'expulsion de l'huile vers les fractures. Cet échange est régi par deux forces de natures différentes : les forces capillaires (cf. Figure 44.a) et les forces visqueuses (cf. Figure 44.b). On introduit la distance de pénétration comme étant la distance parcourue par le front d'eau dans le bloc matriciel à partir d'une ou plusieurs fractures l'entourant. Cette distance est quantifiée en fonction du temps pour chacune des natures d'échanges différemment.

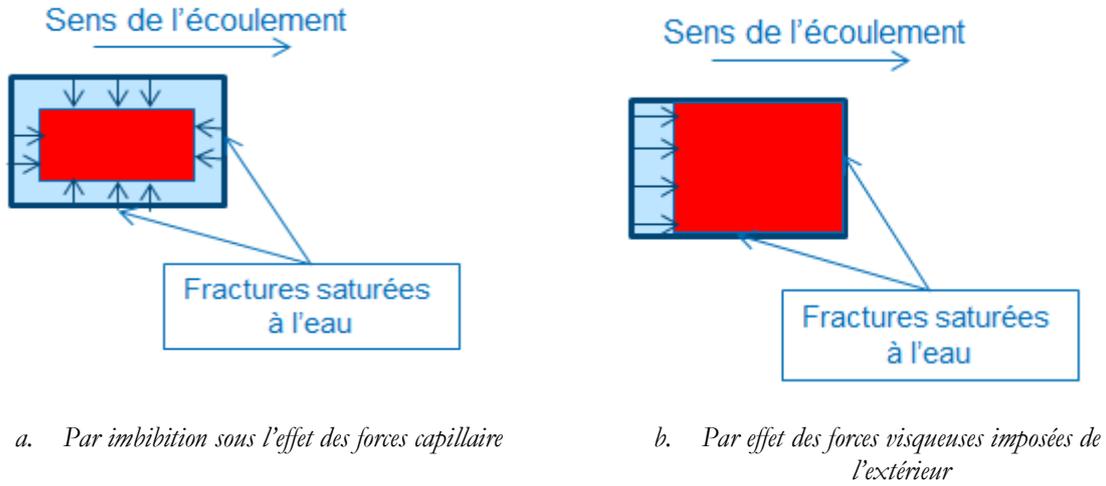


Figure 44 Différentes natures d'échanges matrice-fractures dans un contexte d'écoulement diphasique eau-huile sans gravité dans un réservoir fracturé

VII.2.3.1 Pénétration par effets capillaires

Soit x la distance de pénétration de l'eau par imbibition capillaire (cf. Figure 45) et t le temps de pénétration.

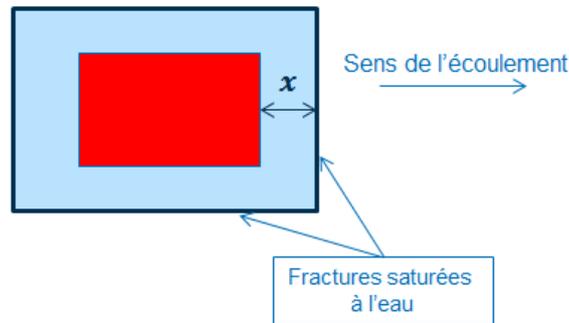


Figure 45 Distance de pénétration de l'eau dans le bloc matriciel par imbibition capillaire

Selon Marle [24], la distance de pénétration dans la matrice de l'eau par imbibition capillaire en fonction du temps s'écrit comme suit :

$$x = \sqrt{\frac{K_m P_c^{ref} t}{\mu_w \phi_m}} \quad (\text{VII.1})$$

K_m est la perméabilité du bloc matriciel. ϕ_m est sa porosité. P_c^{ref} est une pression capillaire de référence. μ_w est la viscosité de l'eau. Cette expression est la solution du système d'équations d'écoulement unidirectionnel dans une carotte :

$$\frac{\partial v_\alpha}{\partial x} + \phi_m \frac{\partial S_\alpha}{\partial t} = 0 \quad \alpha = o, w$$

$$v_\alpha = -\frac{K_m k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \cdot \frac{\partial}{\partial x} (P_\alpha + \rho_\alpha g z) \quad \alpha = o, w$$
(VII.2)

v_α est la vitesse d'avancement de la phase α ($\alpha = o, w$) dans la carotte, S_w est la saturation en eau dans la carotte, K_m est sa perméabilité et ϕ_m est sa porosité.

Cette solution est le résultat d'un développement algébrique, suite auquel, l'auteur a négligé les termes modélisant les effets visqueux et les effets de pesanteur.

Dans le contexte d'écoulement diphasique, il est plus judicieux de raisonner en termes de perméabilités effectives. La distance d'invasion correspond à la phase mouillante qui est l'eau. Par conséquent, K_m est à remplacer par la perméabilité effective maximale de l'eau égale à $k_{r,w,m}^{Max} K_m$. $k_{r,w,m}^{Max}$ est la perméabilité relative maximale de la phase eau dans le milieu matrice. La relation (VII.1) devient :

$$x = \sqrt{\frac{k_{r,w,m}^{Max} K_m P_c^{ref} t}{\mu_w \phi_m}}$$
(VII.3)

La pression capillaire est le paramètre moteur de l'imbibition capillaire. A la limite du front d'eau, la pression capillaire est maximale. D'où le choix de P_c^{Max} (pression capillaire maximale dans le bloc matriciel) comme une pression de référence. La distance de pénétration en fonction du temps pour un échange par imbibition capillaire s'écrit ainsi comme suit.

$$x = \sqrt{\frac{k_{r,w,m}^{Max} K_m P_c^{Max} t}{\mu_w \phi_m}}$$
(VII.4)

VII.2.3.2 Pénétration par effets visqueux

De même que pour le cas d'échanges par imbibition, x est la distance de pénétration de l'eau à partir des fractures par effets visqueux (cf. Figure 46) et t est le temps nécessaire pour cette pénétration.

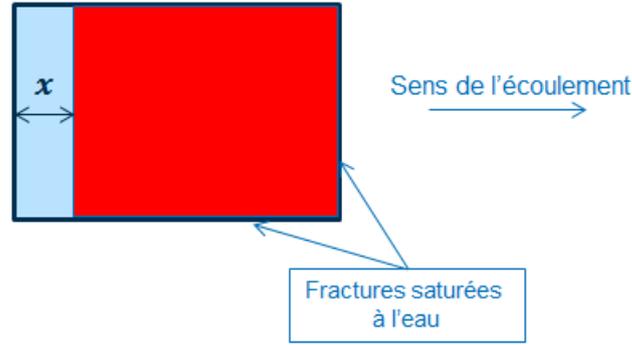


Figure 46 Distance de pénétration de l'eau dans le bloc matriciel par effets visqueux

Dans le cadre d'un écoulement purement visqueux dans le bloc matriciel, et selon l'hypothèse de Buckley Leverett [171], le front d'eau avance avec une vitesse constante notée v_m . Par conséquent,

$$v_m = \frac{x}{t} \quad (\text{VII.5})$$

La distance x d'invasion par l'effet des forces visqueuses dans le bloc matriciel est ainsi donnée par

$$x = v_m \cdot t \quad (\text{VII.6})$$

La vitesse du front d'eau dans la matrice v_m s'écrit en fonction de la vitesse imposée dans les fractures v_f comme suit

$$v_m = \frac{k_{r,w,m}^{Max} \cdot K_m}{K_f^{eq}} v_f \quad (\text{VII.7})$$

K_m est la perméabilité du bloc matriciel. $k_{r,w,m}^{Max}$ est la perméabilité relative maximale de la phase eau dans le même milieu. K_f^{eq} est la perméabilité équivalent du réseau de fractures dans la direction de l'écoulement.

On remarque qu'en absence des effets capillaires, l'eau et l'huile possèdent la même pression au niveau de l'interface entre les deux phases. A ce niveau, les deux phases se déplacent à une même vitesse (l'eau pousse l'huile).

En prenant en considération la relation (VII.6), la distance de pénétration de l'eau dans le bloc matriciel par effets visqueux en fonction du temps s'écrit comme suit

$$x = \frac{k_{r,w,m}^{Max} \cdot K_m}{K_f^{eq}} v_f t \quad (\text{VII.8})$$

VII.2.4 Courbes de distance de pénétration en fonction du temps et notion de temps critique

VII.2.4.1 Courbes de distance de pénétration en fonction du temps

On remarque que l'expression de l'invasion par imbibition est en \sqrt{t} et celle par effets visqueux est en t . Les deux courbes sont tracées sur la Figure 47 et illustrent la compétition entre les deux processus. On remarque l'existence de deux intervalles de temps délimités par l'instant pour lequel les deux courbes se coupent. Cet instant sera nommé temps critique ou t_{crit} . Dans l'intervalle de temps précédant t_{crit} , la courbe de la distance de pénétration de l'eau par imbibition est au-dessus de la courbe de distance d'invasion par effets visqueux. Au-delà du temps critique, la courbe de pénétration par effets visqueux passe au-dessus.

