

# Étude E3-10

307

DB13

Les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation  
du gaz de schiste dans le shale d'Utica des  
basses-terres du Saint-Laurent

6212-09-002

## Modélisation numérique de la migration du méthane dans les Basses-Terres du Saint-Laurent.

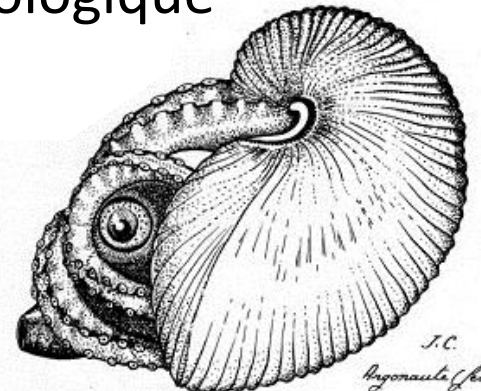
Jean-Michel Lemieux, Ali Nowamooz, John Molson, René Therrien

Département de géologie et de génie géologique  
Université Laval (Québec)

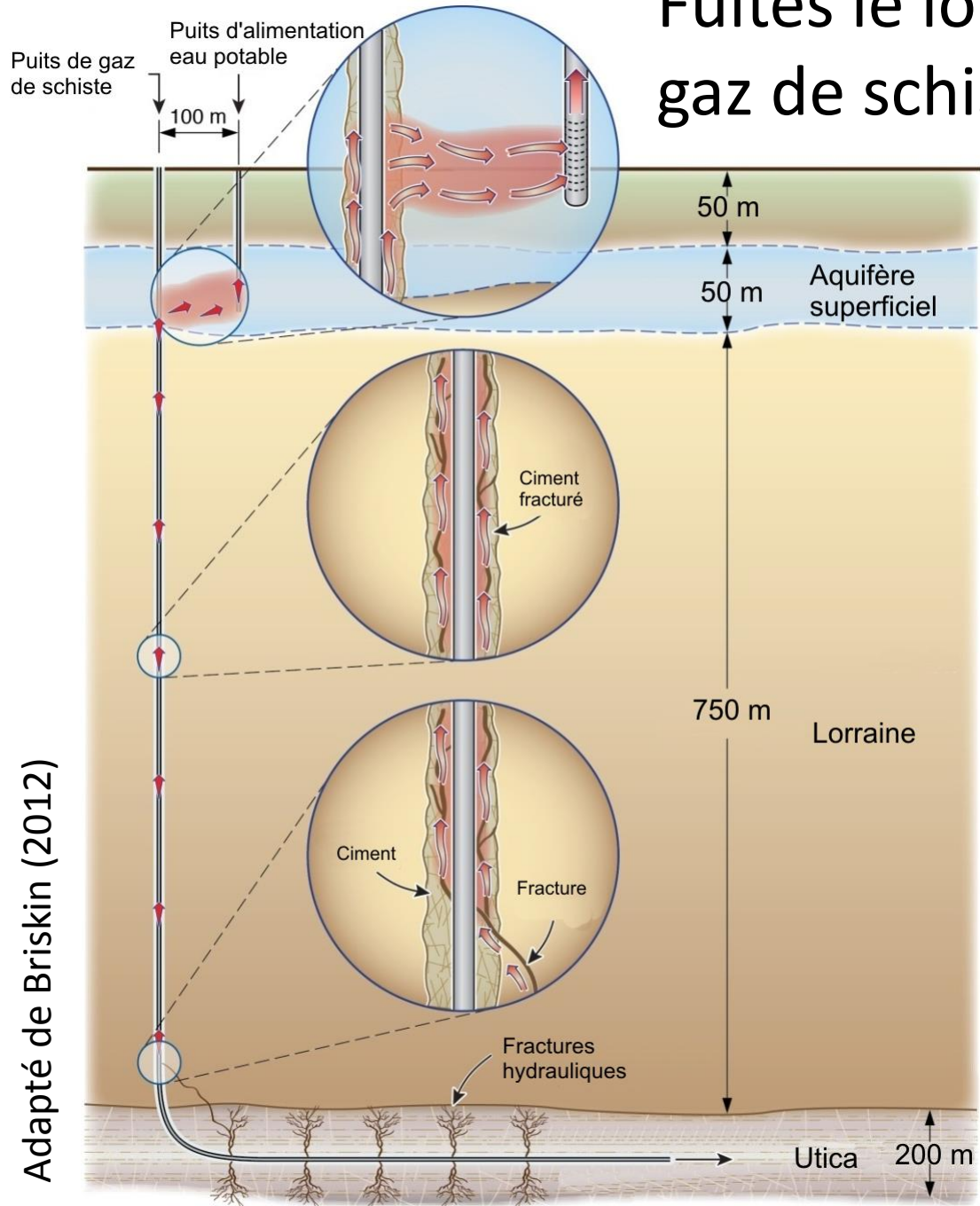


UNIVERSITÉ  
LAVAL

Saint-Hyacinthe  
1<sup>er</sup> avril 2014

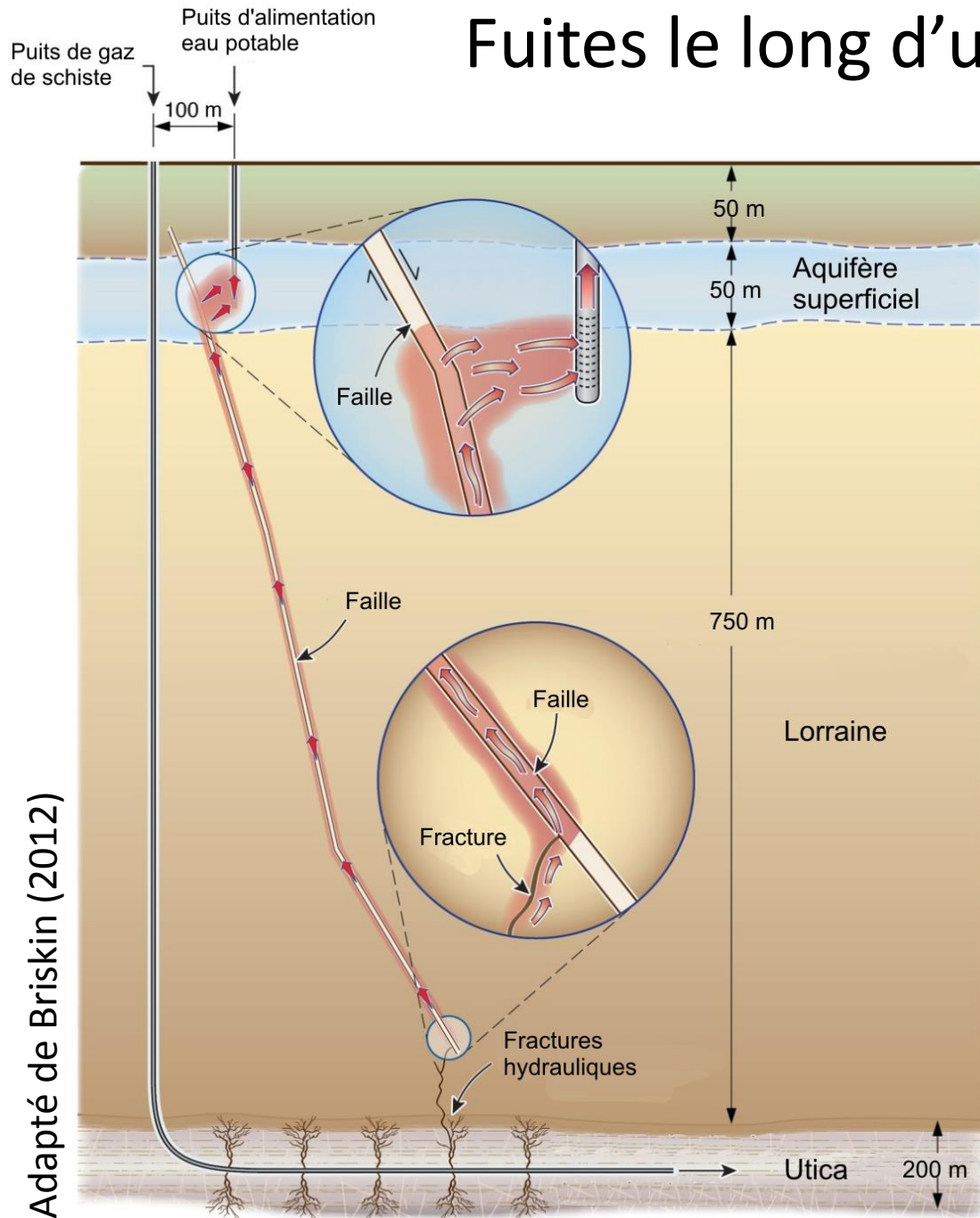


# Fuites le long d'un puits de gaz de schiste



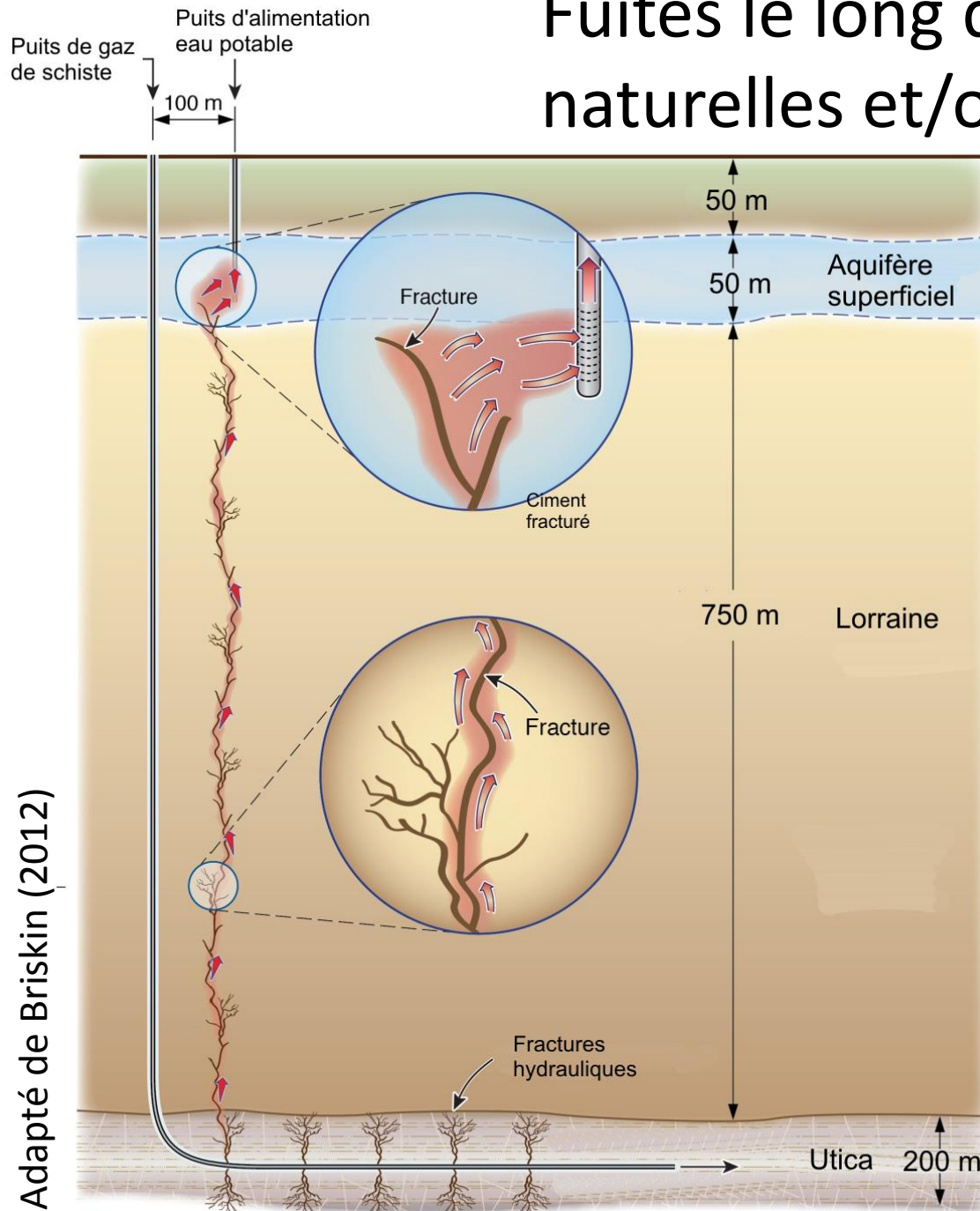
Adapté de Briskin (2012)

# Fuites le long d'une faille



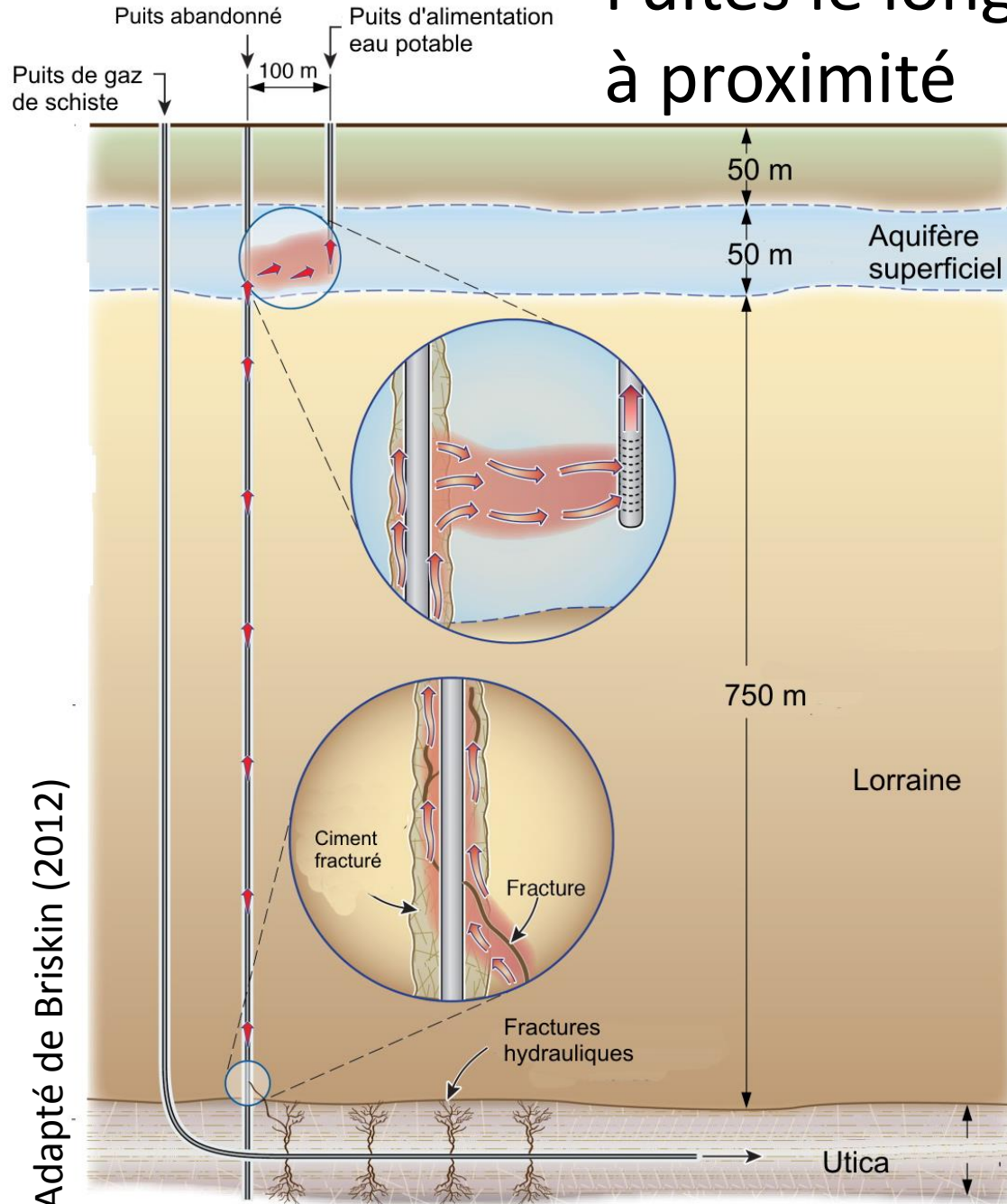
Adapté de Briskin (2012)

