
Les Réservoirs Fracturés

Les réservoirs fracturés englobent tous les réservoirs conventionnels qui contiennent des discontinuités suffisamment nombreuses et connectées pour modifier substantiellement les écoulements. Dans cette partie, on explique, tout d'abord, le processus de formation d'un réservoir conventionnel. Ce processus aboutit à la formation du système pétrolier. Ensuite, on introduit les différents types de discontinuités que contient un réservoir fracturé en explicitant les mécanismes qui ont abouti à la formation de ces discontinuités ainsi que ces différentes caractéristiques. Puis, on se concentre sur l'influence de la morphologie de la fracture sur la perméabilité du réservoir. Enfin, on donne une classification des réservoirs fracturés.

II.1 Le système pétrolier

La formation d'un réservoir pétrolier est la conséquence de l'accumulation de la matière organique dans une roche faiblement poreuse et perméable appelée la roche mère. Le dépôt des différentes couches sédimentaires au-dessus de la roche mère provoque l'augmentation de la pression et de la température à l'intérieur de cette roche. Ceci provoque la maturation de la matière organique. Ainsi, se forment des hydrocarbures sous forme liquide ou gazeuse qui seront, par la suite, expulsés de cette roche mère. Les hydrocarbures expulsés montent sous l'effet du contraste de densité à travers différentes couches jusqu'à être piégés à l'intérieur d'une roche perméable et poreuse appelée roche réservoir. Cette roche doit être impérativement couverte par une roche imperméable (d'argile par exemple) pouvant piéger ces hydrocarbures. Cette structure est appelée piège. Ce processus aboutissant à l'obtention d'un réservoir pétrolier est appelé système pétrolier (Figure 5). Ce processus est très lent. Il dure des millions d'années.

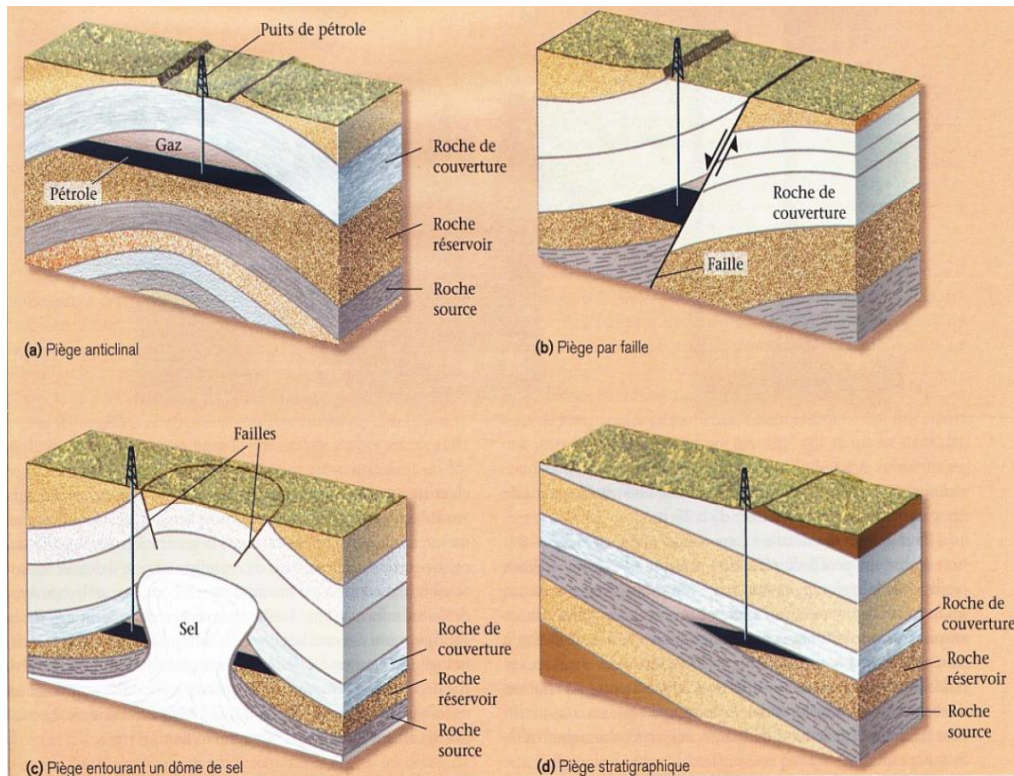


Figure 5 Des réservoirs pétroliers avec différents types de pièges.

Source : [16]

II.2 Les fractures

Le mouvement continu des plaques tectoniques provoque des accidents géologiques dans les différentes couches sédimentaires. La conséquence de ces accidents peut se manifester sous forme de discontinuités au niveau des différentes couches géologiques. On parle ici de fractures et failles. On donne dans la Figure 6 un exemple de réservoir fracturé.

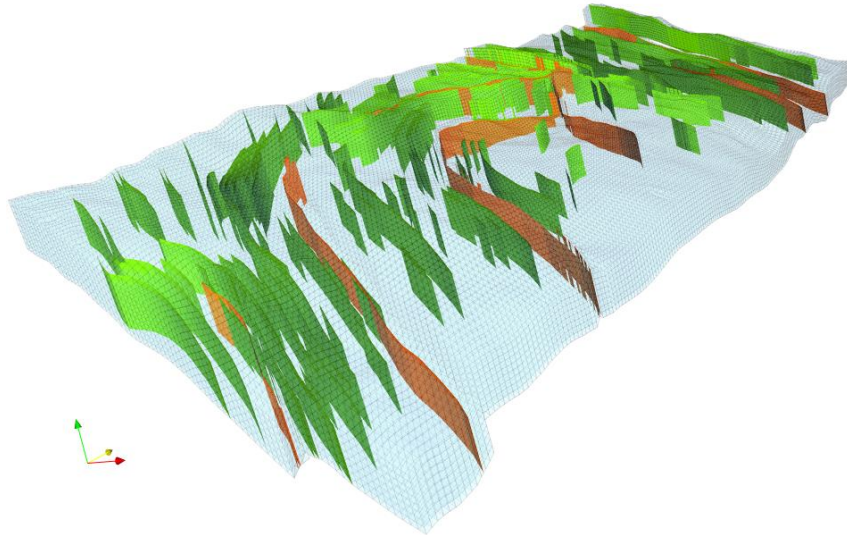


Figure 6 Exemple de réservoir fracturé avec un réseau généré statistiquement.