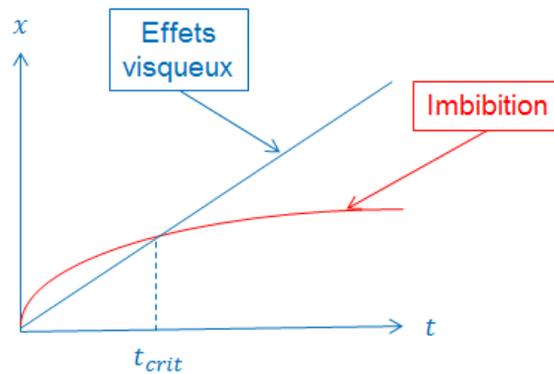


Figure 47 Courbes de distance d'invasion en fonction du temps du bloc matriciel à partir des fractures par imbibition (courbe rouge) et par effets visqueux (courbe bleue)

Pour $t \ll t_{crit}$, l'invasion de l'eau s'effectue par imbibition sous l'effet des forces capillaires (cf. Figure 48.a). Ceci est favorisé par une vitesse de pénétration infinie à l'instant initial (tangente verticale à la courbe \sqrt{t} à $t = 0$). Cette vitesse diminue avec le temps (pente décroissante de la courbe en \sqrt{t}).

Quand t approche la valeur de t_{crit} , la distance de pénétration est la même que ce soit par effets visqueux ou par effets capillaires (cf. Figure 48.b). La vitesse de pénétration de l'eau par effets visqueux est constante (pente constante de la courbe en t).

Pour $t \gg t_{crit}$, la distance d'invasion est contrôlée par les effets visqueux (cf. Figure 48.c). L'échange par imbibition continue à se produire à une vitesse très faible au point de ne plus être mesurable.

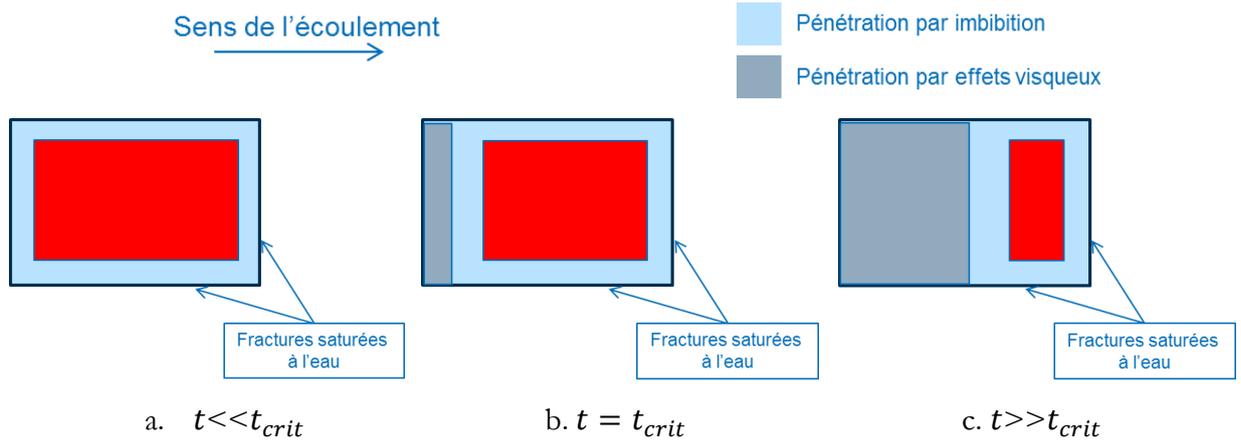


Figure 48 Natures des forces régissant les échanges matrice-fractures en fonction du temps

VII.2.4.2 Calcul du temps critique

t_{crit} correspond à l'égalité de la distance d'invasion par imbibition capillaire x_{imb} avec la distance de pénétration sous l'effet des forces visqueuses x_{vis} . En revenant à la relation (VII.3) et la relation (VII.7), cette égalité se traduit comme suit

$$\sqrt{\frac{k_{r,w,m}^{Max} K_m P_c^{Max} t_{crit}}{\mu_w \phi_m}} = \frac{k_{r,w,m}^{Max} \cdot K_m}{K_f^{eq}} v_f t_{crit} \quad (VII.9)$$

Avec une simple inversion, on arrive à avoir la valeur de t_{crit} , donnée par la relation suivante

$$t_{crit} = \frac{P_c^{Max} K_f^{eq^2}}{\mu_w \phi_m k_{r,w,m}^{Max} K_m v_f^2} \quad (VII.10)$$

VII.2.4.3 Nombre capillaire d'échanges matrice-fractures $N_{C,mf}$

Soit a la plus petite dimension du bloc matriciel. On appelle t_{imbi} , le temps nécessaire pour effectuer une invasion complète du bloc par imbibition. Ce temps correspond à la distance d'invasion égale à $\frac{a}{2}$ (cf. Figure 49).

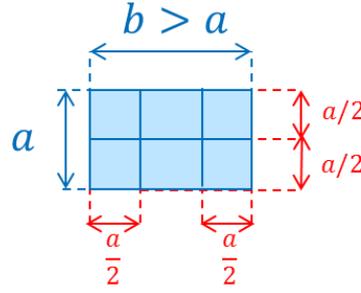


Figure 49 Invasion complète du bloc par imbibition correspondant à une distance de pénétration de $\frac{a}{2}$

L'expression de t_{imbi} est déduite de la relation (VII.3) pour une valeur de x égale à $\frac{a}{2}$. Elle est donnée par la relation suivante

$$t_{imbi} = \frac{a^2 \mu_w \phi_m}{4k_{r,w,m}^{Max} K_m P_c^{Max}} \quad (VII.11)$$

Si $t_{imbi} \ll t_{crit}$, la pénétration de l'eau dans le bloc matriciel s'effectue entièrement par imbibition capillaire.

Quand t approche t_{crit} , l'avancement d'un front d'eau par effets visqueux apparaît. Dans ce cas précis, on peut constater que les deux forces contribuent aux échanges entre le bloc matriciel et les fractures l'entourant.

Si $t_{imbi} \gg t_{crit}$, le processus d'invasion par imbibition est négligeable. La pénétration de l'eau dans le bloc matriciel est effectuée quasi entièrement par les effets visqueux sauf aux temps très courts.

On pose

$$N_{C,mf} = \sqrt{\frac{t_{crit}}{t_{imbi}}} \quad (VII.12)$$

On remplace t_{crit} et t_{imbi} par leurs relations respectives. On obtient

$$N_{C,mf} = \frac{2P_c^{Max} K_f^{eq}}{a \mu_w \phi_m v_f} \quad (VII.13)$$

$N_{C,mf}$ est un nombre capillaire prédisant la nature des forces dominant les échanges entre le bloc matriciel et les fractures les entourant. Pour $N_{C,mf} \gg 1$, les échanges sont principalement effectués par imbibition sous l'effet des forces capillaires. Pour $N_{C,mf} \ll 1$, les échanges

matrice-fractures sont principalement dominés par les forces visqueuses. Pour $N_{C,mf} \sim 1$, les forces de deux natures contribuent aux échanges.

VII.3 Tests et Validation par des simulations numériques d'écoulement

Pour valider le nombre capillaire matrice-fractures $N_{C,mf}$, des simulations numériques d'injections sont effectuées sur un bloc matriciel entouré de fractures, puis sur une section 2D d'un réservoir fracturé à l'échelle d'une maille géologique (premier cas test VI.3.2.1). Les paramètres pétrophysiques sont variés de façon à avoir différentes valeurs de $N_{C,mf}$. Les cartes d'évolution de saturation relatives aux différentes simulations sont visualisées et commentées afin de tirer des conclusions sur l'efficacité du nombre capillaire déduit de cette analyse dimensionnelle.

VII.3.1 Sur un bloc matriciel entouré de fractures

On considère un bloc matriciel entouré de fractures (cf. Figure 43). Ce bloc fait 1 m (selon X) par 0.5 m (selon Z). Le bloc matriciel est homogène. Les fractures elles aussi homogènes ont des ouvertures de 2 mm d'ouverture. Le Tableau 12 contient les propriétés pétrophysiques communes à toutes les simulations sur le bloc matriciel entouré de fractures. Le bloc est saturé en huile et de l'eau est injectée dans les fractures. Les conditions aux limites et les considérations numériques sont identiques à celles des simulations d'écoulement diphasiques effectuées sur le premier et le deuxième cas tests du chapitre précédent (paragraphe VI.3.2.1). Il s'agit d'une condition de Neumann (débit constant imposé) du côté ouest et d'une condition de Dirichlet (pression imposée) du côté est avec des flux nuls sur les bordures horizontales.

La pression capillaire du milieu matrice et le débit d'injection d'eau sont variables.

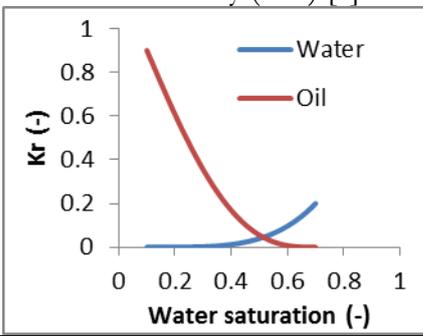
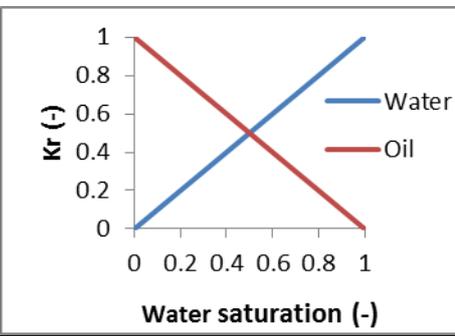
	Milieu matrice	Fractures
ϕ (-)	0.1	1
K (mD)	Variable	10000
Perméabilités relatives k_r (-)	Brooks Corey ($\lambda=2$) [1] 	Perméabilités relatives en croix 
Pression capillaire P_c (bar)	Variable	Pression capillaire nulle

Tableau 12 Propriétés pétrophysiques du bloc matriciel entouré de fractures communes à toutes les simulations sur le bloc

La perméabilité du milieu matrice sera légèrement adaptée de manière à avoir une cohérence physique et numérique avec la pression capillaire du milieu matrice et la vitesse d'injection.

