

## **Infiltration et fixation de l'huile d'hydrocarbure dans le sable saturé en eau**

**Mouna BOUAMRANI<sup>1</sup>, Mohamed II IDRISSE<sup>1,2</sup>, Vincent REY<sup>2</sup>  
Ahmed HOURIMECH<sup>1</sup>, Mohamed CHAGDALI<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> LCSM Equipe Hydrodynamique Marine Faculté des Sciences Ben M'sik,  
Driss El Harti, BP 7955, Université Hassan II – Mohammedia – Casablanca,  
Maroc

[mlbouamrani@gmail.com](mailto:mlbouamrani@gmail.com)

<sup>2</sup> LSEET-LEPI, Université du Sud Toulon - Var, B.P 20132 F 83957, la Garde,  
Cedex, France

[vincent.rey@univ-tln.fr](mailto:vincent.rey@univ-tln.fr)

### **Résumé :**

L'infiltration et la fixation d'une huile d'hydrocarbure sur une couche de sédiments constituée de sable sont analysées expérimentalement par un dispositif de Darcy. On montre que la perméabilité et la porosité du milieu poreux sont modifiées lors de l'infiltration du polluant et que le milieu poreux modifie la viscosité de l'huile d'hydrocarbure. L'analyse de l'ensemble des résultats expérimentaux permet de comprendre le piégeage du polluant dans les couches sédimentaires en fonction de leurs granulométries.

### **Abstract :**

The infiltration and the fixing of hydrocarbon oil on a layer of sediments made up of sand are analyzed in experiments by a device of Darcy. It is shown that the permeability and the porosity of the porous environment are modified at the time of the infiltration of the pollutant and that the characteristics of the porous environment modify the viscosity of the hydrocarbon oil. The analysis of the whole of the experimental results makes it possible to analyze the trapping of the pollutant in the sedimentary layers according to their granulometry.

### **Mots-clés :**

Milieu poreux saturé – sable – infiltration et fixation – huile d'hydrocarbure – Darcy

## **1 Introduction**

La majorité des espaces maritimes littoraux sont exposés aux risques de pollution par hydrocarbures. Certains de ces produits s'infiltrent dans la couche sédimentaire et peuvent être fixés pour être transportés par hydrodynamique. Afin de mieux comprendre ce processus, on propose une étude expérimentale sur l'infiltration et la fixation d'une huile d'hydrocarbure dans le sable brut saturé en eau. Le milieu sédimentaire que nous considérons est multicouche. Le but est d'analyser l'impact de l'infiltration du polluant dans le milieu sédimentaire et d'étudier sa fixation sur les sédiments en fonction de la granulométrie du milieu récepteur.

Dans la littérature un certain nombre de chercheurs ont abordé des problèmes similaires. Gioia & Urciuolo, (2006) se sont intéressés à l'étude de l'écoulement d'hydrocarbure, sous l'effet combiné du nombre de Bond (Bo) et du nombre capillaire (Ca), dans une colonne à garnissage remplie de billes de verre saturé en eau. Pour atteindre la saturation, les expériences ont été menées avec des valeurs de vitesse d'écoulement d'eau situées à l'extérieur du domaine de validité de la loi de Darcy. L'infiltration d'huile, dans des lits de billes de verre saturés avec une phase aqueuse, a été étudiée, tant théoriquement qu'expérimentalement, par Gioia *et al.*, (2003). Cette étude leur a permis de mettre au point un modèle « stochastique » très simple pour décrire la structure poreuse des lits de billes et de définir un critère pour déterminer la probabilité de mobilisation de fragments d'huile issus de l'huile initiale.

Bouamrani, (2005) a proposé une synthèse sur les différents types de polluants d'hydrocarbures susceptibles d'être infiltrés dans le sable. Des mesures sont données dans le cas d'un écoulement monophasique pour un milieu poreux hétérogène.