# Fuites le long de fractures naturelles et/ou induites



Adapté de Briskin (2012)

# Fuites le long d'un puits à proximité



Adapté de Briskin (2012)

# Objectif

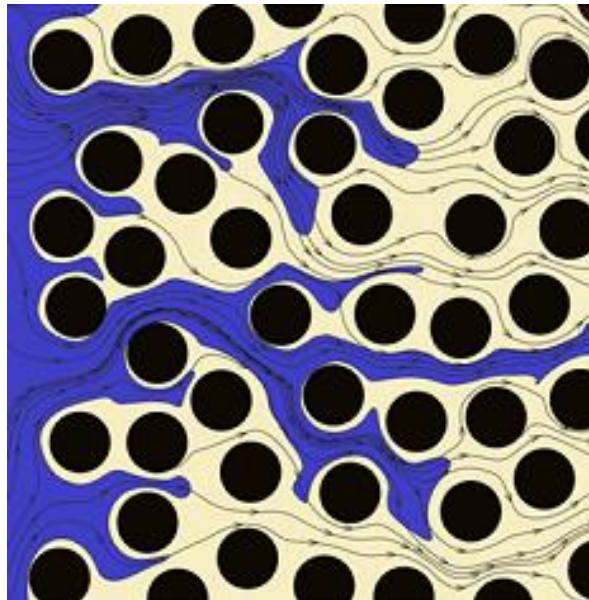
Évaluer le potentiel de migration des fluides (gaz, saumure, fluides de fracturation) provenant de la zone d'exploitation du gaz de schiste vers les sources d'alimentation en eau potable situées près de la surface à l'aide de simulations réalisées avec un modèle numérique et en utilisant les variables propres au bassin des Basses-Terres du Saint-Laurent (BTSL).

# Méthodologie

- Choix et adaptation d'un modèle numérique.
- Choix des scénarios (2).
  - Création d'un maillage et attribution des propriétés hydrauliques, conditions limites et initiales.
  - Réalisation des simulations (analyse paramétrique).
  - Évaluation des résultats.

