

Simulation Numérique de la Dépollution d'un Milieu Poreux Contaminé par un Hydrocarbure

1st ZOUAOUI Salah

Département de Génie mécanique

Laboratoire Mécanique, Structures et Energétique (LMSE)

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Tizi-Ouzou, Algérie

salah.zouaoui@ummtto.dz

2nd DJEBOURI Hassane

Département de Génie mécanique

Laboratoire Mécanique, Structures et Energétique (LMSE)

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Tizi-Ouzou, Algérie

djebourihassane@gmail.com

3rd MOHAMMEDI Kamal

Unité de Recherche Matériaux, Procédés et Environnement

(URMPE) MESOnexusteam

Université M'hamed Bougara Boumerdès

Boumerdès, Algérie

mohammedik@yahoo.com

4th HAMZAOUI Malek

Département de Génie mécanique

Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou

Tizi-Ouzou, Algérie

hamzaouims@yahoo.fr

Résumé—La présence fréquente de contaminants immiscibles (hydrocarbures, solvants chlorés) dans les formations souterraines peut constituer un grand danger pour la santé humaine. La dépollution de ces formations s'avère, alors, nécessaire afin de préserver les écosystèmes et les futures générations. Il existe plusieurs techniques permettant d'extraire de polluants à partir du sol. La technique utilisée va dépendre essentiellement du type de polluant et de la nature du milieu. La simulation numérique, basée sur des modèles mathématiques, est devenue aujourd'hui un outil incontournable qui peut aider à la compréhension de beaucoup de phénomènes naturels notamment lors du transport de polluants dans le milieu souterrain. L'objectif de ce travail est de simuler en 3D la dépollution d'un milieu poreux, assimilé à un parallélépipède, initialement saturé avec un hydrocarbure. De l'eau sous pression est injectée pour déplacer le polluant vers un point de soutirage. Le modèle est résolu par le code de calcul *UTCHEM-9.0* qui est un simulateur multiphasique basé sur la méthode des différences finies. Les résultats obtenus sont présentés sous forme de champs de saturation.

Mots clés—écoulements diphasique, dépollution du sol, *UTCHEM*, milieu poreux, fracture.

I. INTRODUCTION

Le maintien de la qualité de l'environnement et la conservation des ressources naturelles sont essentiels pour l'avenir de l'humanité. Aujourd'hui, à cause du développement industriel, les sites et les sols pollués se sont multipliés. Parmi ces sites pollués, de nombreux sites sont pollués par des hydrocarbures. La pollution des formations souterraines par ces hydrocarbures résulte généralement de l'infiltration à partir de la surface ou de l'enfouissement de produits pétroliers ou de résidus carbonatés [1], [2]. Des mesures de réhabilitation s'imposent pour épargner les générations futures de cette

grande menace.

Le travail réalisé dans cette étude consiste à dépolluer un milieu entièrement contaminé avec un hydrocarbure en vue de son réhabilitation. La technique de dépollution consiste à pousser l'hydrocarbure vers un point d'extraction en utilisant un autre fluide sous pression qui est l'eau [3], [4]. Le modèle à résoudre est alors un écoulement de deux phases immiscibles à travers un milieu poreux. Ce dernier est considéré comme un milieu constitué d'une matrice solide englobant des pores à l'intérieur. Certains de ces milieux peuvent contenir des fractures. Afin de voir l'impact de la présence ces dernières sur l'efficacité de balayage du polluant et le rôle hydraulique important dans la capacité des ces formations souterraines à transporter le polluant, on s'intéresse, dans ce travail, à deux cas distincts : un milieu poreux sans fracture et un milieu poreux fracturé.