VII.3.1.1 Cas où $N_{c,mf} \gg 1$

Dans le Tableau 13, plusieurs combinaisons de valeurs de la vitesse d'injection, de la perméabilité absolue et de la pression capillaire du milieu matrice sont choisies de sorte à avoir une valeur importante de $N_{c,mf}$. Dans la direction de l'écoulement (direction X), la perméabilité fractures équivalentes est 40 mD (l'ouverture des fractures est égale à 2mm). La valeur obtenue de $N_{c,mf}$ étant égale à $2.25 \cdot 10^3 \gg 1$, on s'attend à avoir une pénétration de l'eau dans le bloc matriciel qui se fait entièrement par imbibition sous l'effet des forces capillaires.

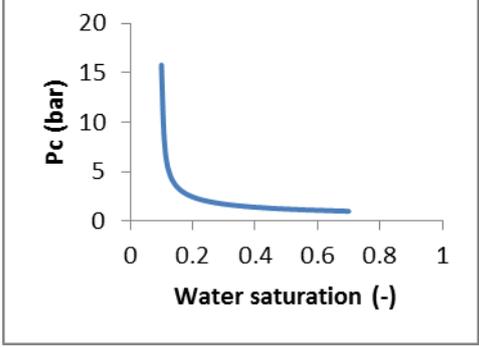
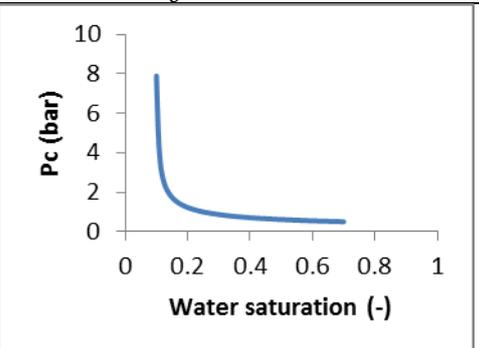
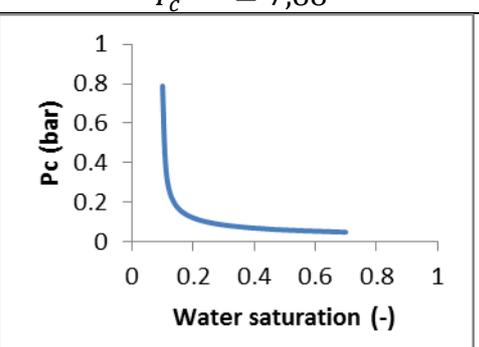
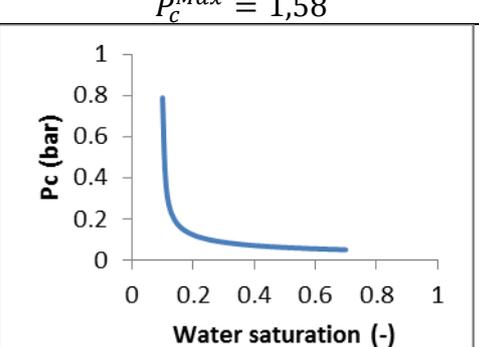
Expérience numérique	P_c (bar)	K_m (mD)	v_f (m/j)	K_f^{eq} (mD)
Expérience numérique 1	 <p>$P_c^{Max} = 15,8$</p>	2	0.1	40
Expérience numérique 2	 <p>$P_c^{Max} = 7,88$</p>	3	0,05	40
Expérience numérique 3	 <p>$P_c^{Max} = 1,58$</p>	4	0,01	40
Expérience numérique 4	 <p>$P_c^{Max} = 0,788$</p>	6	0,005	40

 Tableau 13 Différents jeux de paramètres aboutissant à la même valeur de $N_{C,mf}=2,25 \cdot 10^3$

L'évolution de saturation dans le bloc matriciel entouré de fractures est présentée sur la Figure 50. Le comportement d'échange matrice-fractures est semblable pour les différentes expériences numériques ayant différentes valeurs de P_c^{Max} et de v_f . L'eau avance rapidement dans les fractures horizontales (première ligne de la figure). L'infiltration de l'eau dans le bloc matriciel par imbibition capillaire est déclenchée à partir de ces fractures. Quand l'eau atteint toutes les fractures (deuxième ligne), l'eau continue à partir de celles-ci de pénétrer par imbibition sous l'effet des forces de nature capillaire. La pénétration de l'eau dans le bloc matriciel et l'expulsion de l'huile vers les fractures est achevée par effets capillaires sans avoir un avancement d'un front d'eau dans le sens de l'écoulement sous l'effet des forces visqueuses (troisième ligne). Soit le comportement prévu pour une valeur importante de $N_{c,mf}$.

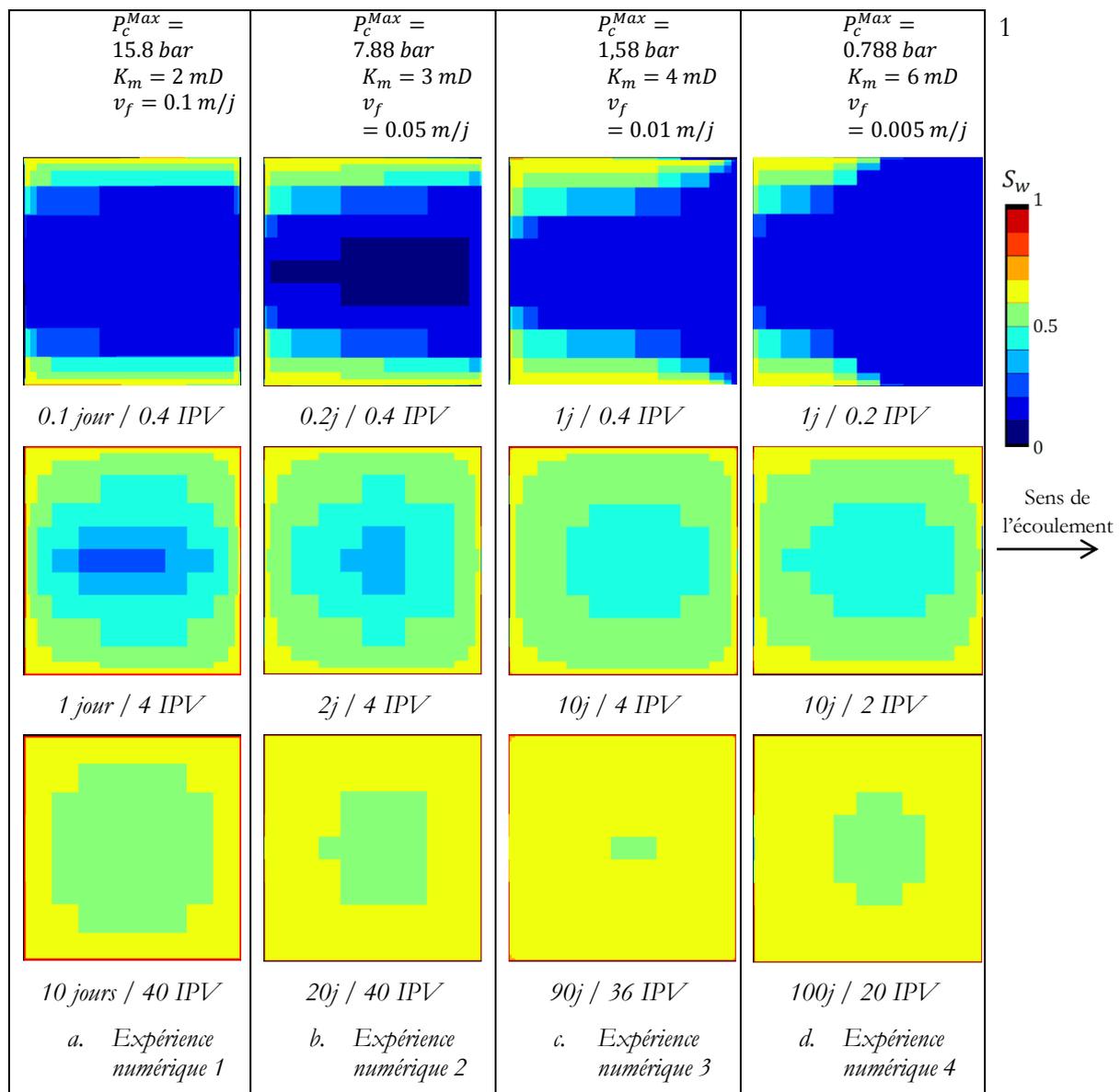
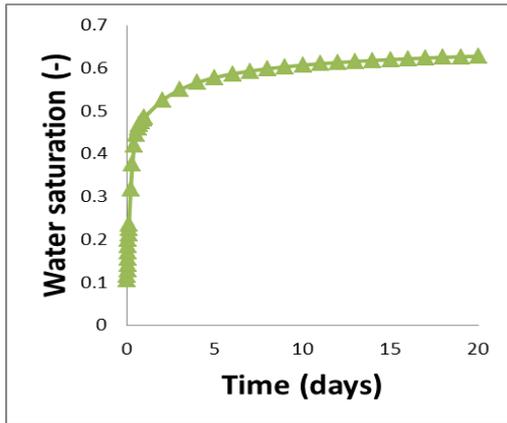
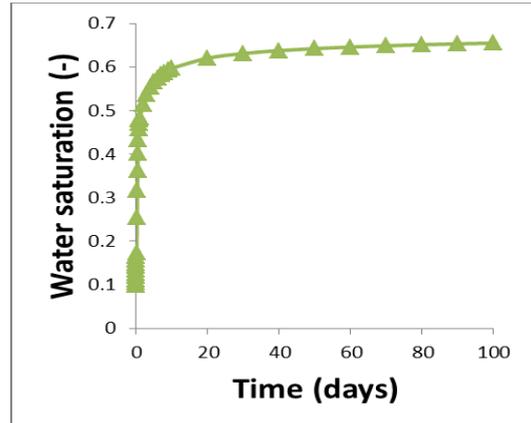