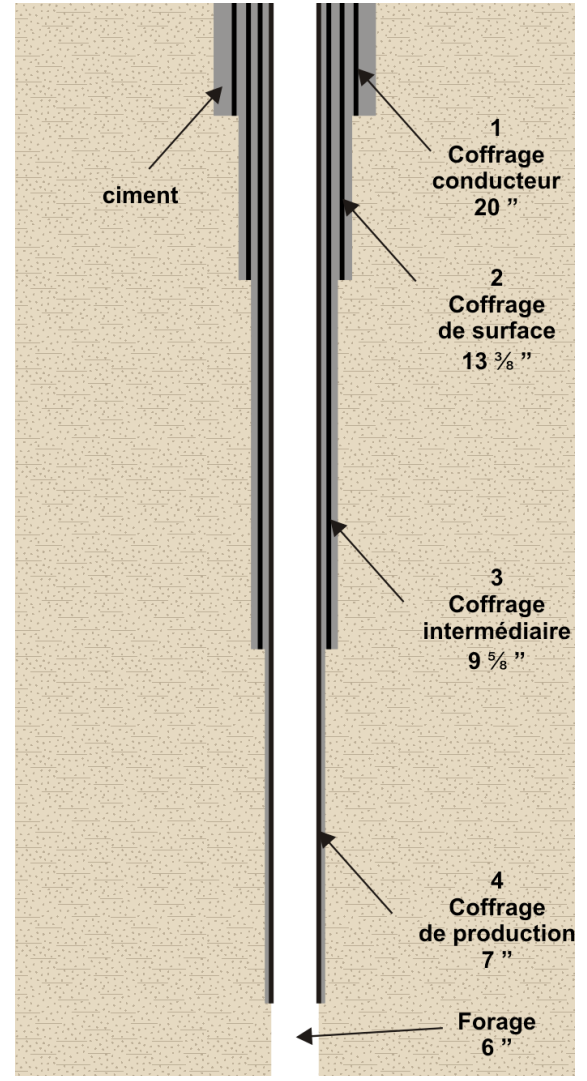
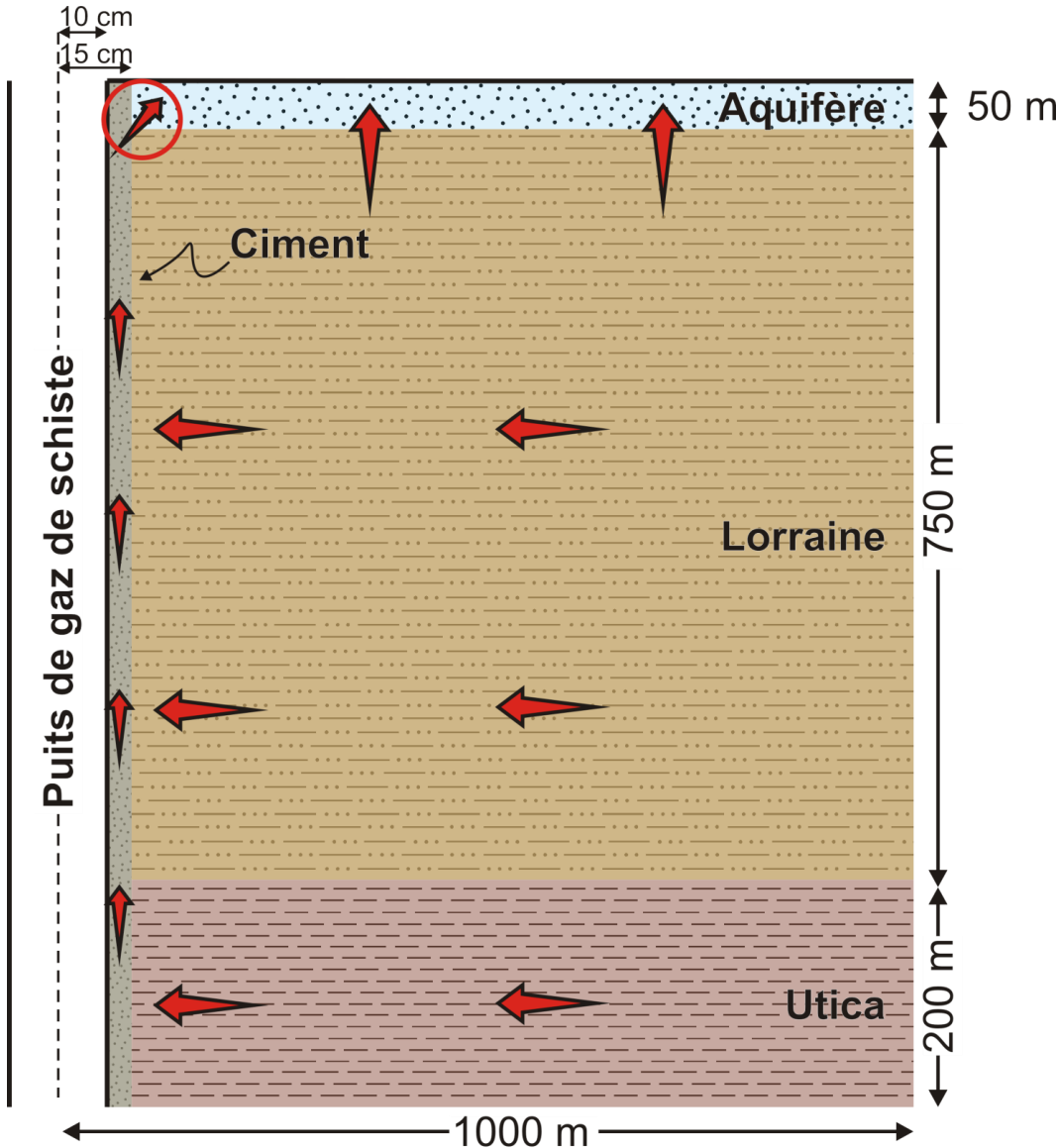
# Modèle numérique

- DuMuX (Helmig, 1997; Bastien et al., 2008)
- Écoulement multiphase (gaz, liquide)
- Système à 2 composantes (méthane, eau [salée])
- Mélange eau salée – méthane.





# Scénario 1 : Fuites de gaz le long d'un puits abandonné



- Fracturation hydraulique complétée.
- Puits fermé et abandonné.
- Suivi des fuites de gaz et de saumure après la fermeture.

# Propriétés des matériaux

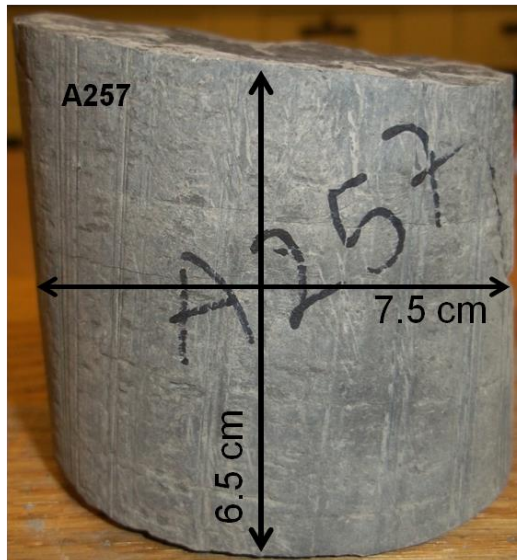
**Shale d'Utica** : (Séjourné et al., 2012 , Duchaine et al., 2013, Nowamooz et al., 2013)

- Porosité : 0.16 à 6.6% avec une porosité moyenne de 3.7%
- Perméabilité :  $5 \times 10^{-5}$  à  $3.5 \times 10^{-4}$  mDarcy avec une perméabilité moyenne de  $1.5 \times 10^{-4}$  mDarcy

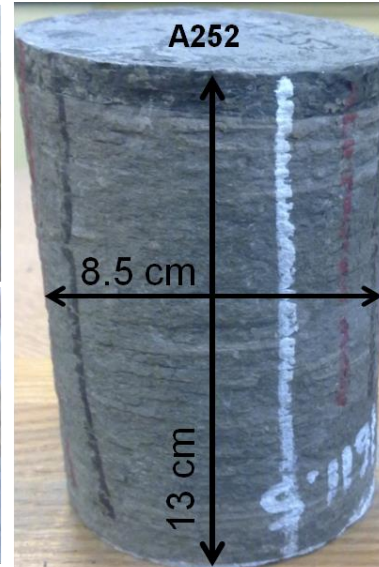
**Groupe de Lorraine** : (Séjourné et al., 2012, Nowamooz et al., 2013)

- Porosité : 0.12 à 6.1% avec une porosité moyenne de 3.5%
- Perméabilité :  $2 \times 10^{-12}$  à  $3.5 \times 10^{-4}$  mDarcy

A257 Junex, Saint-Augustin-de-Desmaures (Shale Utica)

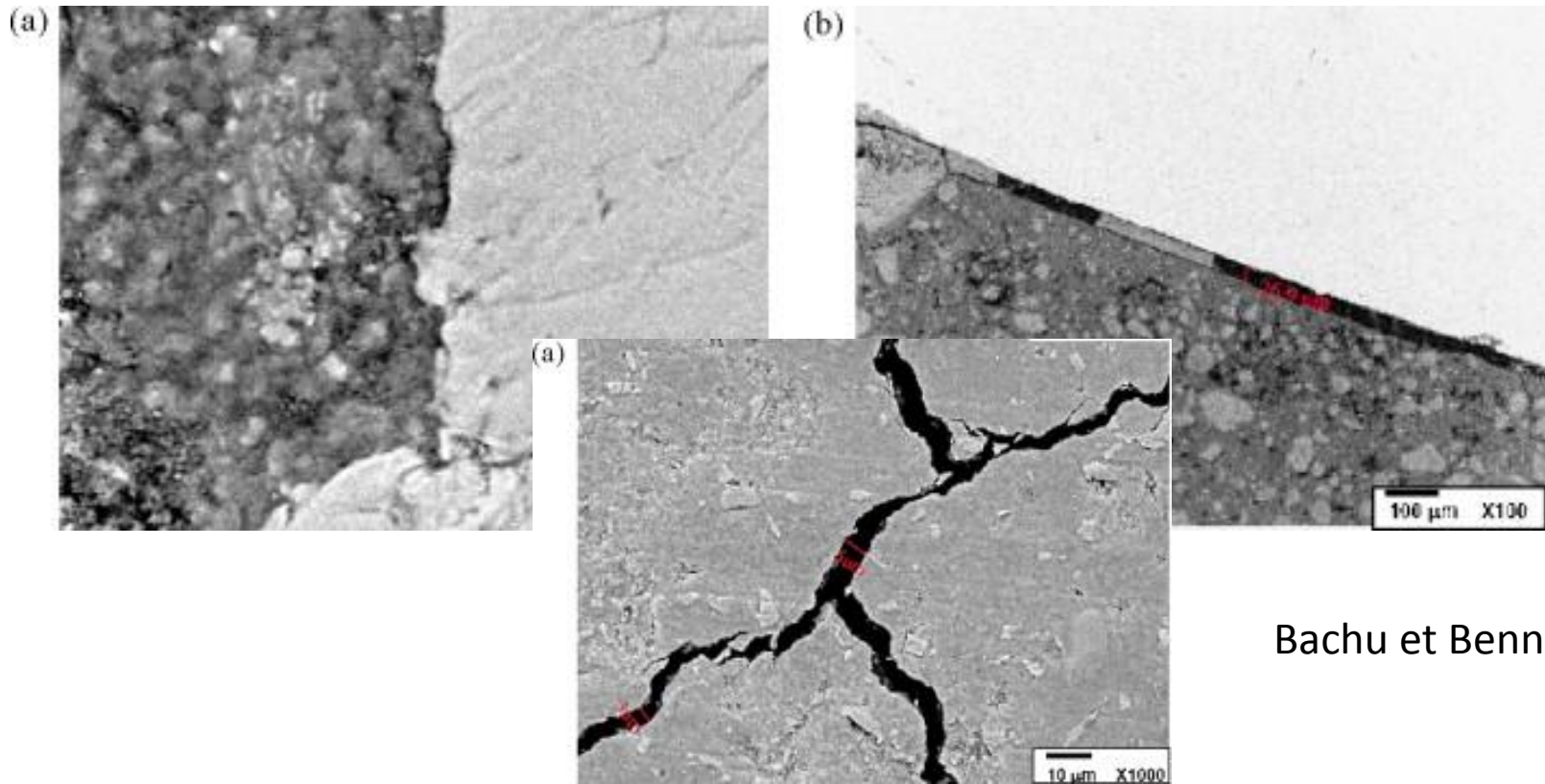


A252 Talisman Energy, Gentilly (Shale Lorraine)



## Ciment :

- **Cimentation adéquate** : Une fonction du rapport E/C, du degré ou de la durée d'hydratation, de la température d'hydratation et du type du ciment. Perméabilité :  **$10^{-4}$  mDarcy** (e.g., Mehta et Manmohan, 1980; Reinhardt et Gaber, 1990; Jacobs et Wittmann, 1992).
- **Cimentation inadéquate** : Échantillons fabriqués au laboratoire (Bachu and Bennion, 2009) et essais dans des puits (Crow et al., 2010; Gasda et al., 2013). Perméabilité : **100 mDarcy**.