II. PRÉSENTATION DU MILIEU ET SES CARACTÉRISTIQUES

Dans cette application, on s'intéresse à un milieu poreux, assimilé à un parallélépipède, de 2500m de longueur, 1200m de largeur et 100m d'épaisseur. Le modèle, étudié dans cette application, suppose que la porosité est uniforme ($\Phi = 20\%$) dans l'ensemble du milieu tandis que la perméabilité est un tenseur diagonal ($k_{xx} = 100md$, $k_{yy} = 1000md$, $k_{zz} = 100md$). Le milieu est supposé indéformable de parois latérales imperméables. Il est initialement saturé avec 99 % d'hydrocarbure (fluide mouillant) et 1% de l'eau (fluide non-mouillant). Dans le but de dépolluer ce site, on utilise la technique d'injection d'eau avec un débit de 78 litres/s à travers un puits de pompage de rayon de 0.15ft pour chasser cet hydrocarbure vers un puits d'ex-

traction de même rayon et de pression fixée à 6000 Psi. Les points de pompage et d'extraction sont situés aux extrémités d'une même diagonale (voir figure). Les échanges entre les deux phases immiscibles ne sont pas pris en compte (absence de phénomènes de diffusion-dispersion) et la température du site est invariable ($T=20^\circ\text{C}$). L'efficacité de la méthode de dépollution est directement liée à la nature de la formation. Dans le but de comprendre les écoulements à travers ces formations, deux cas sont considérés. Dans le premier cas, le domaine est considéré non fracturé, par contre dans le deuxième cas, le domaine contient une fracture horizontale. Le maillage adopté dans cette étude est une grille structurée régulière de dimensions $25 \times 25 \times 1$ cellules soit un total de 625 cellules "Fig. 1".

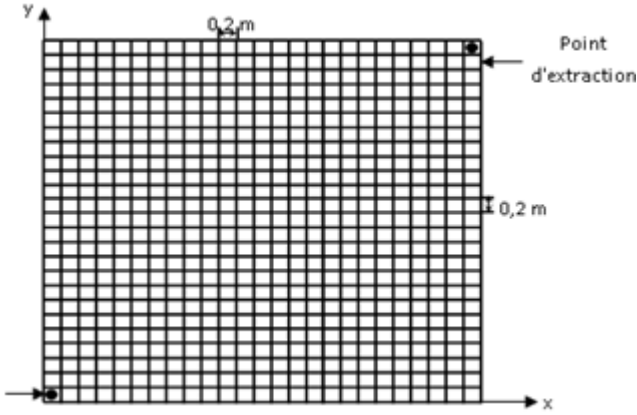


FIGURE 1. Maillage du domaine d'étude (ox,oy).

Les données du problème étudié sont données dans le tableau I [6] :

TABLE I
PROPRIÉTÉS DES PHASES FLUIDES

	Masse volumique	Viscosité (à 20°C)	Saturation résiduelle	Tension interfaciale
Eau (w)	0.97g.cm^{-3}	1.003 Pa.s	10%	20mN/m
Hydrocarbure(o)	0.86g.cm^{-3}	48 Pa.s	10%	

III. MODÈLE MATHÉMATIQUE

L'écoulement des phases considérées est décrit par la variation spatiale et temporelle des pressions et saturations des deux phases fluides dans le milieu poreux $\Omega \in R^3$. L'évolution de ces phases est régie par les lois décrites ci dessous :

A. Équation de conservation de la masse

L'équation de conservation de masse pour un écoulement multiphasique est donnée par la relation suivante ("Eq. (1)") :

$$\Phi \frac{\partial}{\partial t}(S_\alpha \rho_\alpha) + \nabla \cdot (\rho_\alpha u_\alpha) = 0, \quad \alpha = w, o, \quad (1)$$

B. La loi de Darcy généralisée

La loi de Darcy généralisée "Eq. (2)" pour les fluides compressibles est donnée selon les propriétés intrinsèques du fluide et du milieu poreux et on la note sous la forme suivante :

$$u_\alpha = -\frac{k_{r_\alpha} K}{\mu_\alpha} \cdot \nabla(p_\alpha - \rho_\alpha g z), \quad \alpha = w, o, \quad (2)$$

avec K la perméabilité absolue du milieu, p_α , μ_α , et k_{r_α} sont respectivement la pression, la viscosité dynamique et la perméabilité relative de la phase α . g est la gravité et z la profondeur du milieu.

Les deux phases occupent tous les pores du milieu, alors ("Eq. (3)") :

$$S_w + S_o = 1 \quad (3)$$

Des lois constitutives des perméabilités relatives (modèle de Corey) "Eq. (4)" et de pression capillaire (modèle de Brooks-Corey) "Eq. (5)" sont introduites aux équations "Eq. (2)" [9] :

$$k_{r_\alpha} = k_r(S_\alpha) \quad (4)$$

$$p_c = p_o - p_w = p_{c_{ow}}(S_w) \quad (5)$$

Afin de compléter le système d'équations, des conditions aux limites et initiales ($S_\alpha = \text{constante}$) sont ajoutées.