Figure 50 Evolution de la saturation dans le bloc matriciel entouré de fractures suite à une injection d'eau à une vitesse constante pour différents jeux de données aboutissant à la même valeur de $N_{c,mf}=2.25 \cdot 10^3$

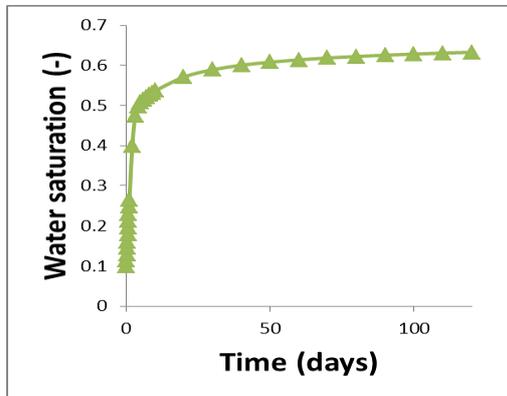
Les courbes d'évolution de la saturation en eau dans le bloc matriciel en fonction du temps pour les différentes expériences numériques sont présentées sur la Figure 51. Pour les différentes courbes, la saturation en eau monte rapidement jusqu'à atteindre 0,4. Ceci est dû à une pression capillaire qui reste importante jusqu'à $S_w = 0,4$ (cf. Tableau 13). Au-delà de cette valeur, la vidange du bloc devient plus lente (entre 20 et 100 jours pour un bloc matriciel de 1 m par 50 cm). Ceci s'explique par une pression capillaire trop faible pour $S_w > 0,4$ (cf. Tableau 13). Ces observations montrent que les échanges matrice fractures sont contrôlés par les forces capillaires.



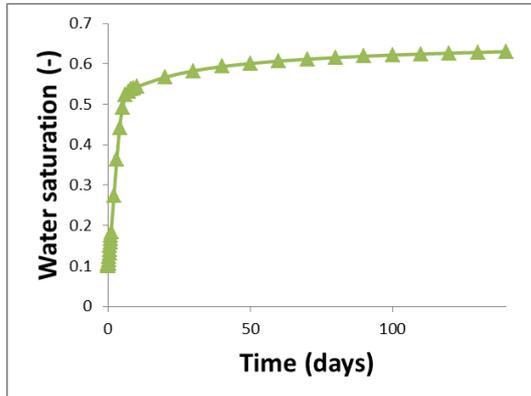
a. *Expérience numérique 1*
 $p_c^{Max} = 15.8 \text{ bar}$
 $K_m = 2 \text{ mD}$
 $v_f = 0.1 \text{ m/j}$



b. *Expérience numérique 2*
 $p_c^{Max} = 7.88 \text{ bar}$
 $K_m = 3 \text{ mD}$
 $v_f = 0.05 \text{ m/j}$



c. *Expérience numérique 3*
 $p_c^{Max} = 1,58 \text{ bar}$
 $K_m = 4 \text{ mD}$
 $v_f = 0.01 \text{ m/j}$



d. *Expérience numérique 4*
 $p_c^{Max} = 0.788 \text{ bar}$
 $K_m = 6 \text{ mD}$
 $v_f = 0.005 \text{ m/j}$

Figure 51 Courbe d'évolution de la saturation en eau dans un bloc matriciel suite à une injection d'eau dans les fractures les entourant (cf. Figure 43) pour différents jeux de données aboutissant à la même valeur de $N_{c,mf} = 2.25 \cdot 10^3$

VII.3.1.2 Cas où $N_{c,mf} \ll 1$

Dans le Tableau 14, plusieurs combinaisons de valeurs de la vitesse d'injection, de la perméabilité absolue et de la pression capillaire du milieu matrice sont choisies de sorte à avoir une faible

valeur de $N_{c,mf}$. La valeur obtenue de $N_{c,mf}$ étant égale à $2.25.10^{-2} \ll 1$, le comportement prévu se résume en une pénétration de l'eau dans le bloc matriciel par effets visqueux sans effets visibles de l'imbibition.

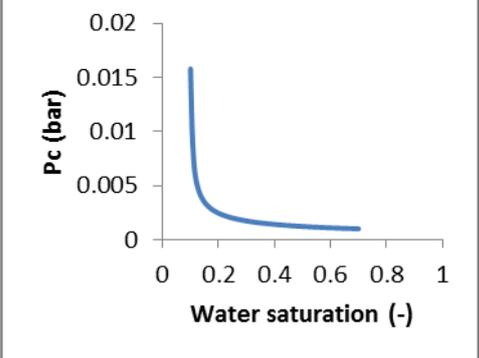
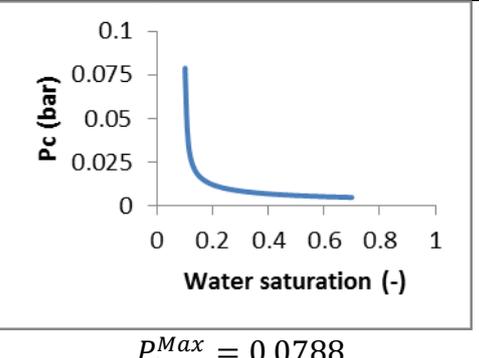
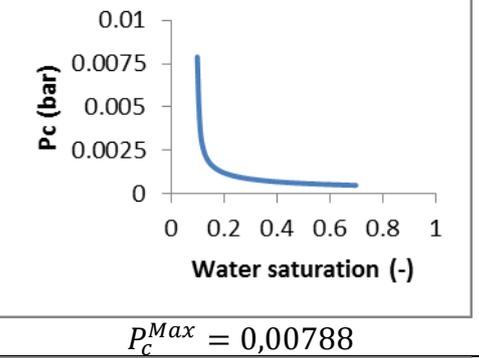
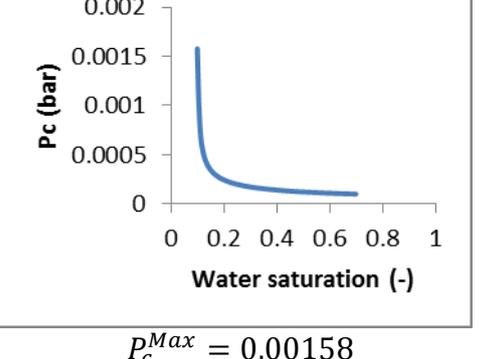
Expérience numérique	P_c (bar)	K_m (mD)	v_f (m/j)	K_f^{eq} (mD)
Expérience numérique 1	 <p style="text-align: center;">$P_c^{Max} = 0.0158$</p>	10	10	40
Expérience numérique 2	 <p style="text-align: center;">$P_c^{Max} = 0,0788$</p>	7	50	40
Expérience numérique 3	 <p style="text-align: center;">$P_c^{Max} = 0,00788$</p>	15	5	40
Expérience numérique 4	 <p style="text-align: center;">$P_c^{Max} = 0,00158$</p>	20	1	40

 Tableau 14 Différents jeux de paramètres aboutissant à la même valeur de $N_{c,mf}=2.25.10^{-2}$

L'évolution de saturation en eau dans le bloc matriciel entouré de fractures est présentée sur la Figure 52. Pour différentes valeurs de P_c^{Max} et de v_f aboutissant à une même valeur de $N_{C,mf}$, le comportement d'échange matrice-fractures est semblable pour les différentes expériences numériques. L'eau avance rapidement dans les fractures horizontales (première ligne de la figure). Il apparaît rapidement un front d'eau pénétrant dans le bloc matriciel dans le sens l'écoulement sous l'effet des forces visqueuses. L'eau pénètre également à partir des fractures horizontales. Le front d'eau continue à avancer avec une faible contribution des fractures horizontales dans le sens de l'écoulement jusqu'à envahir le bloc et expulser l'huile quasi totalement (deuxième et troisième ligne).

L'avancement du front d'eau dans le sens de l'injection (l'écoulement) se produit sous l'effet des forces visqueuses produites par le gradient de pression. La pénétration de l'eau à partir des fractures horizontales se produit également sous l'impact des effets visqueux. Elle est provoquée par une montée en pression dans ces fractures à comparer à une faible pression dans le bloc matriciel. Ainsi, les effets capillaires contribuant aux échanges matrices-fractures sont absents. Soit le comportement prévu pour une faible valeur de $N_{C,mf}$.