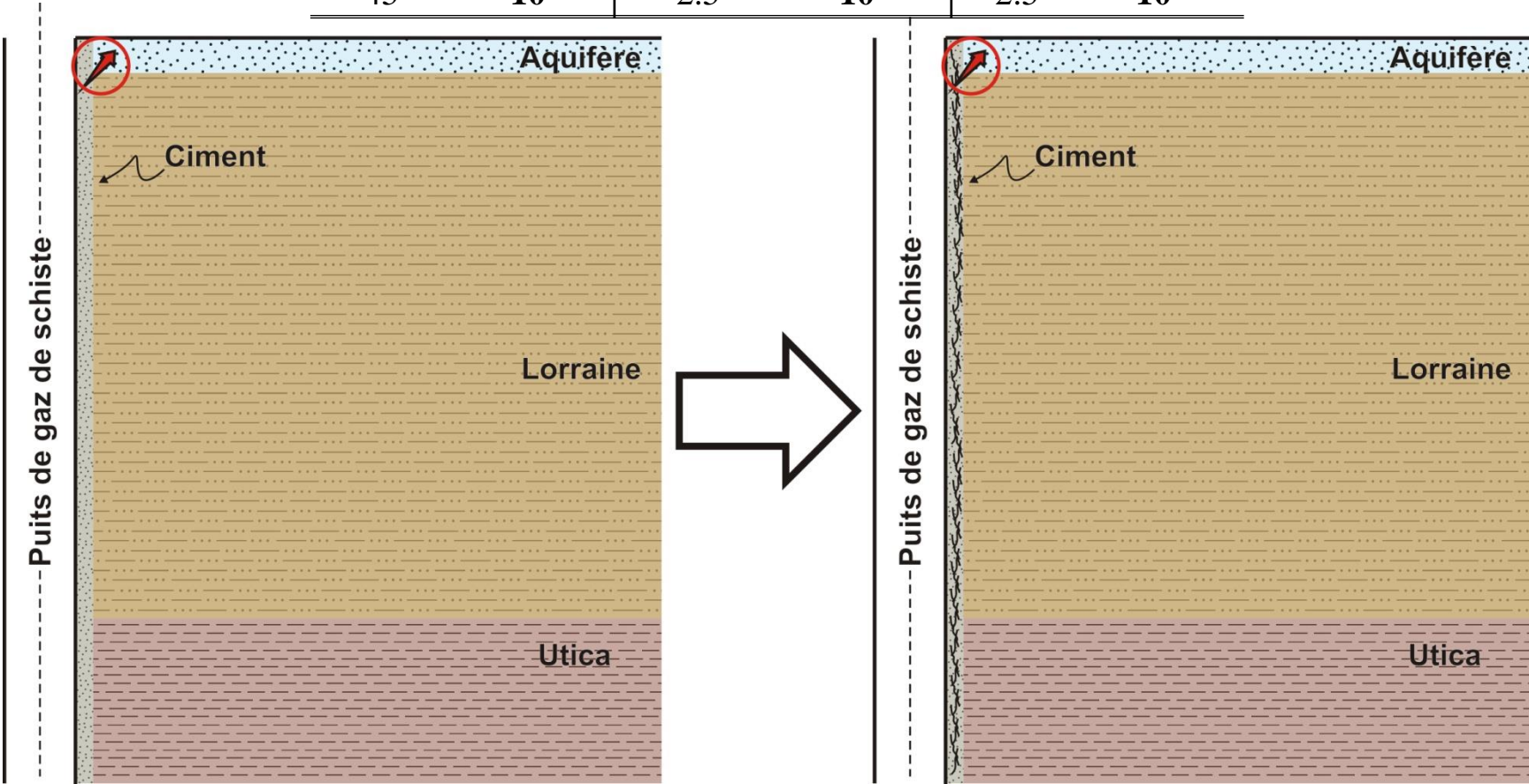


Bachu et Bennion (2009)

$\varepsilon$  = porosité,  $k$  = perméabilité

# Cas 1

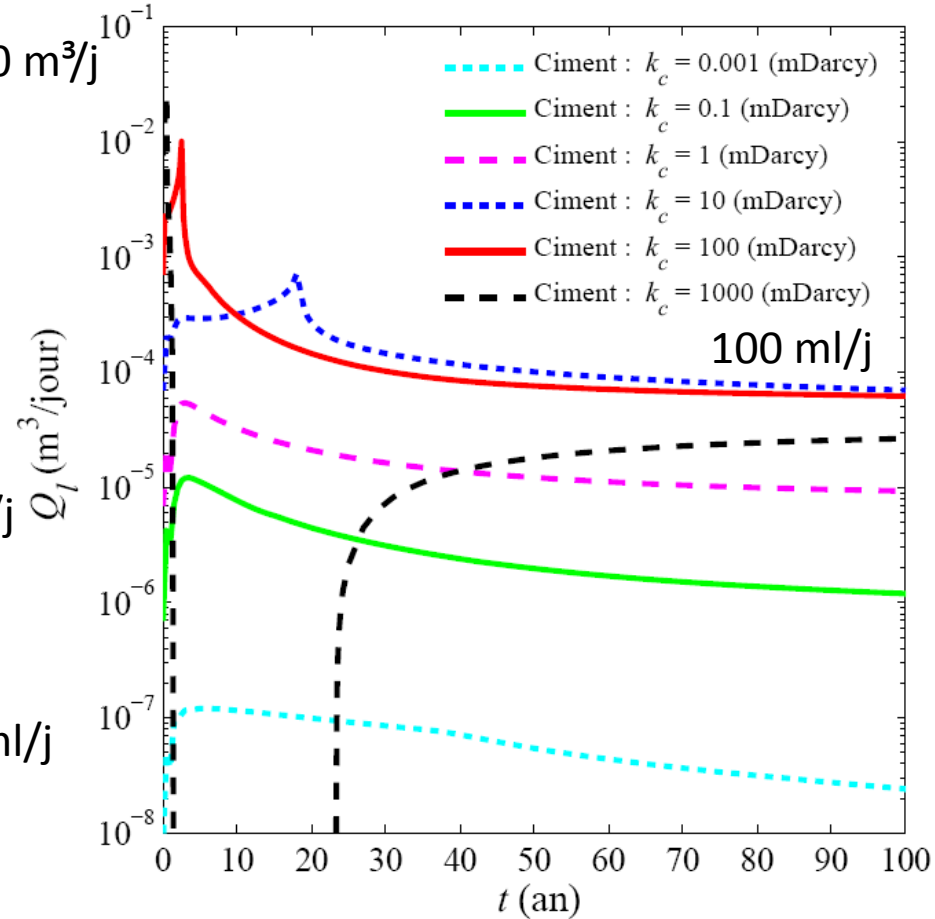
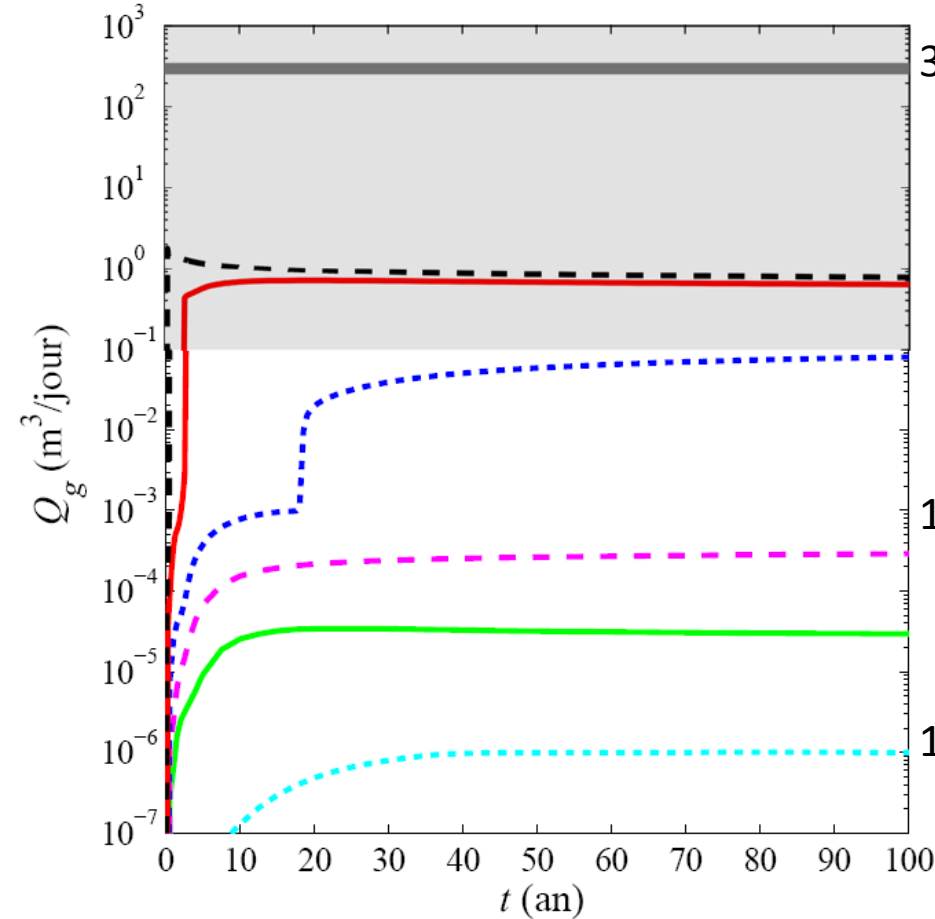
Ciment		Utica		Lorraine	
$\varepsilon$ (%)	$k$ (mD)	$\varepsilon$ (%)	$k$ (mD)	$\varepsilon$ (%)	$k$ (mD)
20	$10^{-3}$	2.5	$10^{-5}$	2.5	$10^{-5}$
25	$10^{-1}$	2.5	$10^{-5}$	2.5	$10^{-5}$
30	<b>1</b>	2.5	$10^{-5}$	2.5	$10^{-5}$
35	<b>10</b>	2.5	$10^{-5}$	2.5	$10^{-5}$
40	<b><math>10^2</math></b>	2.5	$10^{-5}$	2.5	$10^{-5}$
45	<b><math>10^3</math></b>	2.5	$10^{-5}$	2.5	$10^{-5}$