Dans ce travail, le problème de l'infiltration et fixation de polluant est étudié d'une manière purement expérimentale sur le sable brut saturé en eau. L'analyse du piégeage du polluant est proposée et le processus du changement des caractéristiques physiques de l'huile d'hydrocarbure lors de son passage dans le sable est discuté.

## **2 Outils et méthodes**

### **2.1 Caractérisation de la couche sédimentaire**

La séparation de la fraction sableuse a été réalisée à l'aide d'un tamis à mailles de 40  $\mu\text{m}$ . Le diamètre moyen (Mc) (1) définit le grain moyen d'un lot d'échantillon et permet de caractériser les sables grossiers (S.G), moyens (S.M) et fins (S.F) (Tableau 1).

$$M_c = \frac{\phi_{16} + \phi_{50} + \phi_{84}}{3} \quad (1)$$

où :

$M_c$  = indice granulométrique

$\phi$  = paramètre définissant le diamètre d'un grain de sable.

Cet indice est exprimé en Phi ( $\phi$ ) donnée par la relation :

$$\phi(x) = [-\log(Q_x) * 3,3219] \quad (2)$$

où :

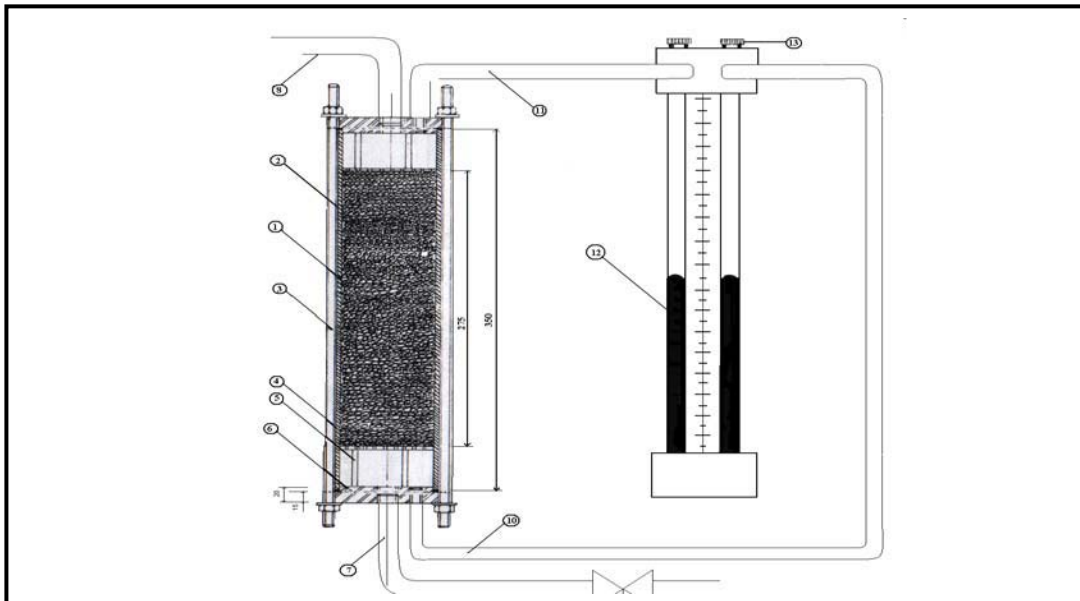
$Q_x$  = taille des grains (mm) qui correspond à x % poids cumulé.

Tableau 1. Classes granulométriques en fonction du diamètre moyen ( $M_c$ ).

$M_c$ en $\phi$	Classes granulométriques
$< 1,1 \phi$	Sables très grossiers (S.T.G)
$1,1 \Rightarrow 1,75 \phi$	Sables grossiers (S.G)
$1,75 \Rightarrow 2,35 \phi$	Sables moyens (S.M)
$2,35 \Rightarrow 3,00 \phi$	Sables fins (S.F)

## 2.2 Dispositif de mesure de la perméabilité

La perméabilité de la couche sédimentaire est déterminée, selon le principe de Darcy, par le dispositif expérimental illustré sur la figure 1.