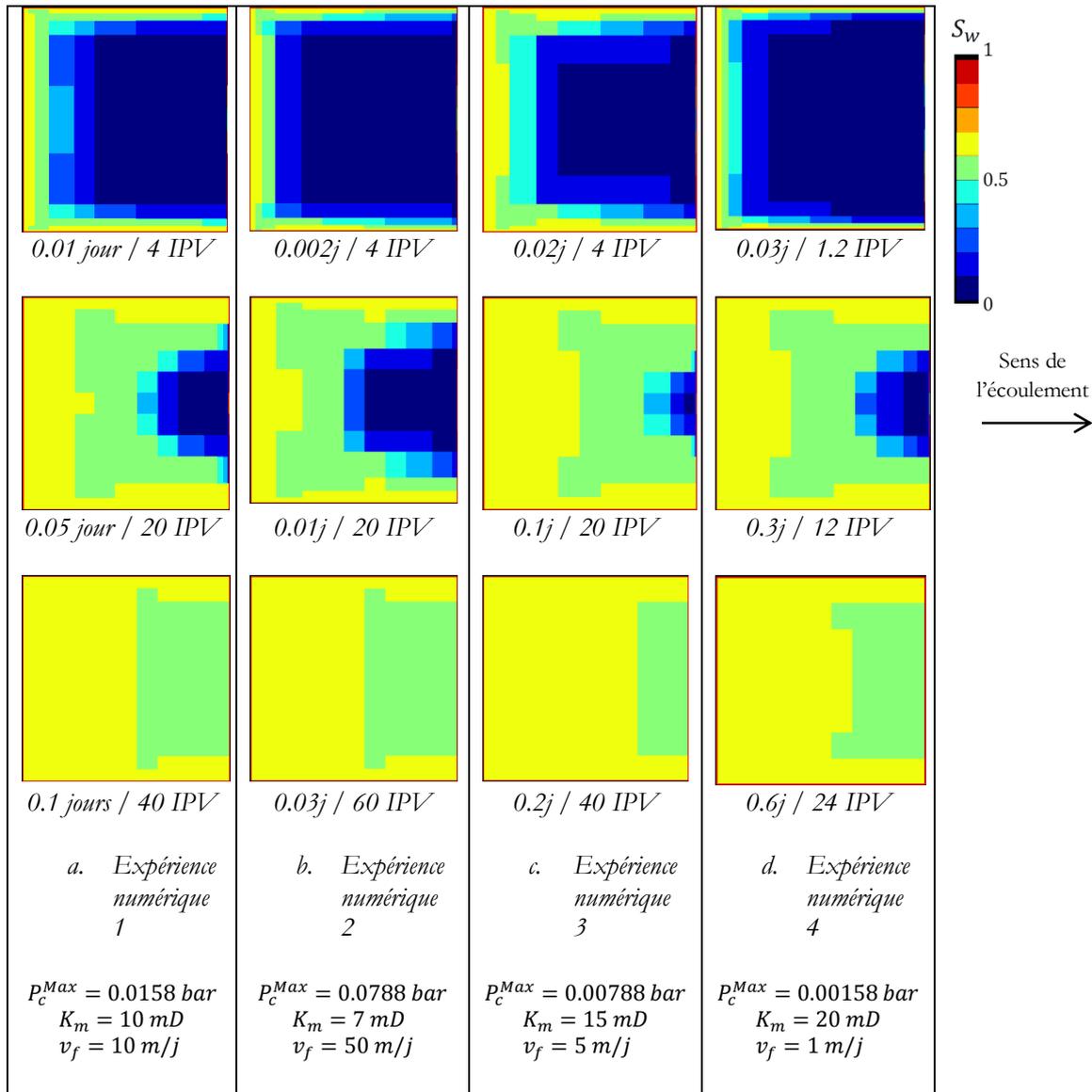
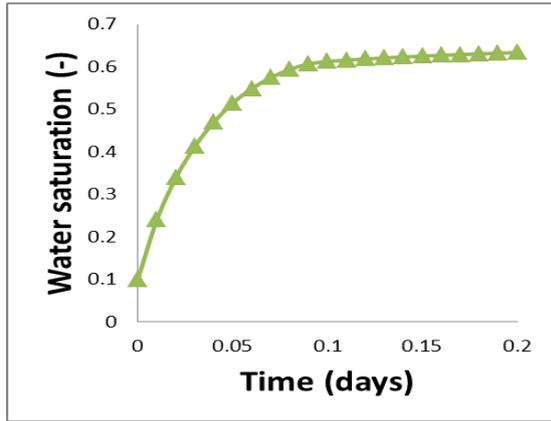
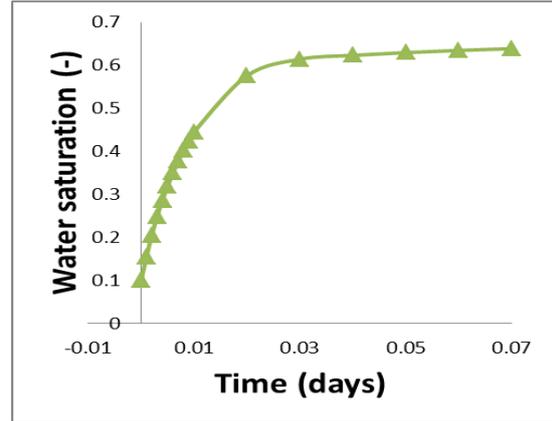


Figure 52 Evolution de la saturation en eau dans le bloc matriciel entouré de fractures suite à une injection d'eau à une vitesse constante pour différents jeux de données aboutissant à la même valeur de $N_{c,mf} = 2.25 \cdot 10^{-2}$

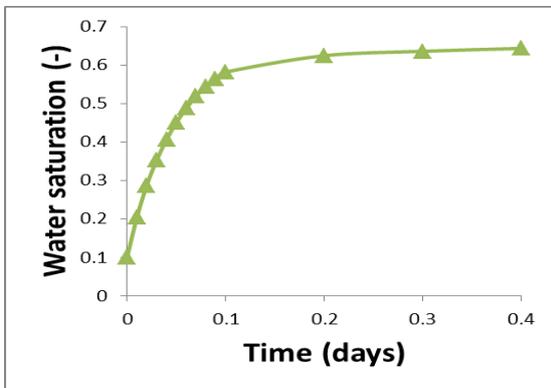
Les courbes d'évolution de la saturation en eau dans le bloc matriciel en fonction du temps pour les différentes expériences numériques sont présentées sur la Figure 53. Les différentes courbes présentent un comportement quasi-linéaire jusqu'à atteindre une saturation en eau égale à 0,6. Ainsi, la vitesse d'avancement de l'eau dans le bloc matriciel est constante, ce qui caractérise un écoulement par effets visqueux. Au-delà d'une saturation de 0,6, les échanges matrice-fractures sont plus lents. Ceci est dû à la pénétration de l'eau par effets visqueux à partir des fractures horizontales ce qui accélère les échanges au début et gêne l'avancement du front d'eau à la fin. Globalement la vidange du bloc se fait beaucoup plus rapidement (2 jours au plus tard) que dans le cas de dominance des forces capillaires (entre 20 et 100 jours) pour le même bloc. On peut constater que les forces visqueuses dominent les échanges matrice-fractures.



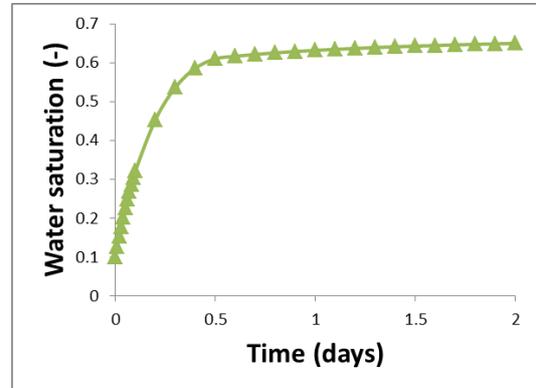
a. Expérience numérique 1
 $p_c^{Max} = 0.0158 \text{ bar}$
 $K_m = 10 \text{ mD}$
 $v_f = 10 \text{ m/j}$



b. Expérience numérique 2
 $p_c^{Max} = 0.0788 \text{ bar}$
 $K_m = 7 \text{ mD}$
 $v_f = 50 \text{ m/j}$



c. Expérience numérique 3
 $p_c^{Max} = 0.00788 \text{ bar}$
 $K_m = 15 \text{ mD}$
 $v_f = 5 \text{ m/j}$



d. Expérience numérique 4
 $p_c^{Max} = 0.00158 \text{ bar}$
 $K_m = 20 \text{ mD}$
 $v_f = 1 \text{ m/j}$

Figure 53 Courbe d'évolution de la saturation en eau dans un bloc matriciel suite à une injection d'eau dans les fractures les entourant (cf. Figure 43) pour différents jeux de données aboutissant à la même valeur de $N_{C,mf} = 2.25 \cdot 10^{-2}$

VII.3.1.3 Valeurs de transition de $N_{C,mf}$ pour lesquelles les effets d'imbibitions et visqueux coexistent

Dans le paragraphe précédent, le nombre capillaire $N_{C,mf}$ a été validé pour deux contextes : un premier contexte où les échanges matrice-fractures sont de nature purement visqueuse et un deuxième cas où ces échanges sont de nature purement capillaire. Dans cette partie, la plage de valeurs de $N_{C,mf}$ pour laquelle les effets capillaires et visqueux coexistent sera identifiée. Deux ordres de grandeur minimal et maximal délimitant cette plage de valeurs seront déterminés.

Valeur maximale de transition

Dans le paragraphe précédent pour $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^3$, les échanges matrice-fractures sont de nature purement capillaire. Dans cette partie, on reprend le bloc matriciel entouré de fractures (cf.