Source : [17]

II.2.1 Différents types de discontinuités dans un réservoir fracturé

Le degré de fracturation d'une roche est un paramètre très important qui définit le potentiel de cette roche à jouer le rôle d'un réservoir pétrolier. Les fractures sont des discontinuités dans un volume rocheux causées par des contraintes de pression appliquées à ce volume lors de la formation (pression appliquée par les couches supérieures par exemple) ou bien après (séismes, mouvements tectoniques). On peut distinguer trois types de fractures selon le sens de déplacement la provoquant :

- Les fractures de dilatation ou joints : Le déplacement des deux compartiments de la roche a eu lieu perpendiculairement à la surface de la fracture.
- Les fractures de cisaillement ou failles : Elles sont produites suite à des mouvements de cisaillement entre les deux compartiments. C'est à dire, parallèlement à la surface de la fracture.
- Les fractures de pression : Elles sont formées suite à des mouvements inverses à ceux qui sont à l'origine des joints.

L'extension et le rejet peuvent aussi être un critère de classification des fractures. Ainsi, on distingue :

- Les failles sismiques : ce sont les failles dont l'extension est suffisamment importante pour être détectées par l'exploration sismique.
- Les failles sub-sismiques : ce sont les failles dont l'extension n'est pas assez importante pour être détectée par la sismique. Des algorithmes géostatistiques sont utilisés pour

générer ces failles lors de la modélisation des réservoirs fracturés, par extrapolation des connaissances collectées sur les failles sismiques [17].

- Les fractures diffuses : Il s'agit de l'échelle de fracturation la plus petite. Ces petites fractures sont observées au niveau des puits. Tout comme les failles sub-sismiques, elles sont générées statistiquement lors de la modélisation des réservoirs.

Dans le cadre de cette thèse, on ne s'intéresse qu'aux fractures diffuses. Les failles ne seront pas prises en compte (plus précisément on admet qu'elles sont explicitement représentées dans le modèle, donc ne posent pas de réel problème de changement d'échelle).

II.2.2 Propriétés des fractures

II.2.2.1 La longueur et la forme

La fracture est une discontinuité plane. Elle est modélisée dans l'espace tridimensionnel par une surface ayant une forme polygonale ou elliptique. Dans ce même espace, la fracture est caractérisée par la longueur du grand rayon de l'ellipse. Dans l'espace bidimensionnel, la fracture est modélisée par un segment de droite correspondant à l'intersection entre la fracture et le plan d'observation. La longueur de la fracture est elle-même, la longueur de ce segment de droite.

II.2.2.2 L'orientation (azimut) et le pendage (dip)

L'orientation (ou azimut) est l'angle moyen formé par le linéament d'une fracture par rapport à la direction nord. Le pendage (ou dip) est l'angle entre le plan de faille et le plan horizontal (voir Figure 7).

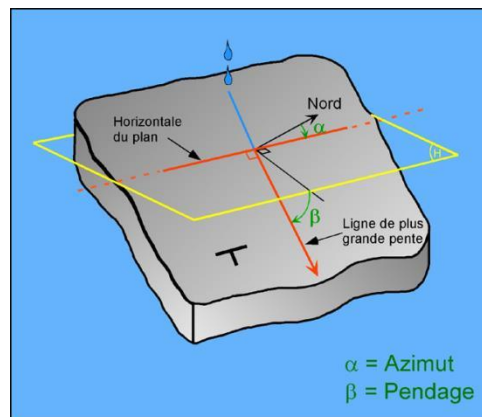


Figure 7 Azimut (orientation, dans le cas d'un plan de faille) et pendage d'un plan incliné.

Source : [18]

II.2.2.3 L'ouverture

L'ouverture est la distance entre les deux lèvres de la fracture. C'est la caractéristique la plus importante car elle contrôle la quasi-totalité des propriétés d'écoulement et de transfert à travers cette fracture.

Dans le cadre de la modélisation du réservoir, ces caractéristiques des fractures sont générées statistiquement [17].

II.3 Influence de la morphologie de la fracture sur la perméabilité du réservoir

La perméabilité du réservoir est fortement influencée par la morphologie de ses différentes fractures. A la base, on peut distinguer quatre morphologies différentes de la fracture :

- fractures ouvertes : l'espace séparant les deux lèvres de la fracture n'est pas rempli de matériaux (dont l'origine peut être la diagenèse ou une déformation).
- fractures remplies de minéraux : ces minéraux sont soit formés par diagenèse soit par altération. Ce sont principalement le quartz, les carbonates ou un mélange des deux.
- fractures vacuolaires : il s'agit de la conséquence d'une altération ayant lieu à proximité des fractures. Cette altération est causée par la pénétration d'un fluide dans une zone matricielle peu poreuse.