La méthode IMPES (IMplicit Pressure EXplicit Saturation) [8] avec un schéma TVD (Variation Totale Décroissante) est utilisée pour résoudre ce problème et cela par l'utilisation du code de calcul UTCHEM-9.0. Ce code est un simulateur multiphasique, 3D, multiconstituants, particulièrement complexe, il est très utilisé dans le domaine des écoulements polyphasiques. C'est un modèle en FORTRAN, très robuste, exécuté soit sur un super ordinateur ou en station de travail [7].

IV. RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

Des cartes de saturations donnant la distribution de l'hydrocarbure en fonction du temps sont représentées dans le plan (Ox,Oy) des figures suivantes :

A. 1^{er} cas : Milieu non fracturé

La figure "Fig. 2" représente l'évolution, en fonction du temps, de la distribution de la phase hydrocarbure (polluant) dans le milieu. On constate la formation d'un front de déplacement sous forme d'arc autour du point de pompage. Il demeure en arrière de ce front une certaine quantité d'hydrocarbure. Cette quantité d'hydrocarbure, entraînée par l'eau, sera réduite progressivement jusqu'à atteindre une valeur résiduelle. On remarque également que lorsque la phase injectée arrive au niveau du point d'extraction à $t=3500$ jours, le régime permanent (percée d'eau) est atteint et une quantité importante du polluant reste piégée à l'intérieur du milieu.