Figure 43). A ce modèle, les propriétés petrophysique affichés sur le Tableau 12 sont affectées. Dans le Tableau 15, trois combinaisons de valeurs de la vitesse d'injection, de la perméabilité absolue et de la pression capillaire du milieu matrice sont choisies de sorte à avoir une valeur $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^2$, soit un ordre de grandeur de moins par rapport à la valeur $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^3$ caractérisant une dominance des échanges matrice-fractures de nature capillaire. Ainsi, l'identification d'un comportement mixte (capillaire et visqueux) des échanges matrice-fractures pour $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^2$ implique que l'ordre de grandeur de 10^2 peut être considéré comme un maximum de la plage de valeur de $N_{C,mf}$ caractérisant des échanges matrice-fractures de nature mixte (capillaire et visqueuse à la fois).

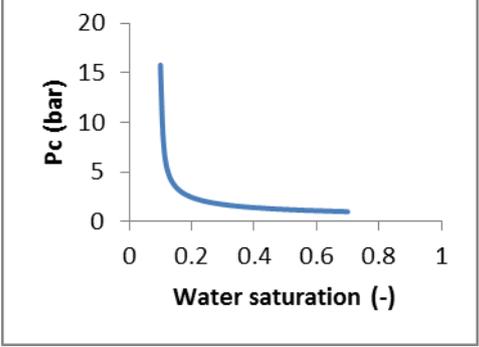
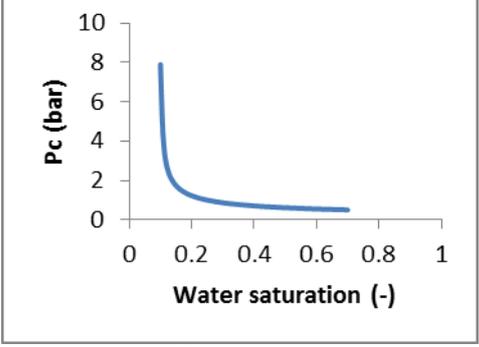
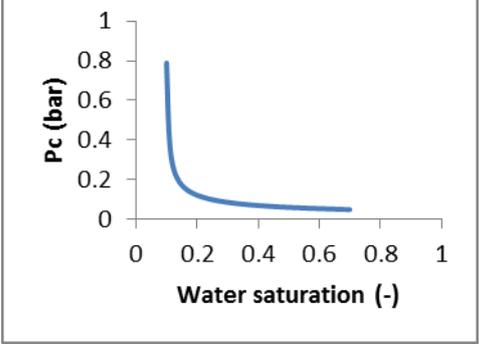
Expérience numérique	P_c (bar)	K_m (mD)	v_f (m/j)	K_f^{eq} (mD)
Expérience numérique 1	 <p style="text-align: center;">$P_c^{Max} = 15,8$</p>	2	1	40
Expérience numérique 2	 <p style="text-align: center;">$P_c^{Max} = 7,88$</p>	3	0,5	40
Expérience numérique 3	 <p style="text-align: center;">$P_c^{Max} = 1,58$</p>	4	0,1	40

Tableau 15 Différents jeux de paramètres aboutissant à la même valeur de $N_{C,mf}=2,25 \cdot 10^2$

Un état de la saturation dans le bloc matriciel entouré de fractures suite à une injection d'eau est affiché sur la Figure 54 pour trois combinaisons de paramètres pétrophysiques aboutissant à une valeur de $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^2$. Pour chacune des combinaisons, la carte de saturation montre l'émergence d'un front d'eau (par effets visqueux) évoluant dans le sens de l'écoulement avec une présence claire d'échanges matrice-fractures de nature capillaire (pénétration de l'eau à partir de la fracture verticale à droite contre le sens de l'injection). Ceci prouve que les forces capillaires et visqueuses ont, toutes les deux, contribué aux échanges matrice-fractures. Ainsi, une valeur de $N_{C,mf}$ de l'ordre de 10^2 est considérée comme un maximum de la plage de valeurs de ce nombre adimensionnel, caractérisant un régime d'échanges matrice-fractures de nature mixte (capillaire et visqueuse).

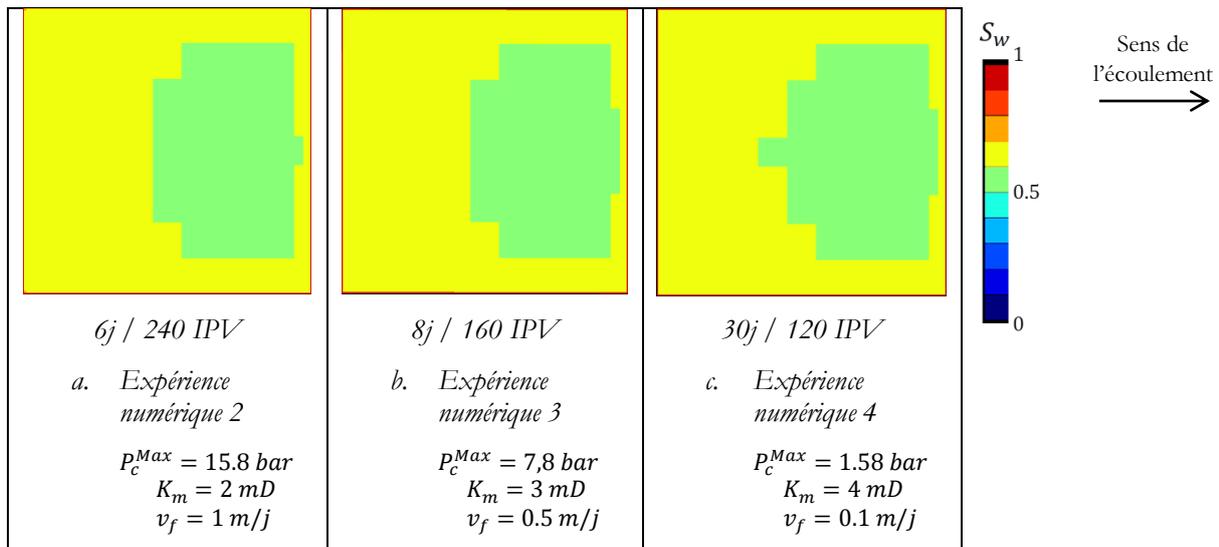


Figure 54 Etat de la saturation dans le bloc matriciel entouré de fractures suite à une injection d'eau à une vitesse constante pour différents jeux de données aboutissant à la même valeur de $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^2$

Valeur minimale de transition

Dans le paragraphe VII.3.1.2 pour $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^{-2}$, les échanges matrice-fractures sont de nature purement visqueuse. Dans cette partie, on reprend le bloc matriciel entouré de fractures (cf. Figure 43). A ce modèle, les propriétés pétrophysiques affichées sur le Tableau 12 sont affectées. Dans le Tableau 16, trois combinaisons de valeurs de la vitesse d'injection, de la perméabilité absolue et de la pression capillaire du milieu matrice sont choisies de sorte à avoir une valeur $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^{-1}$, soit un ordre de grandeur de plus par rapport à la valeur $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^{-2}$ caractérisant une dominance des échanges matrice-fractures de nature visqueuse. Ainsi, l'identification d'un comportement mixte (capillaire et visqueux) des échanges matrice-fractures pour $N_{C,mf} = 2,25 \cdot 10^{-1}$ implique que l'ordre de grandeur de 10^{-1} peut être considéré comme un minimum de la plage de valeur de $N_{C,mf}$ caractérisant des échanges matrice-fractures de nature mixte (capillaire et visqueuse à la fois).

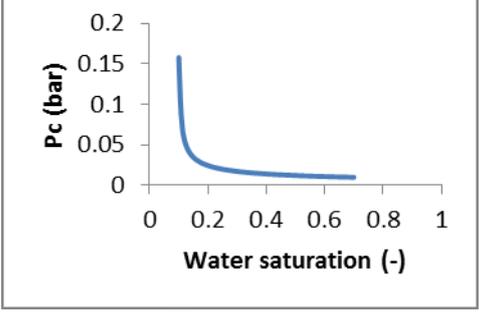
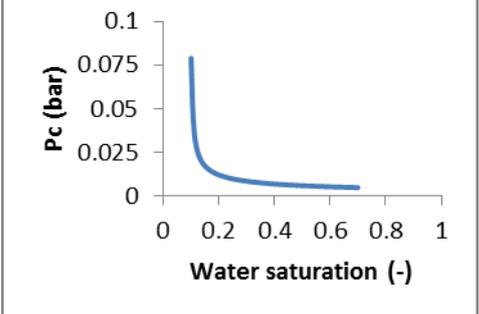
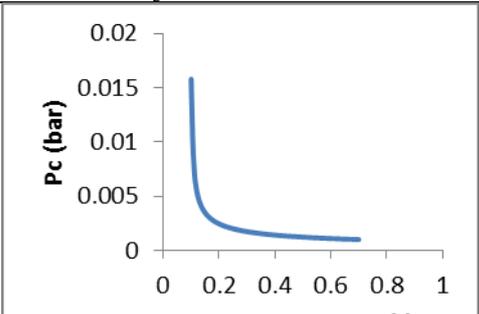
Expérience numérique	P_c (bar)	K_m (mD)	v_f (m/j)	K_f^{eq} (mD)
Expérience numérique 1	 <p style="text-align: center;">$P_c^{Max} = 0,158$</p>	5	10	40
Expérience numérique 2	 <p style="text-align: center;">$P_c^{Max} = 0,0788$</p>	7	5	40
Expérience numérique 3	 <p style="text-align: center;">$P_c^{Max} = 0.0158$</p>	10	1	40

 Tableau 16 Différents jeux de paramètres aboutissant à la même valeur de $N_{c,mf} = 2.25 \cdot 10^{-1}$

Un état de la saturation dans le bloc matriciel entouré de fractures suite à une injection d'eau est affiché sur la Figure 55 pour trois combinaisons de paramètres petrophysiques aboutissant à une valeur de $N_{c,mf} = 2,25 \cdot 10^{-1}$. Pour chacune des combinaisons, la carte de saturation montre la dominance d'un front d'eau de nature visqueuse évoluant dans le sens de l'écoulement avec une présence légère d'échanges matrice-fractures de nature capillaire (légère pénétration de l'eau à partir de la fracture verticale à droite contre le sens de l'injection indiquée par les ellipses rouges). Ceci prouve que les forces capillaires et visqueuses ont, toutes les deux, contribué aux échanges matrice-fractures. Ainsi, une valeur de $N_{c,mf}$ de l'ordre de 10^{-1} est considérée comme un minimum de la plage de valeurs de ce nombre adimensionnel, caractérisant un régime d'échanges matrice-fractures de nature mixte (capillaire et visqueuse).