La morphologie des fractures influence la perméabilité directionnelle de la masse rocheuse [19]. En effet, la fracture ouverte augmente la perméabilité du réservoir dans la direction de la fracture. Pour les directions la traversant, la fracture joue le rôle des pores de la matrice et la perméabilité n'est pas modifiée. Une fracture remplie de gouge, réduit la perméabilité dans les directions qui traversent celle de la fracture. Dans la direction de la fracture, la perméabilité n'est pas modifiée. Une fracture remplie à faces lisses augmente la perméabilité dans sa direction et la diminue à travers. Les fractures vacuolaires jouent le même rôle que les fractures ouvertes. Dans le cadre de cette thèse, on ne considère que les fractures ouvertes.

II.4 Classification des réservoirs fracturés

Dans un réservoir pétrolier, les fractures peuvent favoriser la conduction des fluides dans un volume rocheux. Elles peuvent également jouer le rôle de barrières à l'écoulement. Ceci dépend de son historique de genèse et de la connectivité entre les différentes fractures.

Nelson [19] se base sur les paramètres de l'écoulement des fractures et du milieu matriciel pour classer les réservoirs fracturés selon 4 types :

- Type I : La fracture assure majoritairement la capacité de stockage et la perméabilité du réservoir. La matrice est de faibles porosité et perméabilité.
- Type II : La matrice rocheuse assure le stockage des hydrocarbures alors que les fractures assurent la perméabilité du réservoir. La matrice est de faible perméabilité mais sa porosité peut être modérée ou même importante.
- Type III : La fracture assure une perméabilité qui, s'ajoutant à la bonne perméabilité et porosité de la matrice, donne un réservoir dont la production est très économique.
- Type IV : Les fractures sont des barrières à l'écoulement. Elles accentuent l'anisotropie du réservoir sans contribuer à sa capacité de stockage ou à sa perméabilité.

Dans le cadre de cette thèse, on considère seulement les réservoirs fracturés du type II et III.

Chapitre III. Simulation d'écoulements dans les réservoirs fracturés : modélisation physique et mathématique

Le modèle géologique obtenu après la phase d'exploration est décrit principalement par les paramètres géométriques (dimensions, étendue du réservoir...etc) et pétrophysiques (perméabilités absolues des roches, viscosités et densités des fluides...etc) du réservoir [20]. En partant de ce modèle, une simulation de réservoir fournit une prévision du comportement des fluides en place dans le gisement (saturations, pression, débit ...) pendant les différentes phases de récupération d'huile. On peut ainsi tester divers scénarii de production, l'effet de nouveaux forages etc... pour définir la manière dont le réservoir sera mis en production.

Pour atteindre cet objectif, une simulation d'écoulement dans un réservoir pétrolier nécessite la traduction de la physique des écoulements dans le réservoir en un modèle mathématique. Ce modèle mathématique implique une discrétisation des équations décrivant l'écoulement dans le réservoir prenant en compte les conditions aux limites. Ces équations mathématiques mettent en relation les paramètres statiques (perméabilités, densités, viscosités...) avec les inconnues (pression, saturations...). Le résultat d'une simulation numérique n'est autre que la résolution numérique de ce système d'équations en donnant l'évolution des inconnues en fonction du temps connaissant les paramètres statiques.

Le modèle mathématique dépend strictement du contexte physique. Dans le cas des simulations de réservoir, ce contexte physique est défini par le degré d'hétérogénéité du milieu géologique (existence de fractures en particulier) et du type d'écoulement (monophasique, diphasique, conditions thermodynamiques etc...).

Dans ce paragraphe, on présente, d'abord, la formulation mathématique correspondant à la simulation d'écoulement monophasique dans les milieux géologiques en général (applicable aux réservoirs fracturés). Ensuite, on présente les différents paramètres pétrophysiques qui rentrent en jeu dans un contexte d'écoulement diphasique. Enfin, le système mathématique modélisant l'écoulement diphasique est présenté.

III.1 Écoulement monophasique

III.1.1 Contexte Physique

Lors de la première phase de production des réservoirs fracturés, le forage d'un puits stimule un écoulement spontané de l'huile vers le puits via les fractures en réponse à la différence de pression entre le gisement et le puits et entre la matrice rocheuse et les fractures. On se place ainsi dans le contexte d'un écoulement monophasique.

III.1.2 Formulation mathématique

L'écoulement monophasique dans les milieux géologiques poreux est régi par deux équations : la loi de Darcy et la loi de conservation de masse. Dans le cadre de cette thèse, les effets gravitaires ne sont pas pris en compte. Les équations présentées dans ce rapport, contiennent tout de même des termes traduisant ces effets.

III.1.2.1 Loi de Darcy

La loi de Darcy exprime la relation entre la vitesse d'écoulement d'un fluide et un gradient de pression. Il s'agit d'une loi empirique mise en évidence par Henry Darcy en 1856 [21], pour modéliser l'écoulement d'eau dans une colonne de sable. La loi de Darcy pour un écoulement monophasique unidirectionnel (dans la direction X) s'écrit comme suit:

$$v = -\frac{K \Delta P}{\mu \Delta x} \quad (\text{III.1})$$

$\frac{\Delta P}{\Delta x}$ est le gradient de pression linéaire unidirectionnel qui crée cet écoulement.

Cette loi a été généralisée pour être appliquée dans le cas d'un écoulement multidirectionnel. La forme vectorielle de la loi de Darcy s'écrit comme suit :

$$\vec{v} = -\frac{\bar{K}}{\mu} \cdot \vec{\nabla} P \quad (\text{III.2})$$

\bar{K} est la perméabilité du milieu poreux sous sa forme tensorielle.