- |     |   |      |                          |
|-----|---|------|--------------------------|
| 1 : | Corps cylindrique 350x 80 mm d'épaisseur 4.5 mm et de capacité d'un litre | 8 :  | Tuyau de sortie          |
| 2 : | Milieux poreux  | 9 :  | Vanne                    |
| 3 : | Tige filetée Long 400   | 10 : | Prise de pression entrée |
| 4 : | Crépine   | 11 : | Prise de pression sortie |
| 5 : | Tige support crépine  | 12 : | Manomètre à mercure      |
| 6 : | Embase  | 13 : | Orifice de purge         |
| 7 : | Tuyau d'entrée  |      |                          |

Figure 1. Schéma simplifié du dispositif expérimental.

Pour l'ensemble des résultats, les débits utilisés pour la mesure de la perméabilité sont faibles de telle manière que l'écoulement suit la loi de Darcy. La couche sédimentaire est dite multicouche si elle est constituée de plusieurs couches disposées de manière parallèle. Le polluant utilisé est une huile d'hydrocarbure qui présente une viscosité 40W20, à partir de la classification SAE J300, ce qui correspond à une viscosité de 4650 cP (Bouamrani, 2005). Les mesures sont faites avec le même dispositif expérimental (figure 1) en ajoutant une autre entrée comme orifice pour l'injection des polluants.

### 3 Résultats et discussions

#### 3.1 Infiltration d'un écoulement biphasique : Eau et polluant

La figure 2 présente la mesure de la perméabilité pour l'eau seule (milieu monophasique) et l'eau avec de l'huile (milieu biphasique). Le milieu récepteur est un milieu sédimentaire monocouche et bicouche de granulométrie différente.

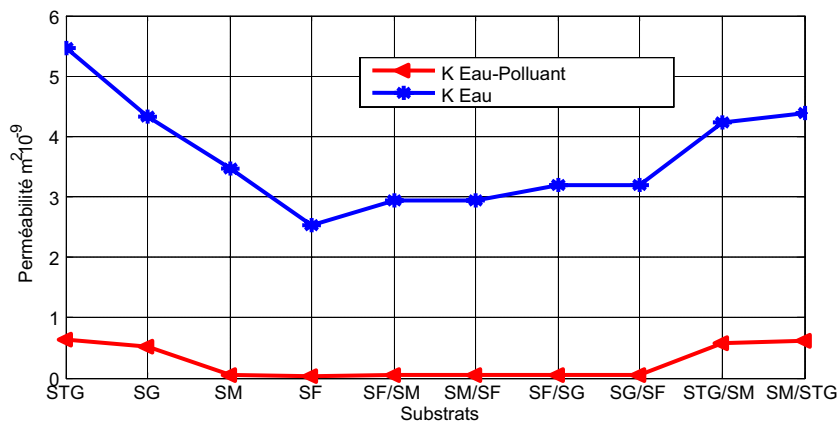


Figure 2. Perméabilité d'un écoulement monophasique et biphasique.

La perméabilité augmente avec la taille des grains, diminue en présence du polluant dans le sable. Ceci est dû à la nature visqueuse du polluant qui remplit les pores entre les grains de sables, surtout dans le cas de sables fins et moyens.

### 3.2 Etude de la fixation

La fixation peut être étudiée par la technique de rinçage. On mesure la perméabilité d'un écoulement biphasique puis on rince le sable et on remeure la perméabilité du même écoulement.

La figure 3 montre une comparaison des valeurs de la perméabilité pour l'infiltration respective de l'eau, de l'eau et du polluant avant et après rinçage en fonction des caractéristiques granulométriques du milieu récepteur.