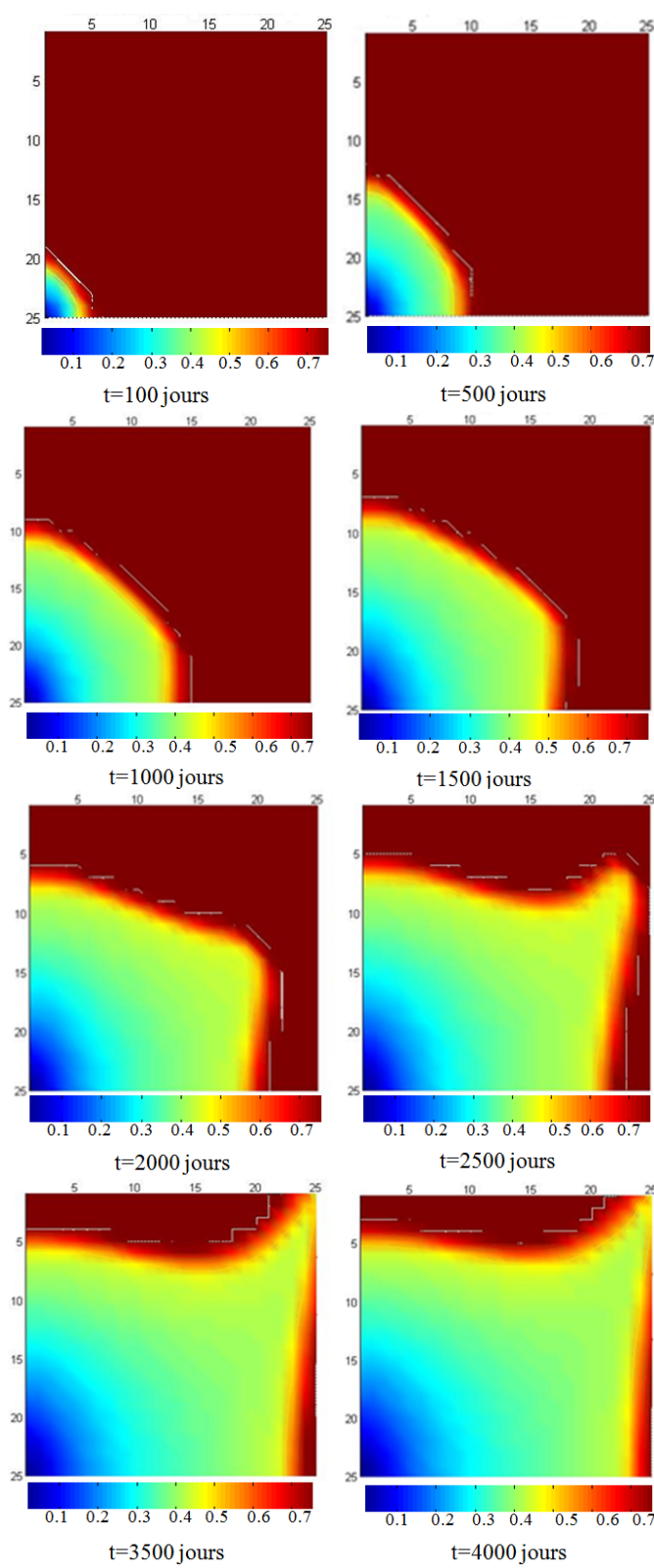


FIGURE 2. Evolution de la saturation de l'hydrocarbure dans le milieu non fracturé en fonction du temps.

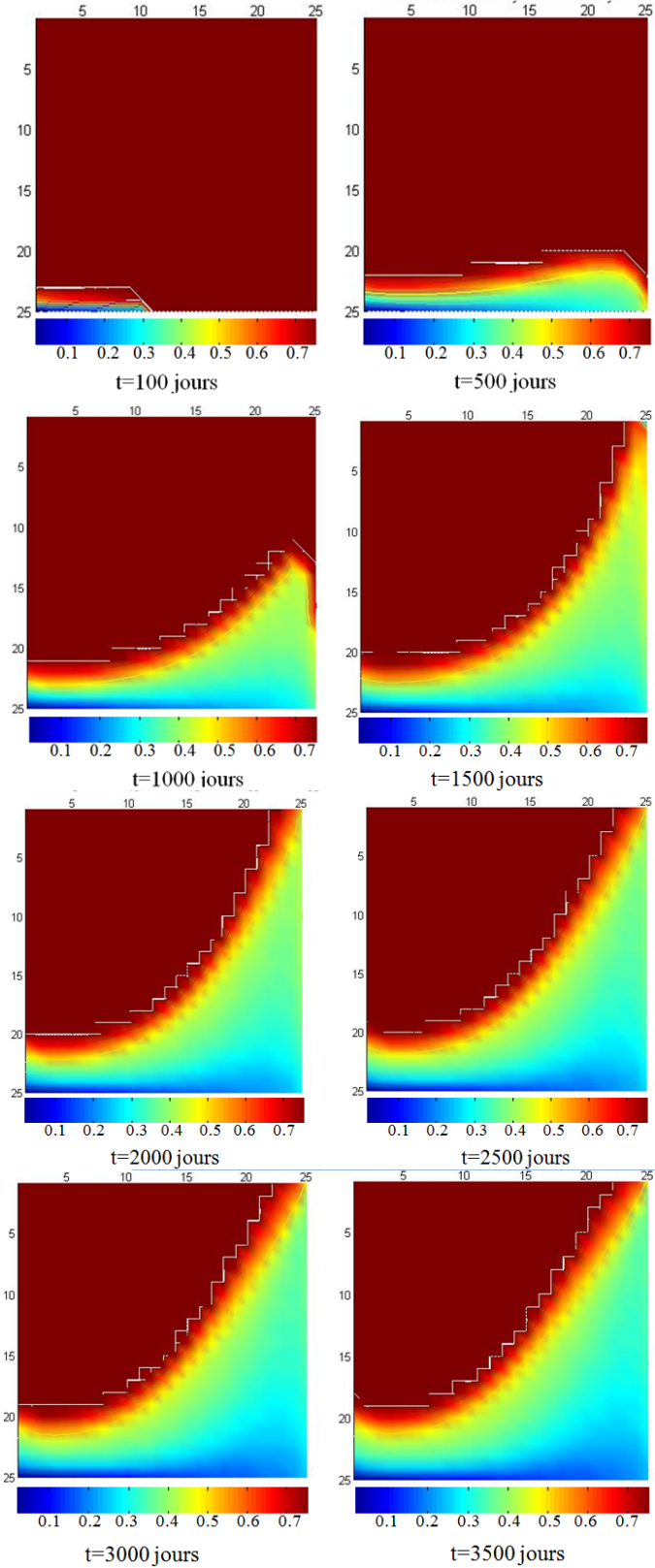


FIGURE 3. Evolution de la saturation de l'hydrocarbure dans le milieu fracturé en fonction du temps.