III.1.2.2 Loi de la conservation de masse

Comme son intitulé l'indique, cette loi stipule que les différents composés en écoulement se conservent. Cela signifie que, dans chaque volume du milieu poreux, en l'absence de réaction chimique, le bilan des flux rentrant et sortant d'un composé rend compte de l'accumulation du dit composé. L'équation de conservation de masse s'écrit comme suit :

$$\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} - \nabla \cdot (\rho\vec{v}) = s \quad (\text{III.3})$$

s présente un débit volumétrique élémentaire traduisant l'apport d'un terme source (un puits par exemple). Pour un fluide injecté s est positif, tandis qu'en production s est négatif.

III.1.2.3 Equation d'écoulement monophasique

En combinant les deux équations (III.2) et (III.3), on obtient l'équation suivante :

$$\frac{\partial(\phi\rho)}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\rho \frac{\bar{K}}{\mu} \cdot \vec{\nabla} P \right) = s \quad (\text{III.4})$$

Il s'agit de l'équation d'écoulement monophasique dans les milieux géologiques. Pour obtenir une formulation mathématique complète, on ajoute les conditions aux limites et les équations traduisant le changement d'état physique du fluide.

III.2 Ecoulement diphasique immiscible eau huile

La première phase de production d'un réservoir pétrolier est marquée par un écoulement spontané de l'huile vers les premiers puits forés via les fractures en réponse à la différence de pression entre le gisement et le puits et entre la matrice rocheuse et les fractures. Ce processus est accompagné par une chute de pression dans le réservoir jusqu'à la fin de cette déplétion primaire de l'huile. Pour stimuler la production d'huile, une solution commune est l'injection d'eau (ou le waterflooding en anglais).

III.2.1 Injection d'eau (waterflood) dans un réservoir fracturé

L'injection d'eau est le procédé le plus utilisé en récupération secondaire dans un réservoir fracturé [22]. L'eau injectée s'écoule de manière préférentielle dans le réseau de fractures. Cela favorise la mise en place de nouvelles conditions aux limites au bloc matriciel, en l'occurrence une forte saturation en eau. Il faut donc décrire le remplacement de l'huile par de l'eau au sein des blocs matriciels. Le déplacement de l'huile par l'eau se fait principalement par trois mécanismes différents : L'imbibition spontanée, le couplage visqueux et les effets gravitaires. De façon générale, le caractère fracturé peut accroître ou bien diminuer la capacité de production d'un réservoir [23]. Dans le cadre de cette thèse on se limite aux deux premiers mécanismes et on ne tient pas compte des effets gravitaires.

III.2.1.1 *Imbibition spontanée*

Certaines roches ont des propriétés physico chimiques particulières favorisant la pénétration ou non de certains fluides (tels que l'eau) et l'expulsion d'autres fluides (l'huile par exemple). L'une de ces propriétés est la mouillabilité. Pour une roche mouillable à l'eau, la pénétration de l'eau et l'expulsion de l'huile de manière spontanée s'appelle imbibition. Ce mécanisme est d'autant plus efficace que les blocs matriciels sont de petites dimensions (voir annexe C).

III.2.1.2 *Couplage visqueux sous l'effet de la vitesse d'écoulement*

L'injection d'eau provoque la montée en pression et crée, par les effets de l'hétérogénéité en perméabilité entre les fractures et la matrice, un gradient de pression entre ces milieux. Ce gradient de pression établi entre les fractures et le bloc matriciel conduit à créer des échanges de fluide entre les fractures et les blocs de matrice.

L'injection d'eau dans le réservoir impose de prendre en compte les interactions entre l'eau et l'huile. On se place ainsi dans le contexte d'écoulement diphasique. Ceci implique l'introduction de deux nouveaux paramètres tenant compte de ces interactions : la perméabilité relative et la pression capillaire.

III.2.2 Paramètres d'écoulement diphasique immiscible

On s'intéresse dans ce paragraphe aux deux paramètres caractérisant un écoulement diphasique dans un milieu poreux, hétérogène ou fracturé. Il s'agit de la pression capillaire et de la perméabilité relative. Pour chacun des deux paramètres, on donne sa signification physique, son expression et son évolution avec la saturation des deux fluides en place dans le réservoir fracturé.

III.2.2.1 Pression capillaire

Expérience de montée capillaire de Marle [24]

Soit un tube capillaire de rayon r rempli à l'instant initial par du gaz. On met ce tube en contact avec un fluide (cf. Figure 8.a). Dans certaines conditions microscopiques liées à la nature du triplet (gaz-fluide-tube capillaire), le fluide va monter jusqu'à atteindre une hauteur h entre les points A et B (cf. Figure 8.b). Cette hauteur correspond à l'équilibre entre deux pressions : la pression entre le fluide et le gaz dans le tube capillaire et la pression hydrostatique entre les deux points A et B (P_A et P_B). La première pression définit un état d'équilibre microscopique entre le triplet gaz-fluide-solide (tube capillaire). Elle est également notée, pression capillaire. Elle est d'autant plus importante que le rayon du tube est faible.

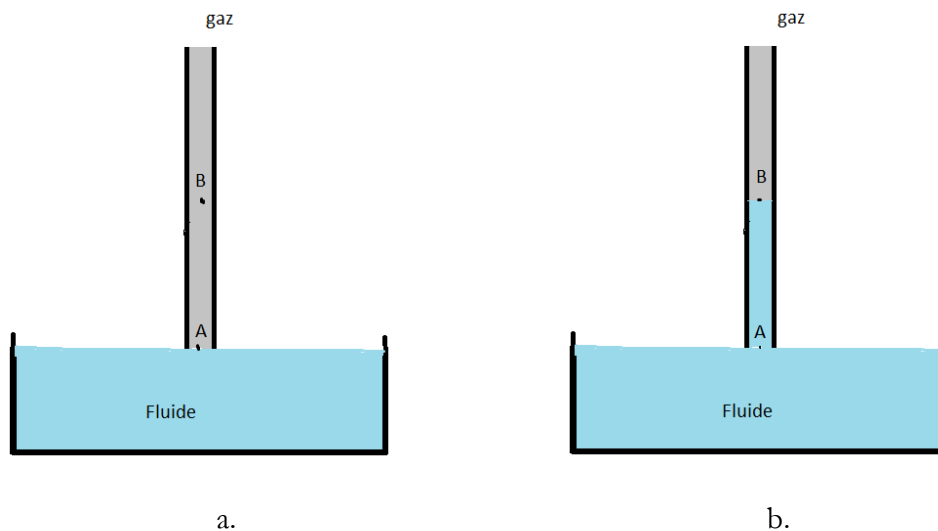


Figure 8 Détails de l'expérience capillaire.
Source : [24]