# Résultats – Cas 1

## Gaz

## Eau

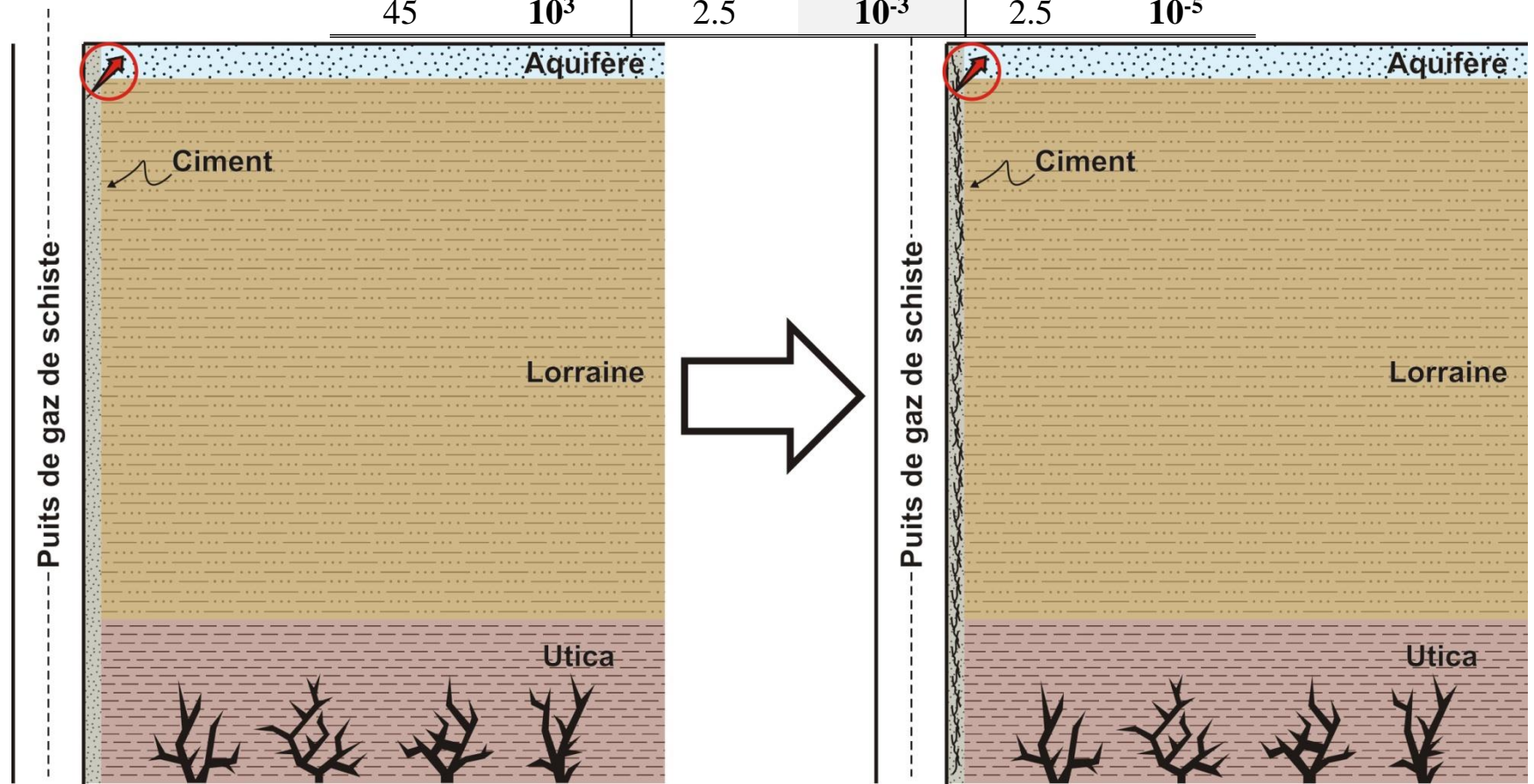


Fuites observées sur des puits conventionnels  
[Erno et Schmitz, (1996), Parsonage (2014)]

$\varepsilon$  = porosité,  $k$  = perméabilité

# Cas 2

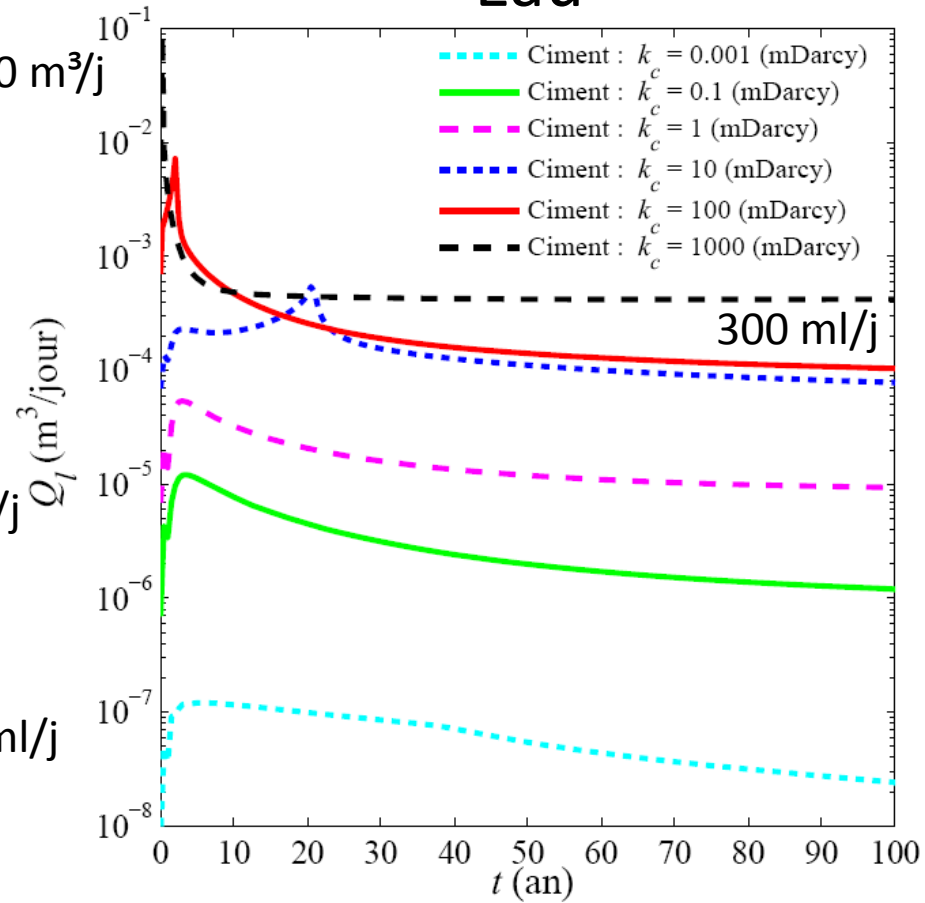
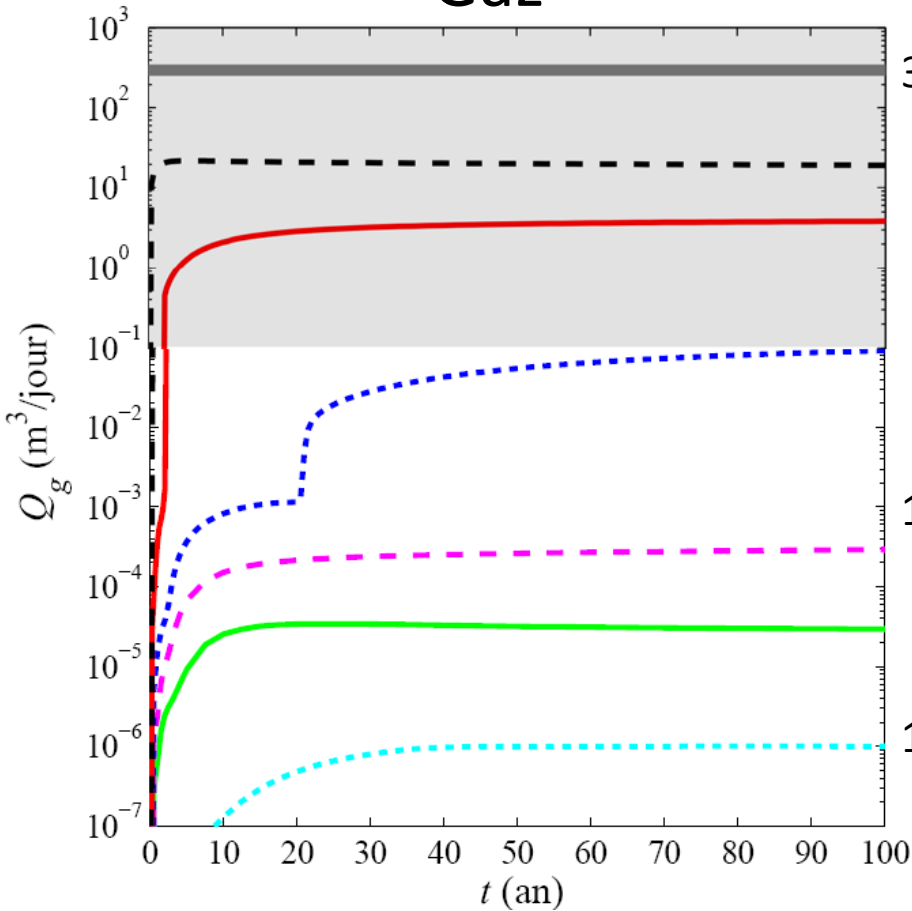
Ciment		Utica		Lorraine	
$\varepsilon$ (%)	$k$ (mD)	$\varepsilon$ (%)	$k$ (mD)	$\varepsilon$ (%)	$k$ (mD)
20	$10^{-3}$	2.5	$10^{-3}$	2.5	$10^{-5}$
25	$10^{-1}$	2.5	$10^{-3}$	2.5	$10^{-5}$
30	1	2.5	$10^{-3}$	2.5	$10^{-5}$
35	10	2.5	$10^{-3}$	2.5	$10^{-5}$
40	$10^2$	2.5	$10^{-3}$	2.5	$10^{-5}$
45	$10^3$	2.5	$10^{-3}$	2.5	$10^{-5}$