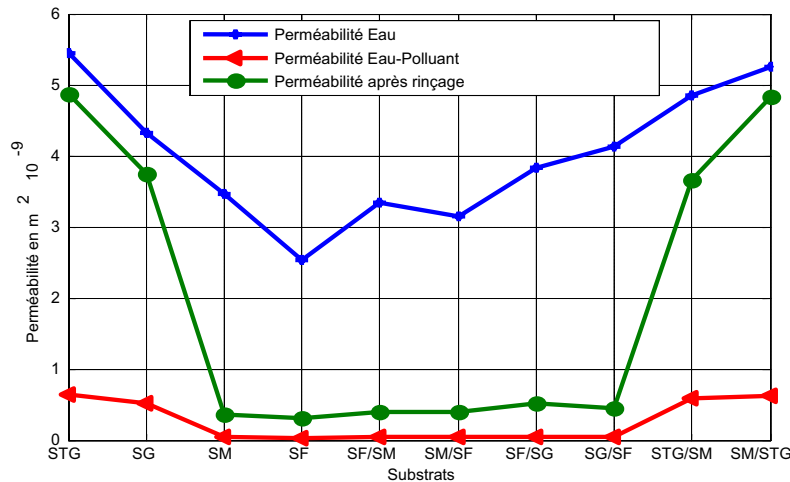


Figure 3. Comparaison de la perméabilité d'un écoulement monophasique, biphasique et monophasique après rinçage.

La perméabilité dans le cas de l'infiltration de l'eau seule est supérieure à celle de l'infiltration de l'eau avec le polluant après rinçage et ceux dans tous les cas de figure. Ce décalage est faible pour les échantillons « Sable Très Grossier » (STG) et « Sable Grossier » (SG) ainsi que pour la combinaison « Sable Très Grossier et Sable Moyen ».

Comme cela a déjà été confirmé par les mesures obtenues dans la figure 2 ; le polluant remplit les pores entre les grains de sables, surtout dans le cas de sables fins et moyens. En effet, les longues chaînes présentes dans la composition du polluant n'arrivent pas à traverser un milieu de faible granulométrie, seules les courtes chaînes carbonées traversent du milieu moyen au milieu Grossier.

En raison donc de leur nature « longue » ces chaînes carbonées qui constituent le polluant sont attachées et restent collées aux pores du milieu sédimentaire en fonction de leur taille. C'est ainsi que ces longues chaînes de carbones sont piégées dans les pores entre les grains de sable, ce qui sera confirmé par l'analyse de la porosité.

### 3.3 Mesure de la porosité

La mesure de la porosité permet de comprendre le piégeage du polluant. On définit deux états de sédiment : L'état avant passage du polluant sur la couche sédimentaire et l'état après passage du polluant. Ces deux états sont représentés par la figure 4.

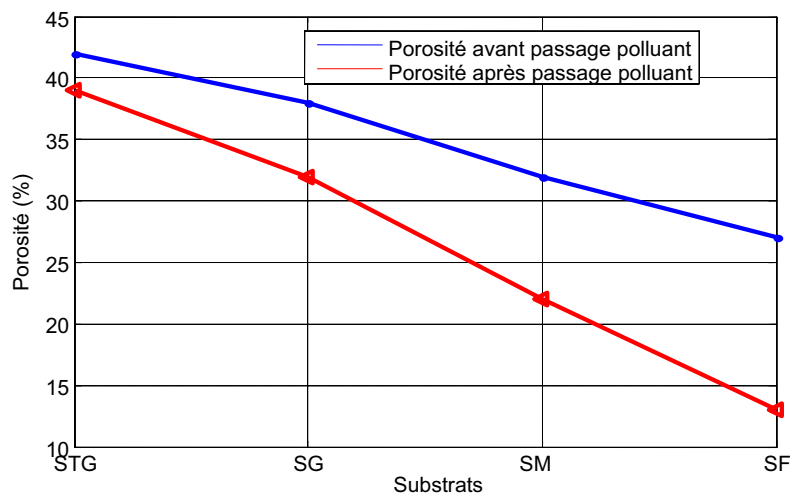


Figure 4. Mesure de la porosité du sable avant et après contamination pour différents échantillons de sable.