Expression de la pression capillaire

Par analogie, on considère un bloc matriciel saturé à l'huile. On met ce bloc matriciel en contact avec de l'eau. Si la roche est mouillable à l'eau (favorise l'absorption de l'eau et l'expulsion de l'huile de manière spontanée voir paragraphe III.2.1.1), elle absorbe l'eau et expulse l'huile jusqu'à l'établissement d'un équilibre entre la pression de l'eau et celle de l'huile. On définit ainsi la pression capillaire P_C comme la différence de pression entre l'huile P_o (noté fluide non mouillant) et l'eau P_w (fluide mouillant).

$$P_C = P_o - P_w \quad (\text{III.5})$$

Cette grandeur traduit la compétition entre les deux phases à mouiller les parois du milieu hôte et l'impact plus ou moins important de ces parois sur l'écoulement. Ceci est dû à la taille des pores extrêmement faibles (rayon des pores de l'ordre des microns). Par exemple, dans le cas d'un écoulement de deux fluides dans une conduite de taille visible à l'œil nu (de l'ordre des millimètres), la pression capillaire est quasi-nulle. Cela traduit le faible impact des parois sur l'écoulement. On peut citer à titre d'exemple le cas d'un écoulement diphasique immiscible dans une fracture.

Variation de la pression capillaire avec la saturation

Comme on l'a mentionné dans le paragraphe précédent, en écoulement diphasique immiscible dans un milieu poreux, la pression capillaire est la différence de pression entre les deux phases en déplacement. Lors d'un écoulement diphasique, la pression capillaire évolue avec la saturation des fluides dans le milieu.

Si le milieu est mouillable à l'eau, la courbe de pression capillaire est décroissante positive. Elle est maximale au niveau d'une saturation appelée saturation irréductible en eau notée S_{wi} . A cette saturation, l'eau ne peut plus couler dans la roche, (cf. Figure 9.a). En revanche, si le milieu est mouillable à l'huile, la courbe est négative et minimale (maximale en valeur absolue) au niveau de la saturation résiduelle en huile S_{or} (cf. Figure 9.b). S_{or} est la saturation à partir de laquelle, l'huile ne peut plus être expulsée de la roche. Dans le cas d'un milieu à mouillabilité mixte, la courbe est maximale (positive) au niveau de la saturation irréductible en eau, et minimale (négative) au niveau de la saturation résiduelle en huile (cf. Figure 9.c).

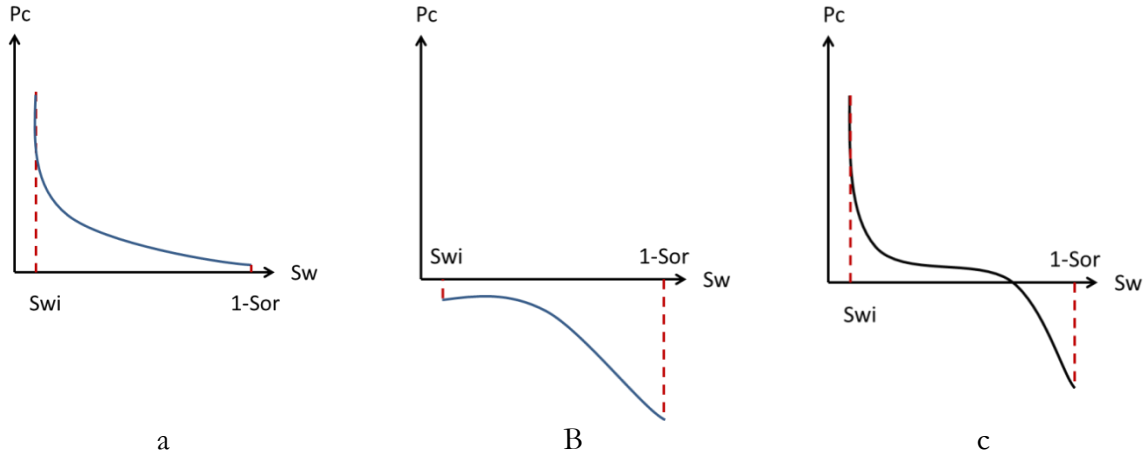


Figure 9 Courbe de pression capillaire en fonction de la saturation à l'eau S_w .

- a Milieu poreux mouillable à l'eau
- b Milieu poreux mouillable à l'huile
- c Milieu poreux de mouillabilité mixte

S_{wi} : Saturation interstitielle en eau

S_{or} : Saturation résiduelle en huile

Source : [24]

III.2.2.2 Perméabilités relatives

Signification physique et expression

Un deuxième paramètre traduisant les interactions mutuelles entre deux fluides en écoulement simultané dans un milieu poreux est la perméabilité relative. Ce paramètre peut être défini comme la fraction de perméabilité attribuée à un fluide lors d'un écoulement simultané avec un (ou plusieurs) autre(s) fluide(s).