# Résultats – Cas 2

## Gaz

## Eau

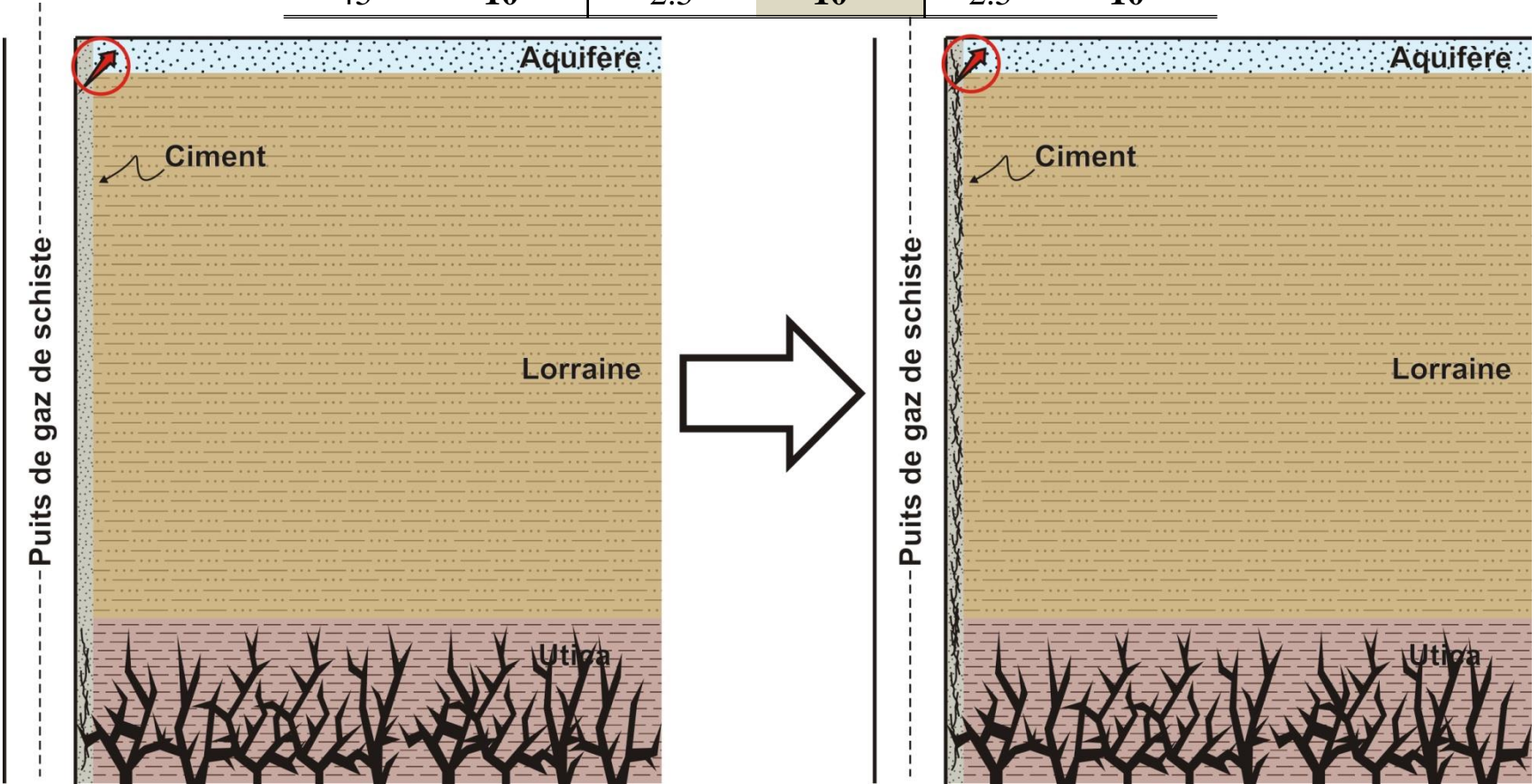


Fuites observées sur des puits conventionnels  
[Erno et Schmitz, (1996), Parsonage (2014)]

$\varepsilon$  = porosité,  $k$  = perméabilité

# Cas 3

Ciment		Utica		Lorraine	
$\varepsilon$ (%)	$k$ (mD)	$\varepsilon$ (%)	$k$ (mD)	$\varepsilon$ (%)	$k$ (mD)
20	$10^{-3}$	2.5	$10^{-1}$	2.5	$10^{-5}$
25	$10^{-1}$	2.5	$10^{-1}$	2.5	$10^{-5}$
30	<b>1</b>	2.5	$10^{-1}$	2.5	$10^{-5}$
35	<b>10</b>	2.5	$10^{-1}$	2.5	$10^{-5}$
40	$10^2$	2.5	$10^{-1}$	2.5	$10^{-5}$
45	$10^3$	2.5	$10^{-1}$	2.5	$10^{-5}$

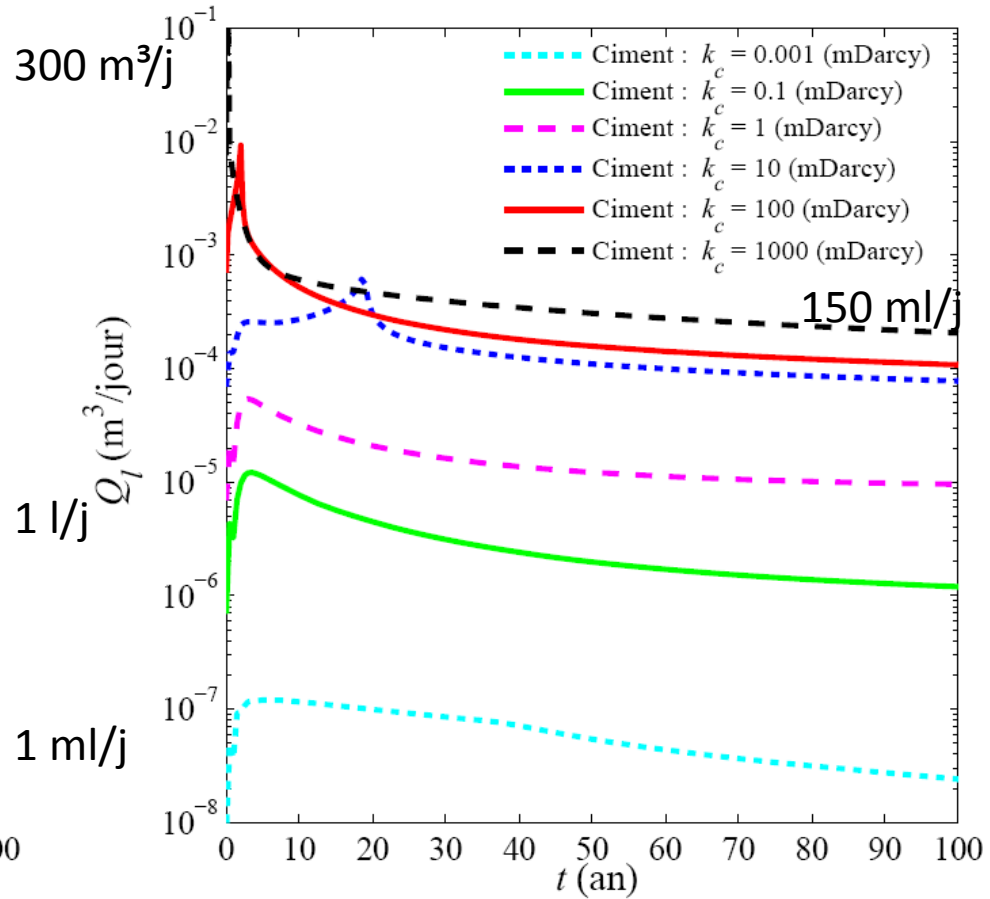
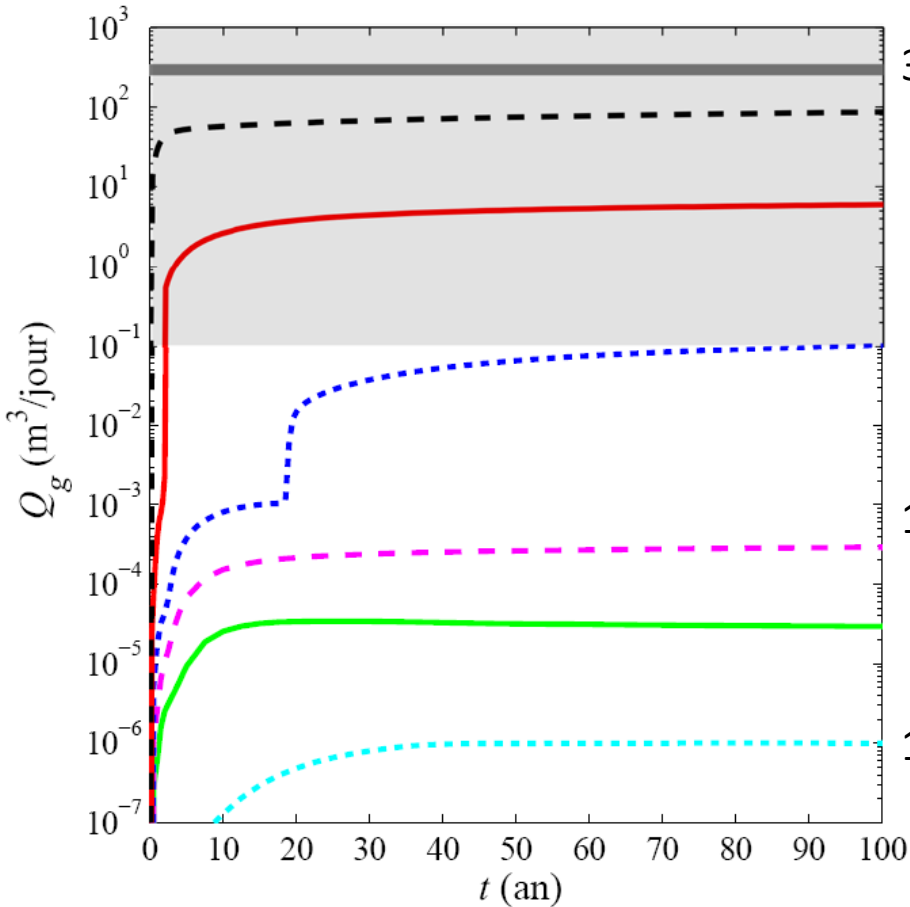