La porosité augmente avec la taille des grains. Elle passe d'une valeur de 27% pour un sable fin à une valeur de 42% pour un sable très grossier. Avec le polluant la porosité diminue par rapport à sa valeur initiale (SF : 13% ; STG : 39%) et pour chaque échantillon, cependant elle reste toujours croissante en fonction de la taille des grains. Ce dernier résultat est en accord avec les mesures de la perméabilité. La diminution observée de la porosité est plus marquée dans le cas du sable fin (presque 50%), ce qui signifie que plus la granulométrie du sédiment diminue, plus la perméabilité diminue, plus la porosité diminue et de ce fait plus la quantité de polluant retenue ou piégée dans les interstices de sable augmentera.

La porosité varie avec la taille des grains et avec la présence des polluants dans le sable.

### 3.4 Mesure du volume de polluant retenu

La figure 5 représente le volume retenu en ml par le sédiment avant et après contamination.

On constate que le volume retenu dans la colonne de sédiments avant contamination est plus faible que le volume retenu après contamination c'est-à-dire en présence de polluant. Cette différence est de l'ordre d'un facteur 2. Cela est du à la fois à l'interaction du polluant avec le sédiment et à l'interaction polluant - polluant.

La quantité de volume d'huile récupérée est proportionnelle au coefficient de perméabilité, ce qui est conforme à la définition même de ce paramètre. C'est ainsi que le sable fin capte plus que 20 % de polluant.

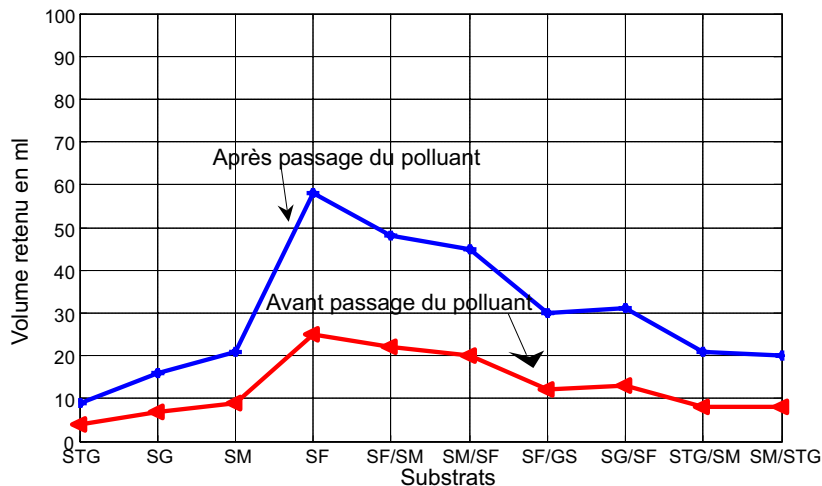


Figure 5. Volume retenu en fonction de la diffusion avant et après contamination.

### 3.5 Mesure de la viscosité du polluant retenu

La figure 6 représente la mesure de la viscosité initiale du polluant et après passage dans différents échantillons de sable. La viscosité initiale du polluant c'est-à-dire avant le passage dans le sable est de 4650 cP.

On remarque qu'après la diffusion du polluant à travers chaque type de sédiments, la viscosité diminue par rapport à sa valeur initiale. La viscosité du polluant a diminué de manière plus significative après son infiltration dans les échantillons formés de sable fin et/ou de sable moyen. Ceci est du à la constitution physico-chimique de l'huile d'hydrocarbure qui présente des longues chaînes carbonées ainsi que des chaînes courtes.