La notion de perméabilité relative a été introduite pour généraliser l'approche de Darcy (paragraphe IV.2.1.1) à l'écoulement de chaque fluide dans un contexte d'écoulement multiphasique (diphase en particulier). Dans ce cas, à chaque phase α en écoulement, on remplace la perméabilité absolue du milieu, notée K , par une perméabilité effective de cette phase, notée k_{α} . Cela peut être vu comme une répartition de la perméabilité absolue en plusieurs valeurs de perméabilités (effectives) attribuées aux différentes phases. La perméabilité relative notée $k_{r,\alpha}$ est définie par :

$$k_{r,\alpha} = \frac{k_{\alpha}}{K} \quad (\text{III.6})$$

Dans le cas d'un écoulement dans un milieu poreux à faibles tailles des pores (de l'ordre des micromètres), cette somme est strictement inférieure à un. Cela est dû au fait que les différents fluides se gênent mutuellement lors de leur déplacement. On dit qu'en présence de plusieurs phases la capacité totale d'écoulement à travers le milieu est réduite [24]. Ceci est une

observation, pas un théorème mathématique car on peut trouver des configurations de fluides mettant en défaut cette affirmation.

Dans le cas particulier d'un écoulement dans une conduite d'ouverture macroscopique (cas d'une fracture), on suppose que les deux fluides ne se gênent pas mutuellement. La somme des perméabilités relatives est ainsi égale à 1.

Notons que les valeurs de perméabilités relatives dépendent des caractéristiques du milieu géologique sous-jacent et des fluides en écoulement. Il s'agit d'un paramètre de la roche et du fluide. Pour chaque type de roche, des courbes de perméabilités relatives en fonction de la saturation de chaque fluide sont déterminées par des expériences au laboratoire longues et coûteuses ([25], [26], [27]).

Variation de la perméabilité relative en fonction de la saturation

Comme pour la pression capillaire, la perméabilité relative d'une phase, en écoulement dans un milieu donné, dépend de la saturation de cette dernière dans ce milieu. L'écoulement d'un fluide dans un milieu se fait plus facilement quand cette phase est présente en quantité plus importante par rapport aux autres phases en écoulement (une saturation plus importante). D'ailleurs, on ne peut parler d'un écoulement que si la saturation de chacune des deux phases est supérieure à un seuil minimal.

Supposons que l'on a deux fluides en écoulement dans un milieu poreux. On considère que ce milieu est mouillable à l'un des deux fluides (l'eau: fluide mouillant et l'huile: fluide non mouillant). Comme la somme des saturations est égale à 1, la donnée de la saturation de la phase mouillante S_w est suffisante pour décrire l'état du système. Comme on vient de le signaler précédemment, il n'y a écoulement que si la saturation S_w est comprise entre une valeur minimale, qui est la saturation irréductible du fluide mouillant ($S_{wm} = S_{wi}$), et une valeur maximale qui correspond à la saturation résiduelle du fluide non mouillant ($S_{wM} = 1 - S_{or}$).

Considérons maintenant les courbes de perméabilités relatives en fonction de la saturation des deux composants en écoulement dans ce milieu (cf. Figure 10).

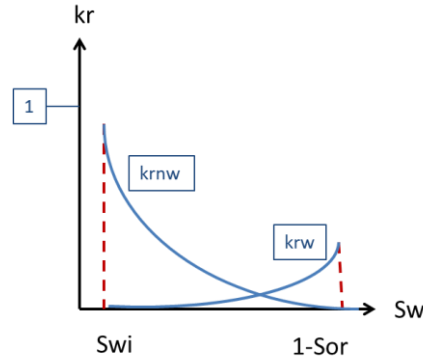


Figure 10 Courbes de perméabilités relatives en fonction de la saturation à l'eau S_w , de deux fluides en écoulement dans un milieu poreux.

S_{wi} : Saturation interstitielle en eau

S_{or} : Saturation résiduelle en huile

Source : [24]

On peut remarquer qu'à la saturation irréductible en fluide mouillant, la perméabilité relative du fluide non mouillant est proche de un, car il a tendance à occuper les pores les plus gros. Tandis qu'à la saturation résiduelle en fluide non mouillant, la perméabilité relative du fluide mouillant est relativement faible. On dit que la présence du fluide non mouillant gêne plus l'écoulement du fluide mouillant que dans le cas inverse [24].

III.2.2.3 Modèle synthétique de Brooks Corey

Plusieurs modèles d'estimation de l'expression de la pression capillaire P_c et des perméabilités relatives des deux fluides en circulation (k_{rw} pour l'eau et k_{ro} pour l'huile dans le cas d'un écoulement diphasique eau-huile) ont été mis en place [28]. Brooks et Corey [1] ont proposé un modèle basé sur des observations de données expérimentales. Selon ce modèle, la relation liant la pression capillaire à la saturation est la suivante :

$$P_c = P_b \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{1/\lambda} \quad \text{pour } S_{wi} \leq S_w \leq 1 - S_{or} \quad (\text{III.7})$$

Les relations liant les perméabilités relatives de l'eau et de l'huile, à la saturation de l'eau sont les suivantes

$$k_{rw} = k_{rwMax} \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad \text{pour } S_{wi} \leq S_w \leq 1 - S_{or} \quad (\text{III.8})$$

$$k_{ro} = k_{roMax} \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^\lambda \right)^2 \left(1 - \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \right)^{2+\lambda} \right) \quad \text{pour } S_{wi} \leq S_w \leq 1 - S_{or} \quad (\text{III.9})$$

La Figure 11 présente les courbes de pression capillaire et de perméabilités relatives de l'eau et de l'huile en fonction de la saturation de l'eau pour $\lambda=2$, $P_b=0.01$, $k_{roMax}=0.9$ et $k_{rwMax}=0.2$.