# Résultats – Cas 3

## Gaz

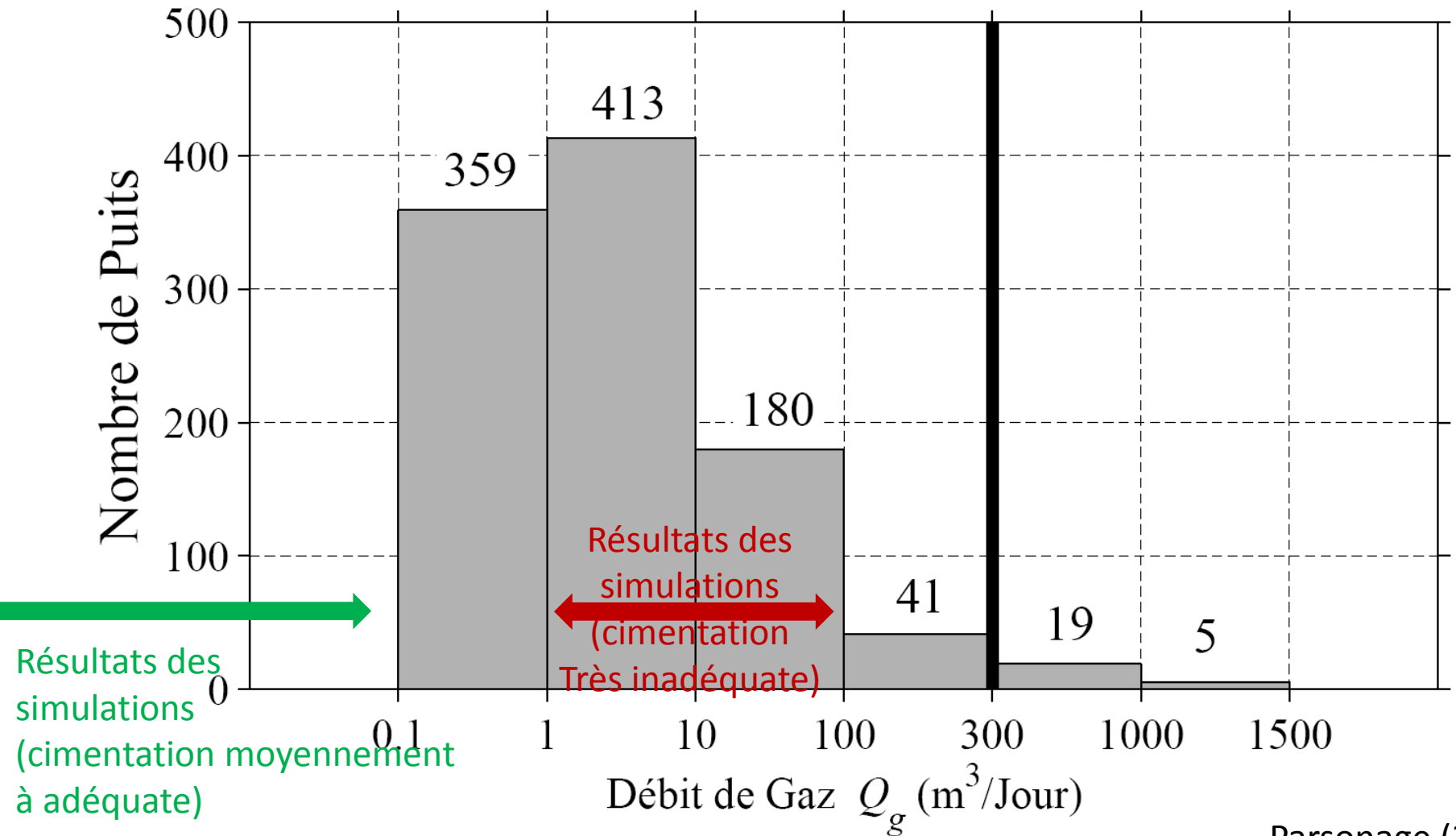
## Eau



Fuites observées sur des puits conventionnels  
(Erno et Schmitz, 1996; Parsonage, 2014)

# Observation de fuites en C.-B. (puits conventionnels, 1995-2013)

n = 1017 / 2500



# Cimentation inadéquate

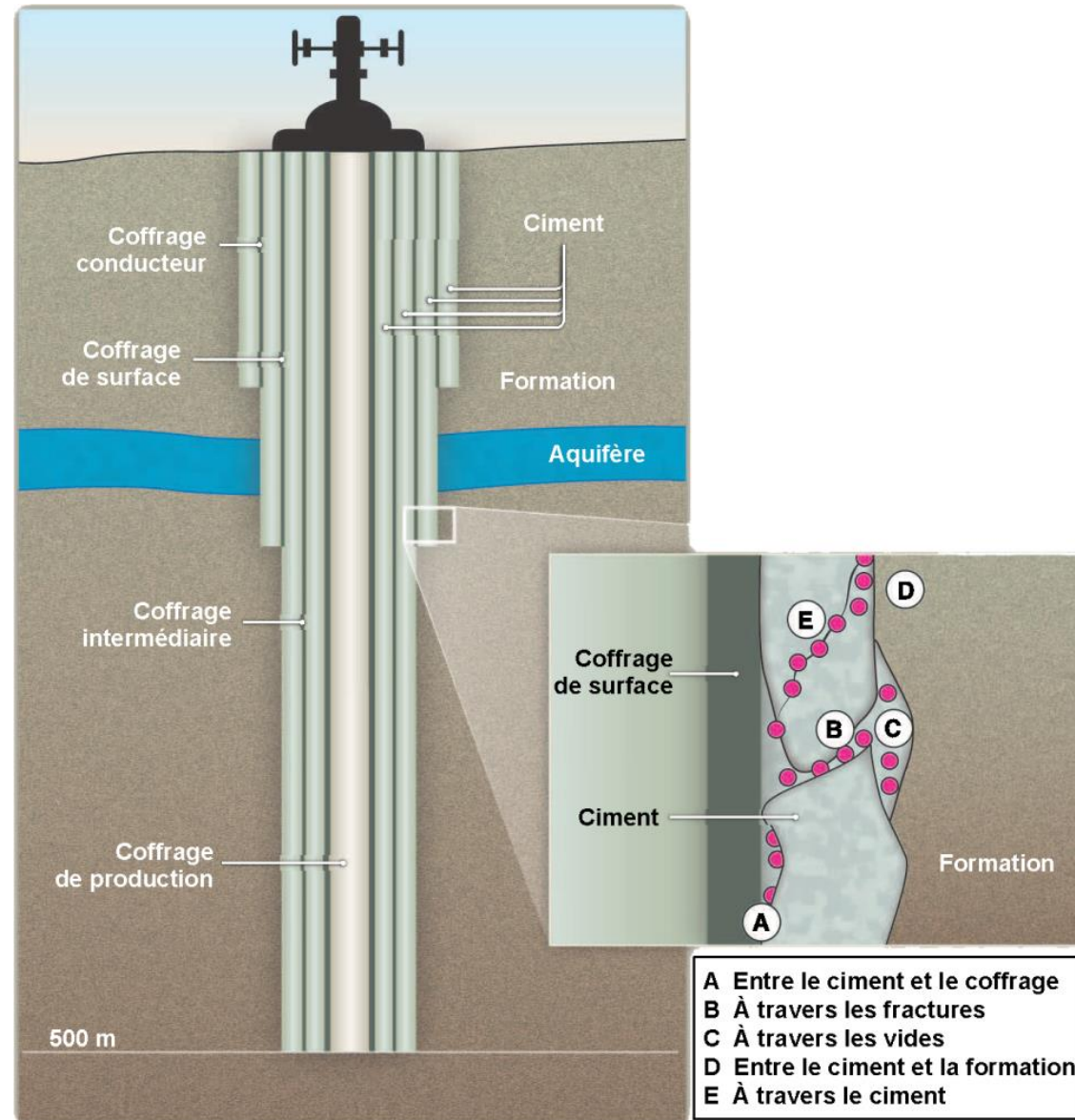
La perte de pression dans la colonne de ciment pendant le durcissement (Cooke et al., 1983)

La présence de boues de forage entre le coffrage et la formation pendant l'injection du ciment liquide (Bonett et Pafitis, 1996)

La présence possible du gaz à haute pression dans les formations proches de la surface (Bol et al., 1991)