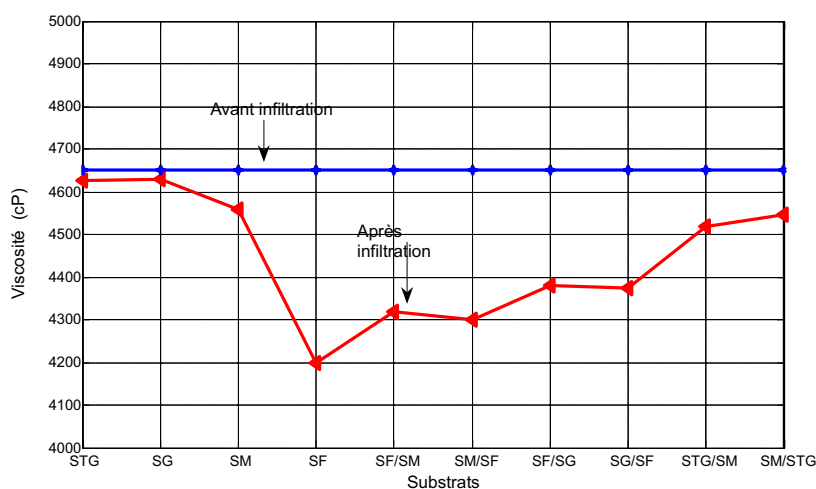


Figure 6. Courbe de l'évolution de la viscosité du polluant avant et après son passage dans différents échantillons de sable.

En effet, le polluant étant un fluide visqueux, par conséquent ses chaînes moléculaires sont fortement liées entre elles. C'est en particulier le cas des longues chaînes et des chaînes réticulées. On peut donc concevoir que lors de l'infiltration d'un écoulement dans un milieu poreux que la viscosité change à cause de la retenue de certaines chaînes moléculaires entre les grains de sable. Ceci peut être expliqué par le fait qu'après passage du polluant dans le sédiment, la proportion des longues chaînes carbonées composant le polluant est plus faible, ce qui est dû au piégeage de ces longues chaînes dans le sable, la composition du polluant sera modifiée et les liaisons moléculaires plus faibles ce qui conduit donc à une diminution de la viscosité.

Ainsi, on peut dire que plus la granulométrie diminue, plus la quantité de fluide retenue augmente et plus sa viscosité diminue.

### 3.6 Mesure du pourcentage en Matière Organique (%MO)

La figure 7 représente la variation du pourcentage en Matière Organique (%MO) retenu en fonction de la porosité pour différentes tailles de grains dans le cas de quatre échantillons de sable (fin, moyen, grossiers, très grossiers).

D'après les données des pourcentages de la matière organique avant et après contamination, on remarque que le substrat qui est formé par le sable fin présente le pourcentage le plus élevé par rapport aux autres substrats. La granulométrie des sédiments influe donc sur l'adsorption du polluant.



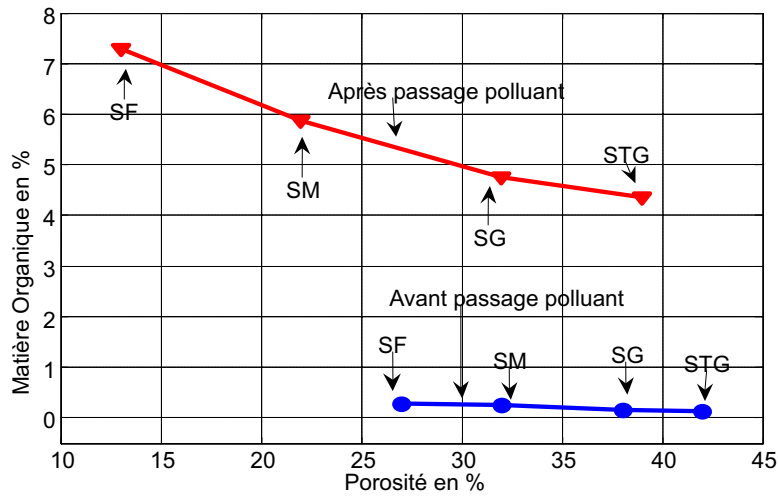


Figure 7. Evolution de la matière organique en fonction de la porosité pour les quatre types de sables.