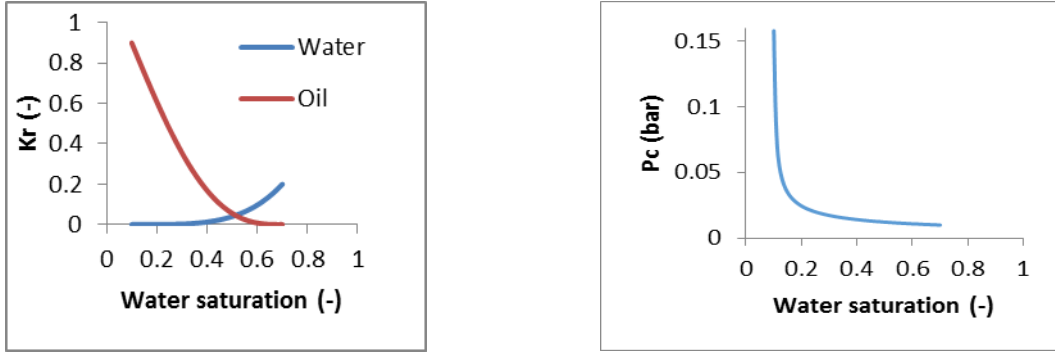


Figure 11 Courbes de perméabilités relatives de l'eau et de l'huile et de la pression capillaire en fonction de la saturation de l'eau pour $\lambda=2$, $P_b=0.01$, $k_{roMax}=0.9$ et $k_{rwMax}=0.2$

III.2.3 Formulation mathématique de l'écoulement diphasique du modèle simple milieu

III.2.3.1 Loi de Darcy

Soit deux phases (l'eau et l'huile) en écoulement simultané dans un réservoir fracturé. La vitesse d'écoulement d'une phase α ($\alpha = o, w$) selon la loi de Darcy généralisée s'écrit comme suit :

$$\vec{v}_\alpha = -\frac{\bar{K}k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \cdot \vec{\nabla}(P_\alpha + \rho_\alpha g z) \text{ avec } \alpha = o, w \quad (\text{III.10})$$

III.2.3.2 Loi de conservation de masse

Dans le cas d'écoulement diphasique, une équation de conservation est attribuée à chaque phase α ($\alpha = o, w$) séparément comme suit :

$$\frac{\partial(\phi S_\alpha \rho_\alpha)}{\partial t} - \nabla \cdot (\rho_\alpha \vec{v}_\alpha) = s_\alpha \quad (\text{III.11})$$

III.2.3.3 Système d'équations du modèle simple milieu pour un écoulement diphasique

En reprenant l'équation (III.11) pour chaque phase ($\alpha = o, w$), on obtient :

$$\frac{\partial(\phi S_\alpha \rho_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_\alpha \frac{k_{r\alpha} \bar{K}}{\mu_\alpha} \cdot \vec{\nabla}(P_\alpha + \rho_\alpha g z)) = s_\alpha \quad (\text{III.12})$$

A cette équation on ajoute l'équation de continuité entre les deux phases. Le milieu ne contient que les deux phases en mouvement. Ainsi, la somme des deux saturations est égale à l'unité.

$$\sum_{\alpha} S_{\alpha} = 1 \quad (\text{III.13})$$

A ces équations, s'ajoutent les conditions aux limites pour avoir un système d'équations qui définit l'écoulement diphasique dans le réservoir simulé.

Chapitre IV. Modélisation numérique

IV.1 Modèles numériques d'écoulement dans les réservoirs fracturés

L'observation d'une roche fissurée (cf. Figure 12) montre que les réservoirs fracturés peuvent être modélisés comme des blocs matriciels entourés d'un réseau de fractures. Les fractures sont plus perméables et plus conductrices. En contrepartie, les blocs matriciels stockent jusqu'à 98% des hydrocarbures du réservoir et sont beaucoup moins perméables que les fractures. Ce contraste au niveau des paramètres pétrophysiques impose deux cinétiques d'écoulement différentes dans les fractures et dans les blocs matriciels. A ceci s'ajoutent les échanges entre les blocs matriciels et les fractures les entourant qui font intervenir différents phénomènes physiques (expansion, effets capillaires, forces visqueuses...).

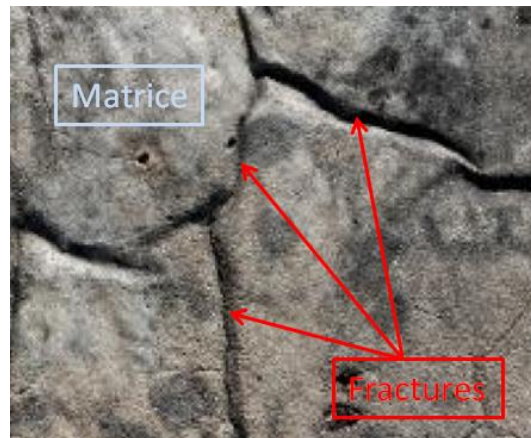


Figure 12 Une roche fracturée en affleurement
Source : [29]

A ces aspects physiques de l'écoulement dans les réservoirs fracturés, s'ajoute l'aspect géométrique qui se manifeste par une différence d'échelle entre les blocs matriciels et les fractures. Les blocs matriciels ont des dimensions qui vont du centimètre au mètre, alors que les fractures ont des ouvertures qui vont du micromètre au millimètre.

Pour effectuer une simulation d'écoulement qui tient compte des spécificités physiques et géométriques des réservoirs fracturés, deux modèles de simulation sont proposés : le modèle simple milieu et le modèle double milieu.