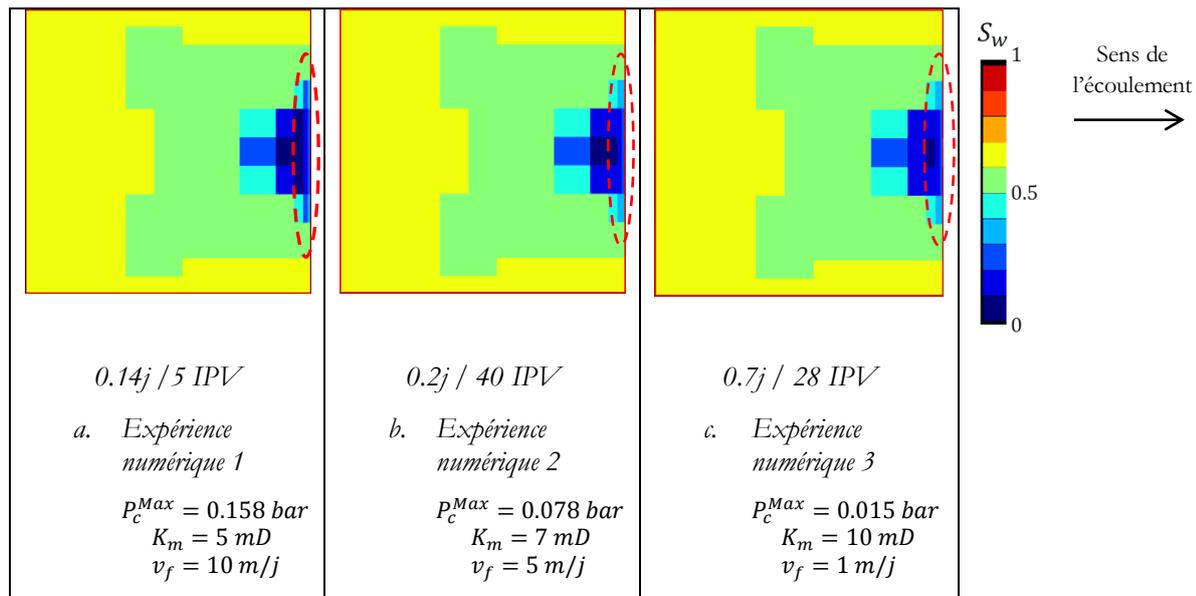


Figure 55 Etat de la saturation en eau dans le bloc matriciel entouré de fractures suite à une injection d'eau à une vitesse constante pour différents jeux de données aboutissant à la même valeur de $N_{c,mf} = 2.25 \cdot 10^{-1}$

Cartographie de la nature des échanges matrice-fractures

Suite aux différentes simulations et conclusions obtenues dans le cadre de ce test, une cartographie des différentes zones de domination des effets capillaires et visqueux a été établie (cf. Figure 56). Cette cartographie permet d'identifier la nature des échanges matrice-fractures à partir de la vitesse d'injection et de la pression capillaire maximale. Cette cartographie est valide pour le bloc matriciel entouré de fractures étudié dans le cadre de ce test de validation (cf. paragraphe VII.3.1). Elle reste utile pour des blocs matriciels de valeurs comparables de la taille du bloc et de la perméabilité équivalente du réseau de fractures (dans la direction de l'écoulement). Il suffit de restituer le même ordre de grandeur.

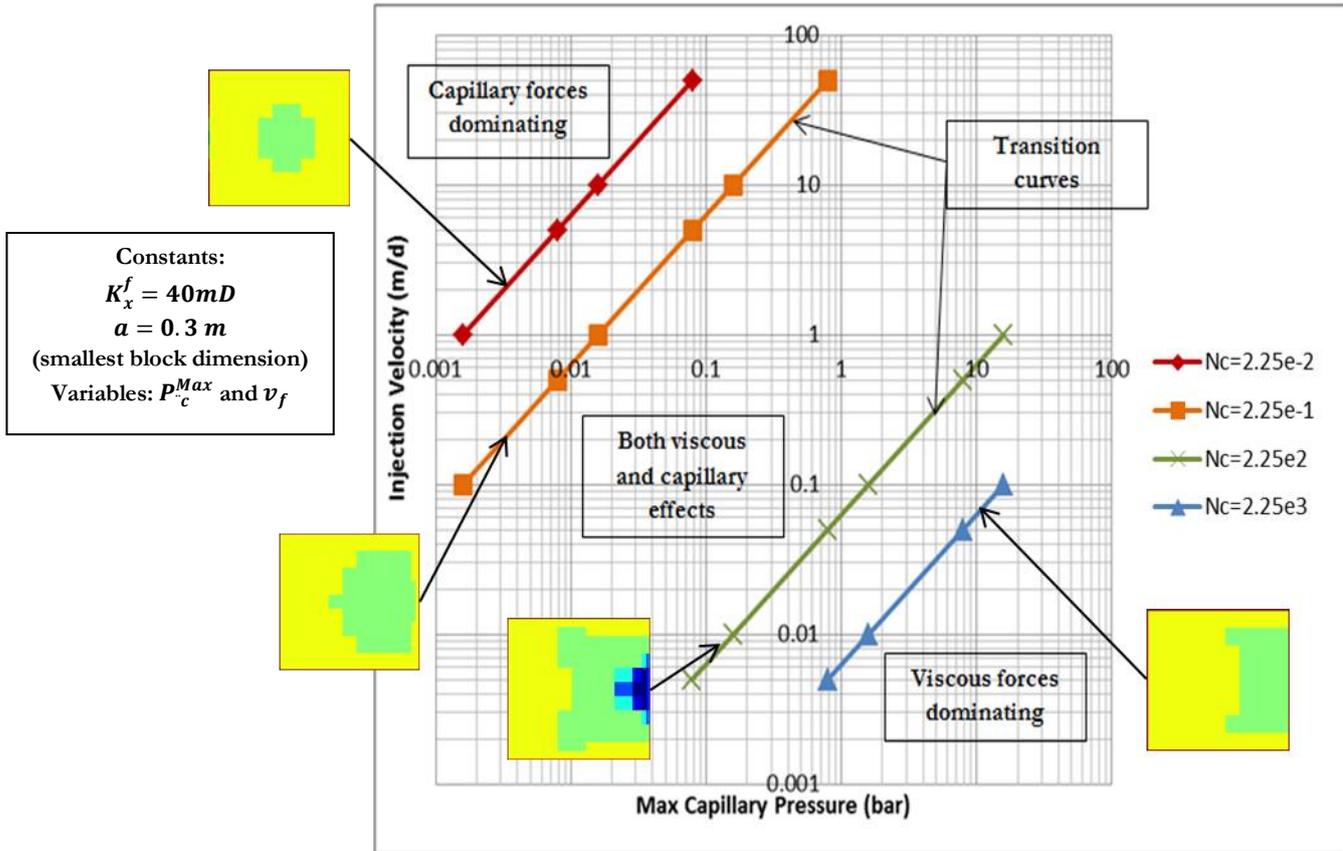


Figure 56 Une cartographie identifiant les différentes zones de dominances d'échanges matrice-fractures de nature capillaire, visqueuse ou mixte pour un bloc de petite dimension égale à 0.5 m et de perméabilité fracture équivalente dans le sens de l'écoulement (axe des X) égale à 40 mD

VII.3.2 Sur cas test 2D d'un réservoir fracturé

VII.3.2.1 Calcul du nombre capillaire matrice-fractures pour un réservoir fracturé

Pour calculer $N_{C,mf}$ pour un réservoir fracturé, il suffit de calculer la perméabilité équivalente du réseau de fractures K_f^{eq} dans la direction d'écoulement, et prendre la petite dimension du bloc représentatif comme la dimension de bloc contraignante, a , dans la formulation (VII.13).

VII.3.2.2 Tests effectués et résultats

La simulation d'injection d'eau (Paragraphe VI.3.2.1) appliquée au premier cas test 2D (cf. Figure 32) est reprise avec les mêmes conditions aux limites et les mêmes considérations numériques. On affecte à ce cas test, trois jeux de paramètres de manière à avoir trois valeurs de $N_{C,mf}$ correspondant à trois comportements d'échanges matrice-fractures différents (cf. Tableau 17) : capillaires dominants ($N_{C,mf} = 4.3 \cdot 10^3$), visqueux dominants ($N_{C,mf} = 4.3 \cdot 10^{-2}$) et mixtes ($N_{C,mf} = 4.3$). Les propriétés petrophysiques communes affectées aux blocs matriciels et aux fractures sont présentées sur le Tableau 12.