L'analyse, faite sur les trois mesures : Matière Organique, Porosité et Perméabilité, avant et après contamination, pour les quatre types de sable, a permis de constater que la présence des hydrocarbures dans le sable agit sur la porosité ainsi que sur la perméabilité des sédiments. Ces hydrocarbures, qui forment un important groupe de micropolluants organiques, de par leur distribution dans l'environnement marin, pourront être évacués dans ces sédiments. Les sédiments constituent un important réservoir d'évacuation pour ces polluants.

#### 4 Conclusion

La perméabilité d'un milieu poreux dépend de la géométrie, de l'état de surface des grains et de la nature du fluide. Elle augmente avec la taille des grains et elle diminue avec la viscosité du fluide. Cette diminution de la perméabilité est due à l'existence des longues chaînes moléculaires qui composent le fluide et qui peuvent être retenues par le milieu poreux.

La présence des hydrocarbures dans le sable agit fortement sur la porosité des sédiments, sur la durée d'écoulement et joue un rôle de ralentisseur de la vitesse d'écoulement. Par ailleurs, la composition des polluants est modifiée après passage à travers le sédiment. On a montré en particulier que les grosses particules sont le plus facilement piégées, sans doute par effet stérique, c'est-à-dire lié à leur taille. En particulier, les échantillons formés par le sable fin et/ou sable moyen, qui retiennent une plus grande proportion de polluant, montrent une forte diminution de sa viscosité. Les pourcentages de la matière organique et du

carbone retenus sont plus élevés dans les échantillons présentant des valeurs plus petites de perméabilité (Sable Fin : SF). Ces sédiments retiennent plus de matière organique et de carbone organique que les sédiments de granulométrie supérieure. Le taux élevé du pourcentage de matière organique indique une forte concentration des hydrocarbures dans ces sédiments. Les hydrocarbures permettent de définir l'origine et le degré d'évolution de la matière organique dans les principales unités sédimentaires et vice versa. De plus, la détermination du taux de carbone présent dans le sédiment permet d'identifier la signature géochimique des polluants et de l'interpréter en termes d'origine, d'environnement de dépôt et de degré de conservation.

La taille des grains joue donc un rôle important dans la retenue et la fixation de polluant sur et par le milieu poreux : plus la taille des grains augmente plus la perméabilité augmente ainsi que la porosité et par conséquent, moins les sédiments retiennent de polluant. La nature même du polluant joue également un rôle important dans la retenue et la fixation de ce dernier sur et par le milieu poreux : plus le polluant est visqueux, plus les chaînes moléculaires sont fortement liées entre elles, plus le polluant sera retenu et plus la perméabilité sera diminuée.

## **5 Références**

- 1** Gioia F., Urciuolo M. (2006). Combined effect of Bond and capillary numbers on hydrocarbon mobility in water saturated porous media. *Journal of Hazardous Materials*, B133, pp 218–225.
- 2** Gioia F., Alfani G., Andreutti S., Murena F. (2003). Oil mobility in a saturated water - wetted bed of glass beads. *Journal of Hazardous Materials*, B97, pp 315–327.
- 3** Gioia F., Ciriello P.P. (2006). The containment of oil spills in porous media using xanthan/aluminum solutions, gelled by gaseous CO<sub>2</sub> or by AlCl<sub>3</sub> solutions. *Journal of Hazardous Materials*, B138, pp 500–506.
- 4** Bouamrani M.L. (2005). Contribution à l'étude de quelques problèmes de génie des procédés et d'environnement marin. Thèse d'Habilitation, Université Hassan II - Mohammedia, Casablanca, Maroc, 151 p.