IV.1.1 Modèle simple milieu

Le modèle simple milieu consiste à effectuer la simulation sur un seul maillage. Une seule équation d'écoulement est résolue sur la grille modélisant le réservoir. Deux techniques sont couramment utilisées pour effectuer des simulations simple milieu dans les réservoirs fracturés.

La première consiste à simuler l'écoulement dans un même maillage avec une discrétisation fine des blocs matriciels et des fractures. On parle ici du modèle DFM (« Discrete Fracture Matrix » ou « Discrete Fracture Model » en anglais ou modèle discret en fractures et en matrice). Ce modèle a été testé dans plusieurs travaux ([30], [31], [32], [33], [34], [35], [36]). Le contraste en matière de paramètres pétrophysiques et de taille de mailles voisines engendre des difficultés de natures physiques et numériques qui rendent la résolution de l'écoulement dans ce types de maillages très couteux en temps de calculs et en espace de stockage en mémoire.

Pour réduire le temps de calcul qu'engendre l'utilisation du modèle DFM, certains auteurs ([7], [37], [38]) ont testé le modèle DFN (Discrete Fracture Network en anglais, ou réseau discret de fractures). Ce modèle consiste à simuler l'écoulement dans le réseau de fractures uniquement avec formulation qui contient un terme source qui tient compte de l'alimentation des fractures par les blocs matriciels en matière (huile, gaz...). Ainsi, seul le réseau de fractures est discrétisé.

Les simulations de type DFN restent couteuses en temps de calcul et en espace de stockage en mémoire. Or, tester plusieurs scénarii de production et effectuer des études de sensibilité et de calage d'historique nécessitent un nombre très important de simulations. Ainsi, se manifeste le besoin d'avoir un modèle numérique qui permet de réduire le temps de calcul et l'espace de stockage nécessaire pour chaque simulation tout en s'adaptant à la physique d'écoulement dans les réservoirs fracturés. C'est avec ces objectifs que le modèle double milieu a été proposé.

IV.1.2 Modèle double milieu

L'écoulement dans un réservoir fracturé se fait plus rapidement dans les fractures qui sont plus conductrices que les blocs matriciels. Ces blocs matriciels qui stockent la quasi-totalité de matière piégées dans ces types des réservoirs se contentent d'alimenter le réseau de fractures. S'inspirant de cette vision, Barenblatt et al. [39] ont proposé le modèle double milieu. Ce modèle consiste à traiter le milieu fracturé comme deux milieux partiellement découplés : un milieu matriciel qui hérite les caractéristiques de la zone matrice du réservoir et un milieu fracture qui rend compte des caractéristiques macroscopiques du réseau de fractures (cf. Figure 13). Ces deux milieux sont couplés via un terme de flux représentant les échanges de matière.

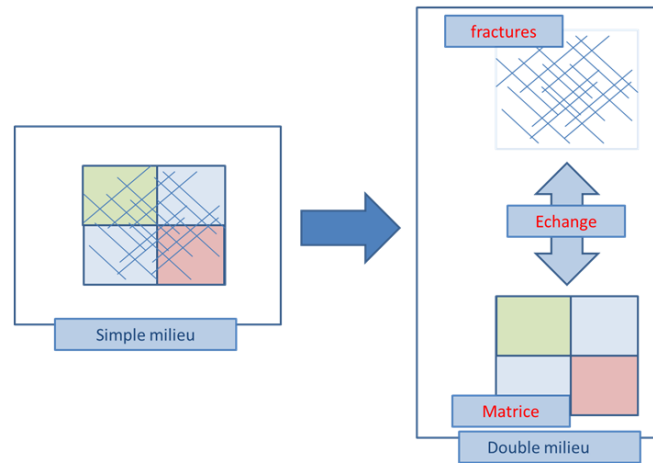


Figure 13 Passage d'un modèle simple milieu DFM à un modèle double milieu.

Ce modèle est donc constitué de deux équations différentielles (une par milieu) couplées par un terme d'échange. D'un point de vue numérique, le modèle double milieu est résolu en utilisant une superposition de deux grilles : une grille fracture et une grille matrice. A chacune des deux grilles, on attribue les paramètres pétrophysiques définissant l'écoulement dans chacun des milieux correspondant à la grille concernée. Un terme d'échange modélise le transfert de matière entre les deux grilles (cf. Figure 14). Deux variantes du modèle double milieu existent : le modèle double porosité / simple perméabilité et le modèle double porosité / double perméabilité.

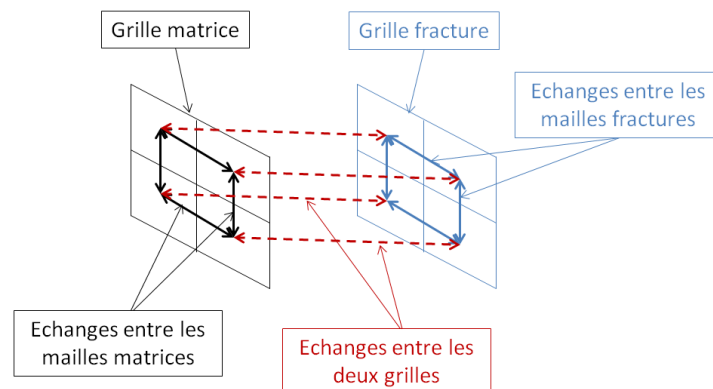


Figure 14 Flux d'échange dans un modèle double milieu

IV.1.2.1 Modèle double porosité

Warren et Root [40] ont proposé une représentation simplifiée du modèle double milieu. Ils modélisent le réservoir fracturé comme un arrangement régulier de blocs matriciels entourés par une série de fractures orthogonales (cf. Figure 15). Cette représentation n'admet aucun échange entre les différents blocs matriciels.