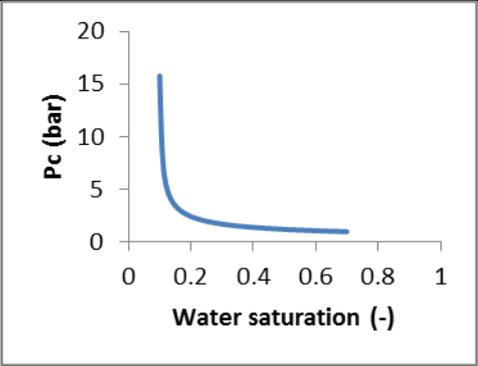
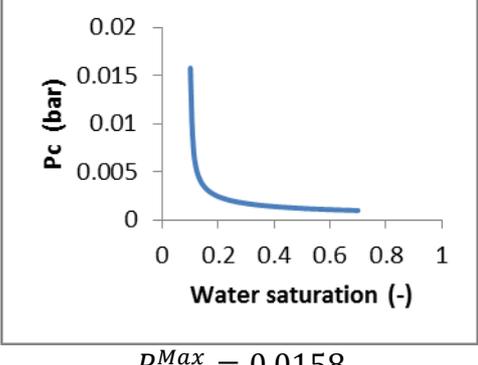
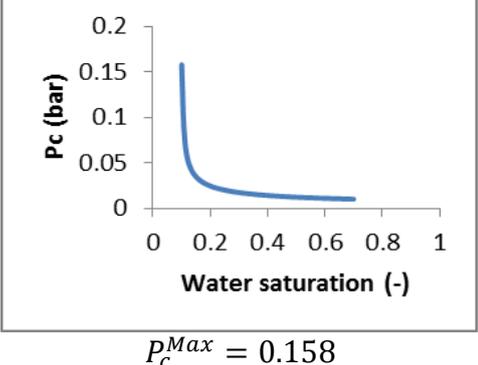
P_c (bar)	K_m (mD)	v_f (m/j)	$N_{c,mf}$ (-)
 <p>$P_c^{Max} = 15.8$</p>	2	0.1	$4.3 \cdot 10^3$
 <p>$P_c^{Max} = 0.0158$</p>	10	10	$4,3 \cdot 10^{-2}$
 <p>$P_c^{Max} = 0.158$</p>	10	1	4,3

Tableau 17 Différents paramètres pétrophysiques choisis pour avoir trois valeurs de $N_{c,mf}$ représentant trois comportements d'échanges matrice-fractures différents.

Les dimensions du bloc représentatif et les perméabilités équivalentes du réseau de fractures de ce cas test 2D ont été calculées dans le chapitre précédent (Tableau 4 et Tableau 6). Pour le calcul de $N_{c,mf}$ on a considéré la perméabilité équivalente du DFN dans la direction X (direction de l'écoulement) K_X^f (=46,42 mD) et la plus petite dimension du bloc représentatif notée s_y (=0.306 m).

Les cartes de saturation en eau pour les trois jeux de paramètres différents sont présentées sur la Figure 57. Sur la Figure 57.a, l'eau pénètre dans le bloc de manière spontanée à partir de toutes les fractures l'entourant. Les échanges matrice-fractures sont dominés par l'imbibition. Ceci concorde avec la valeur de $N_{c,mf}$ (= $4.3 \cdot 10^3$) la correspondant. Sur la Figure 57.b, l'avancement

d'eau dans les blocs matriciels a lieu par effet piston (voir symboles noirs). Ce type d'écoulement caractérise la pénétration par effets visqueux. Ceci est en cohérence avec la valeur de $N_{C,mf}$ ($= 4.3 \cdot 10^{-2}$) lui correspondant. Sur la Figure 57.c, l'avancement d'eau dans les blocs matriciels a un caractère mixte entre avancement par effet piston et imbibition spontanée (voir l'intérieur des ellipses rouges). On constate que les forces capillaires et visqueuses contribuent à l'écoulement. Ceci est confirmé par une valeur de $N_{C,mf}$ ($= 4.3$) qui appartient à la plage des valeurs correspondant à des échanges matrice-fractures mixtes.

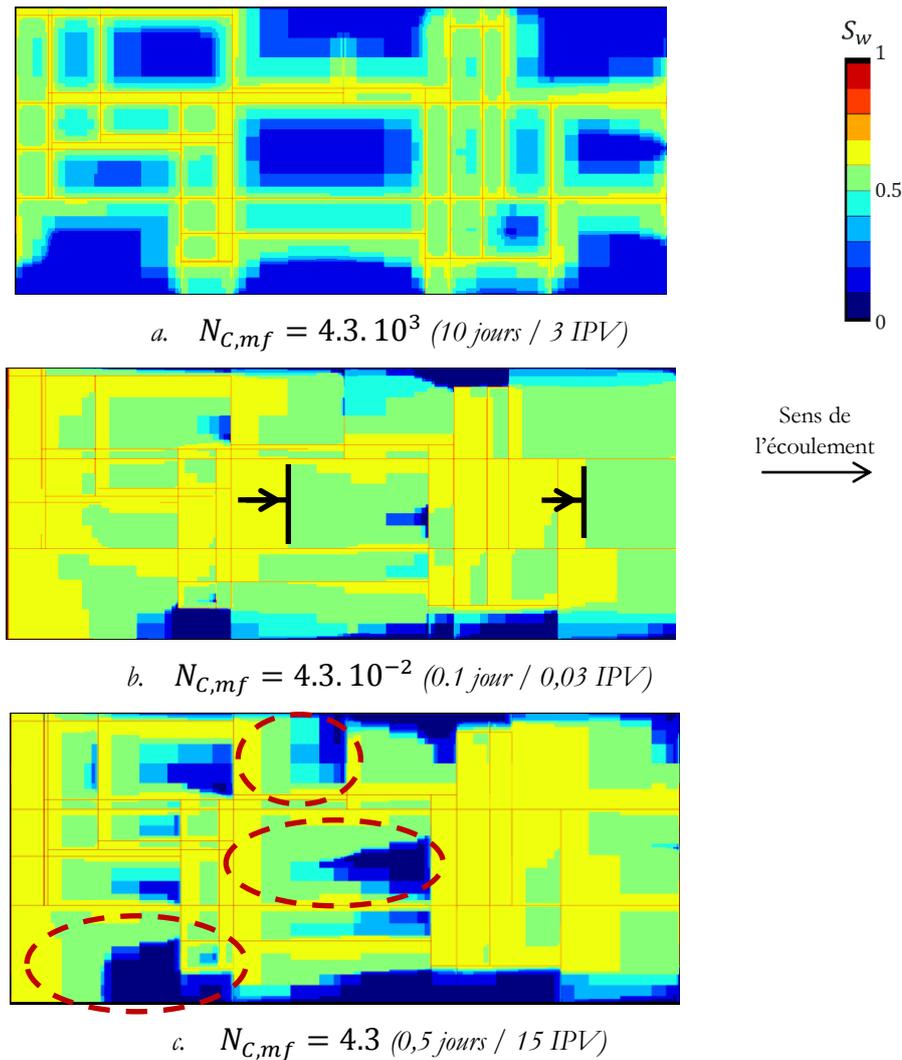


Figure 57 Evolution de la saturation dans le réservoir fracture suite à une injection d'eau à vitesse constante pour trois jeux de paramètres différents

VII.4 Conclusions du chapitre

Une étude bibliographique exposant les différents travaux sur l'analyse dimensionnelle a été faite. Dans cette étude, ont été exposés les différents nombres adimensionnels d'usage courant et leurs

différentes utilités avec un focus sur le nombre capillaire dans un contexte d'écoulement diphasique.

Une analyse dimensionnelle adaptée à un contexte d'écoulement diphasique eau-huile sans gravité dans les réservoirs fracturés a été menée. Cette analyse se base sur une expérience d'injection d'eau dans un bloc matriciel entouré de fractures, initialement saturé à l'huile. Elle a abouti à un nombre adimensionnel dépendant de la perméabilité équivalente du réseau de fractures, de la vitesse d'injection, de la pression capillaire maximale et de la plus petite dimension du bloc. Ce nombre adimensionnel est noté le nombre capillaire matrice-fractures. Pour des valeurs supérieures à 10^2 les forces capillaires dominent les échanges entre le bloc matriciel et les fractures les entourant. Pour des valeurs inférieures à 10^{-1} ce nombre capillaire indique que les échanges sont dominés par les effets des forces visqueuses.

En pratique, ce nombre adimensionnel permet d'identifier -dans une phase de récupération d'huile améliorée par injection du mélange eau-polymère- si les échanges matrice-fractures seront dominés par des effets visqueux ou des effets capillaires. On évite ainsi de nombreuses simulations et manipulations au laboratoire ou du moins on les planifiera à bon escient.

Pour valider le nombre capillaire matrice-fractures, des simulations numériques d'injection d'eau ont été effectuées sur le bloc matriciel entouré de fractures et sur un cas test 2D d'un réservoir fracturé. Les différentes simulations ont donné une nature d'échanges matrice fractures en cohérence avec la valeur du nombre adimensionnel $N_{C,mf}$. Différentes simulations sur un modèle présentant un nombre capillaire égal mais des propriétés pétrophysiques différentes ont témoigné des échanges matrice-fractures de même nature. Pour les tests effectués, on a pu vérifier que même pour différents jeux de paramètres pétrophysiques, en cas d'égalité du nombre capillaire, la nature des forces dominant les échanges entre les blocs matriciels et le réseau de fractures est la même.