B. 2^{ème} cas : milieu contenant une fracture horizontale

Les résultats obtenus pour ce deuxième cas sont donnés dans la figure “Fig. 3”.

Dans cette application, on prend le même domaine que celui de la première application mais avec une fracture horizontale au voisinage de la frontière inférieure du milieu. La fracture est assimilée à un milieu poreux d’une porosité de ($\Phi_f = 20\%$) et d’une perméabilité $k_f = 5000\text{ md}$.

D’après la figure “Fig. 3”, on peut constater que la présence de la fracture dans le milieu a favorisé le déplacement de l’eau utilisée pour balayer l’hydrocarbure. On constate également que la fracture a accéléré l’apparition de l’eau au niveau du point de soutirage ($t=1500\text{ jours}$). Ce phénomène contribue à la réduction de l’efficacité de balayage du polluant.

La comparaison des résultats obtenus dans les deux cas montre que l’écoulement se fait préférentiellement à travers la fracture et que la matrice poreuse environnante ne contribue peu à cet écoulement. Ceci est dû au fait que la perméabilité de la fracture est de plusieurs ordres de grandeur supérieure à celle de la matrice poreuse.

V. CONCLUSION

La L’étude présentée dans ce travail a porté sur la dépollution, en utilisant la technique de pompage, d’un milieu contaminé par un hydrocarbure. Deux cas ont été simulés en utilisant le code UTCHEM, un Open source basé sur le FORTRAN. Les résultats de simulation, donnant les champs de saturation de l’hydrocarbure en fonction du temps, ont permis de suivre la distribution de cette phase à travers le milieu considéré lors de son déplacement par un autre fluide qui est l’eau. Ces résultats ont permis également de mettre en évidence le rôle fondamental que joue la fracture dans l’écoulement des fluides dans les formations souterraines. Sa présence dans ces formations donne naissance à un écoulement préférentiel qui engendre, par conséquent, un mauvais balayage de la phase polluante, par conséquent, une mauvaise dépollution des milieux contaminés.

RÉFÉRENCES

- [1] Ben Abdelghani, Farouk and Aubertin, Michel and Simon, Richard and Therrien, René, “Simulations numériques de l’écoulement de l’eau et du transport de contaminants autour de rejets miniers entreposés dans un massif rocheux fracturé” *Revue des sciences de l’eau/Journal of Water Science*, vol. 27, pp. 1–19, 2014.
- [2] Ben Abdelghani, Farouk, Analyse numérique des écoulements et du transport de contaminants dans les rejets miniers entreposés dans les massifs rocheux fracturés, phdthesis, École Polytechnique de Montréal, 2009.
- [3] I. S. Jacobs and C. P. Bean, “An improved IMPES method for two-phase flow in porous media,” *Transport in porous media*, vol. 54, pp. 361–376, 2004.
- [4] Sheorey, Tanuja and Muralidhar, K, “Isothermal and non-isothermal oil–water flow and viscous fingering in a porous medium,” *International journal of thermal sciences*, vol. 42, pp. 665–676, 2003.
- [5] Center for Petroleum and Geosystems Engineering, “UTCHEM-9.0 A three-dimensional chemical flood simulator”, University of Texas at Austin. Austin, Texas, 2000.
- [6] Y. Yorozu, M. Hirano, K. Oka, and Y. Tagawa, “Simulation d’écoulements et de transports de polluants en milieu poreux : application à la modélisation de la sûreté des dépôts de déchets radioactifs,” phdthesis Rennes 1, 2002.
- [7] Wang, S and Huang, GH and He, L, “Development of a clusterwise-linear-regression-based forecasting system for characterizing DNAPL dissolution behaviors in porous media,” *Science of the Total Environment*, vol. 433, pp. 141–150, 2010.
- [8] Redondo, Carlos and Rubio, Gonzalo and Valero, Eusebio, “On the efficiency of the IMPES method for two phase flow problems in porous media,” *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 164, pp. 427–436, 2018.
- [9] Brooks, RH and Corey, AT “Hydraulic Properties of Porous Media, Colorado State University Hydrology Paper No. 3, Ft,” Collins, Colorado, 1964.