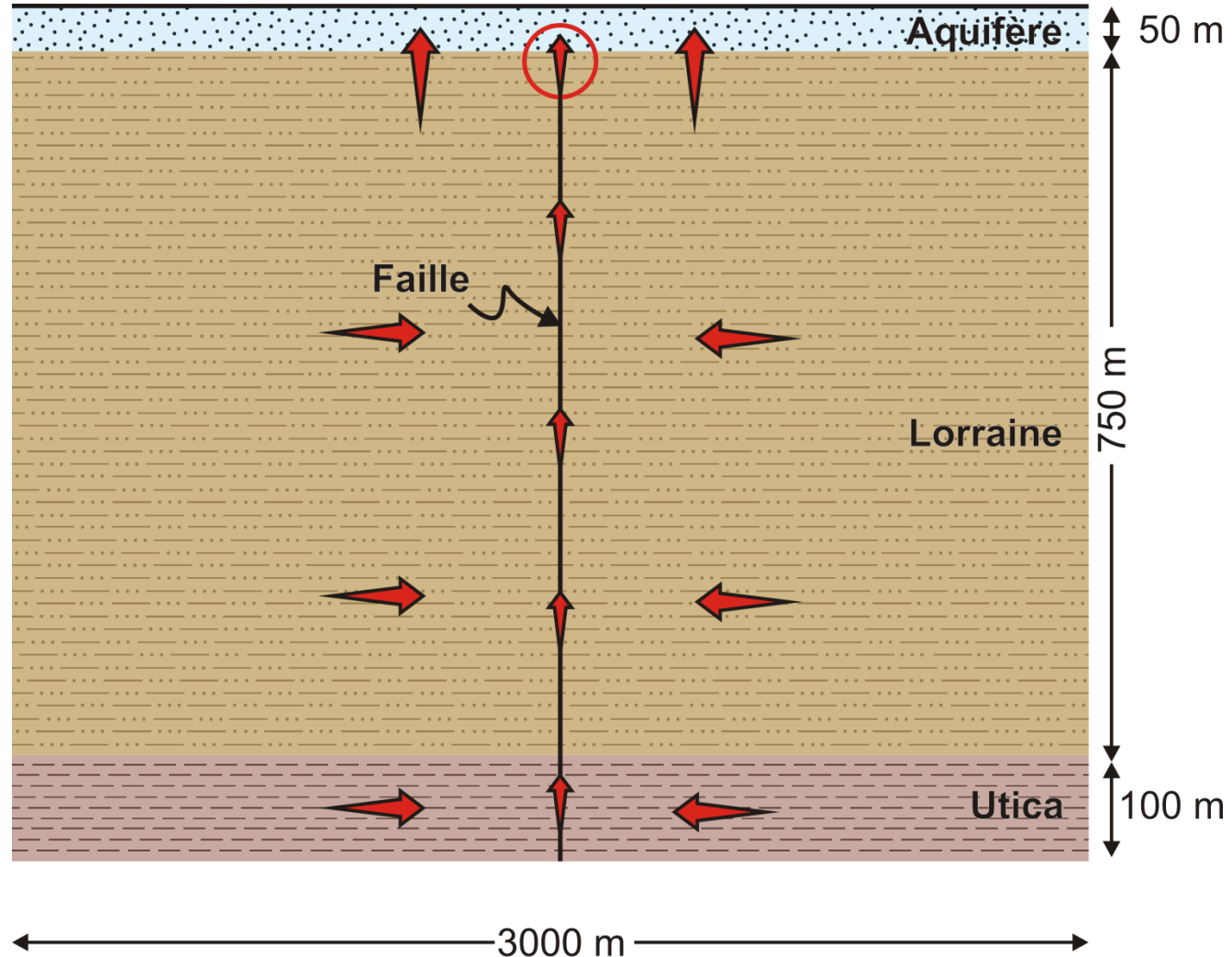
La contraction du ciment lors de la prise (Dusseault et al, 2000)

La perte de ciment due à la pression hydrostatique très élevée de la colonne du ciment liquide (avant le durcissement) qui fracture la formation et cause la pénétration de ciment dans la formation (Vidic et al., 2013)



(Vidic et al., 2013)

# Scénario 2



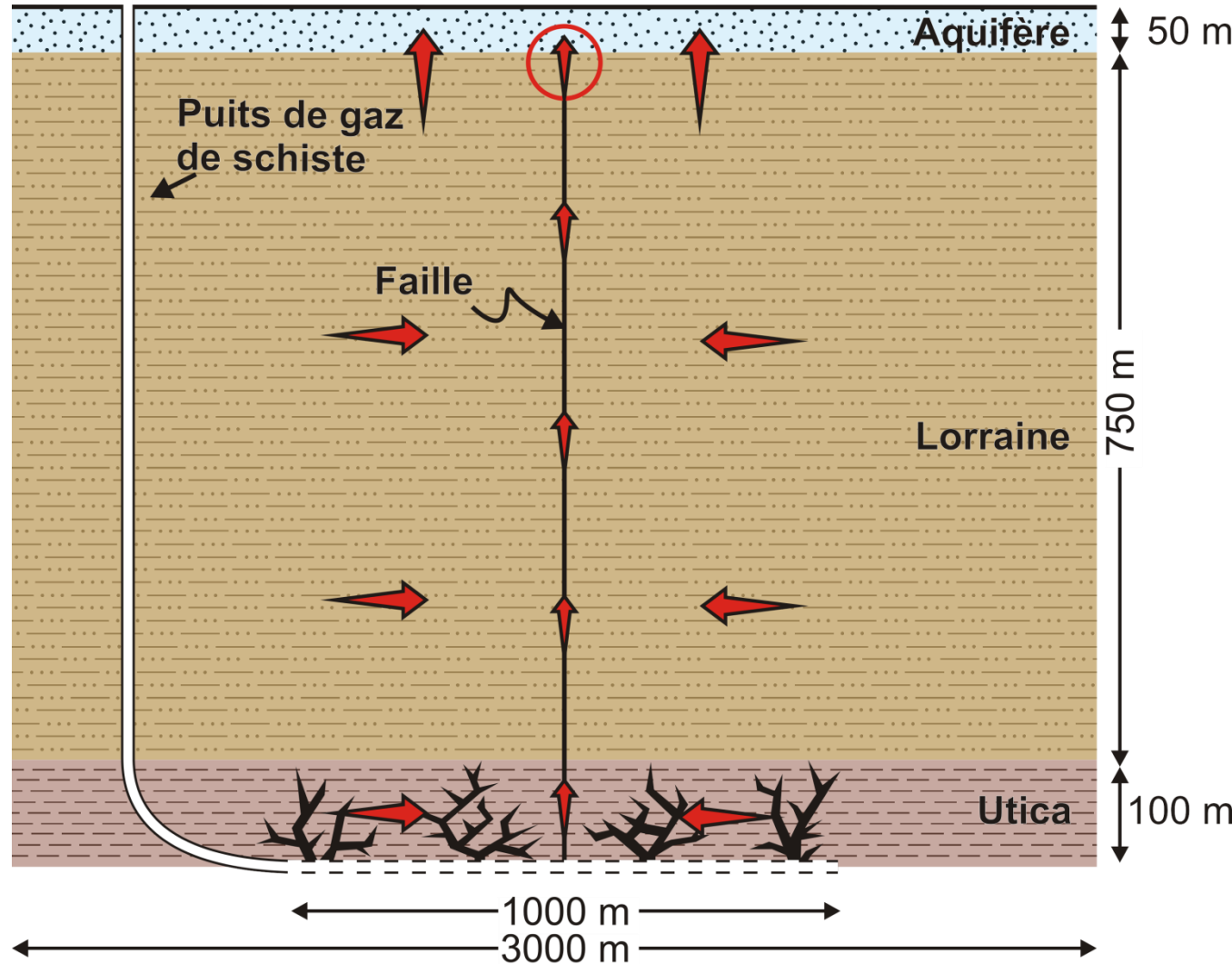
**Étape 1** Simulation à long terme en régime transitoire (7 millions d'années) en conditions naturelles afin d'évaluer les flux naturels du gaz (méthane) et du fluide de formation (saumure).

$$K_{\text{Utica non-fracturé}} = 1 \times 10^{-5} \text{ mDarcy}$$

# Scénario 2

**Étape 2** Simulation simplifiée d'une fracturation hydraulique pendant une période d'un mois.

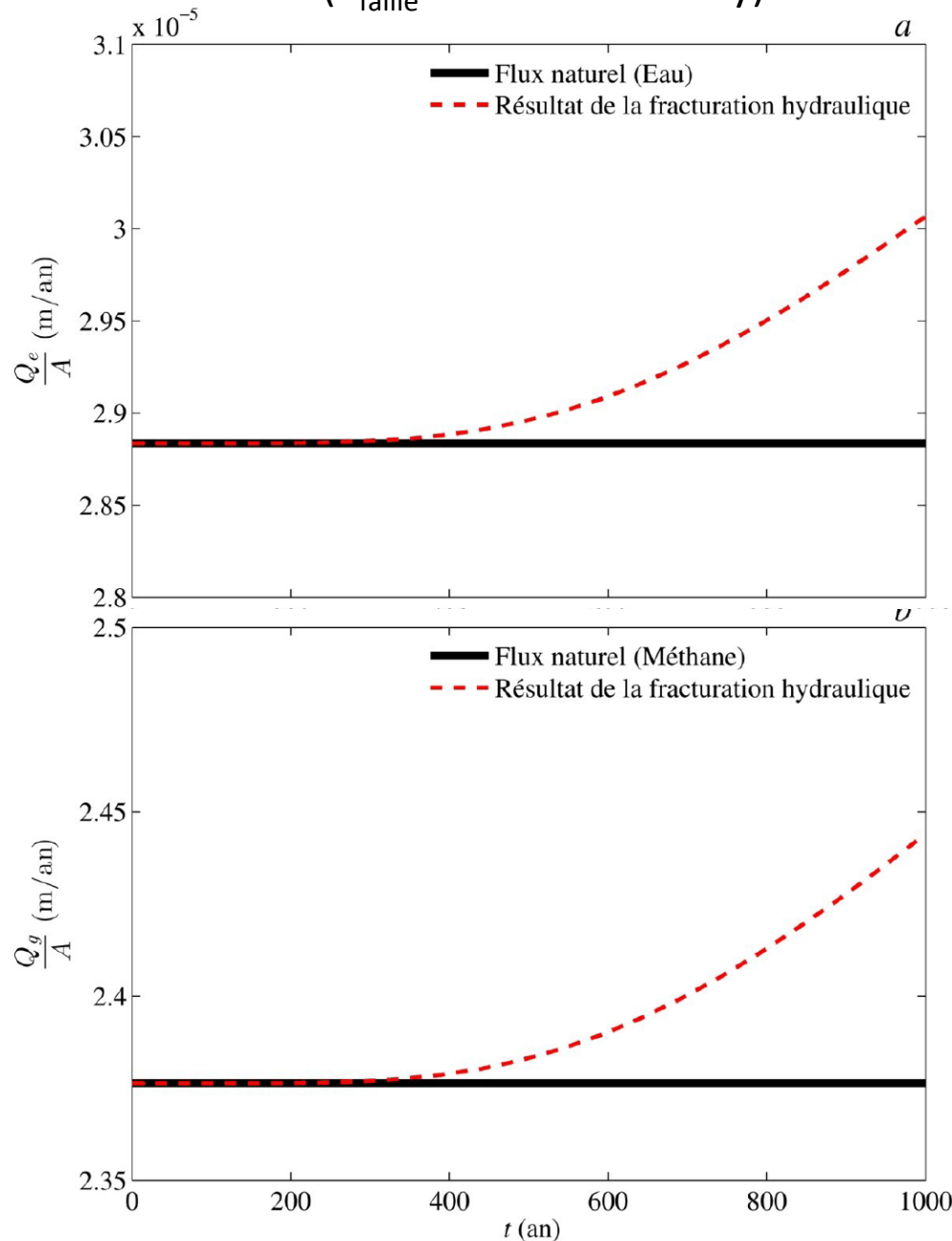
**Étape 3** Fin de la fracturation hydraulique et simulation de la migration des fluides dans la faille pendant une période de 1000 ans.



$$K_{\text{Utica fracturé}} = 1 \times 10^{-3} \text{ mDarcy}$$

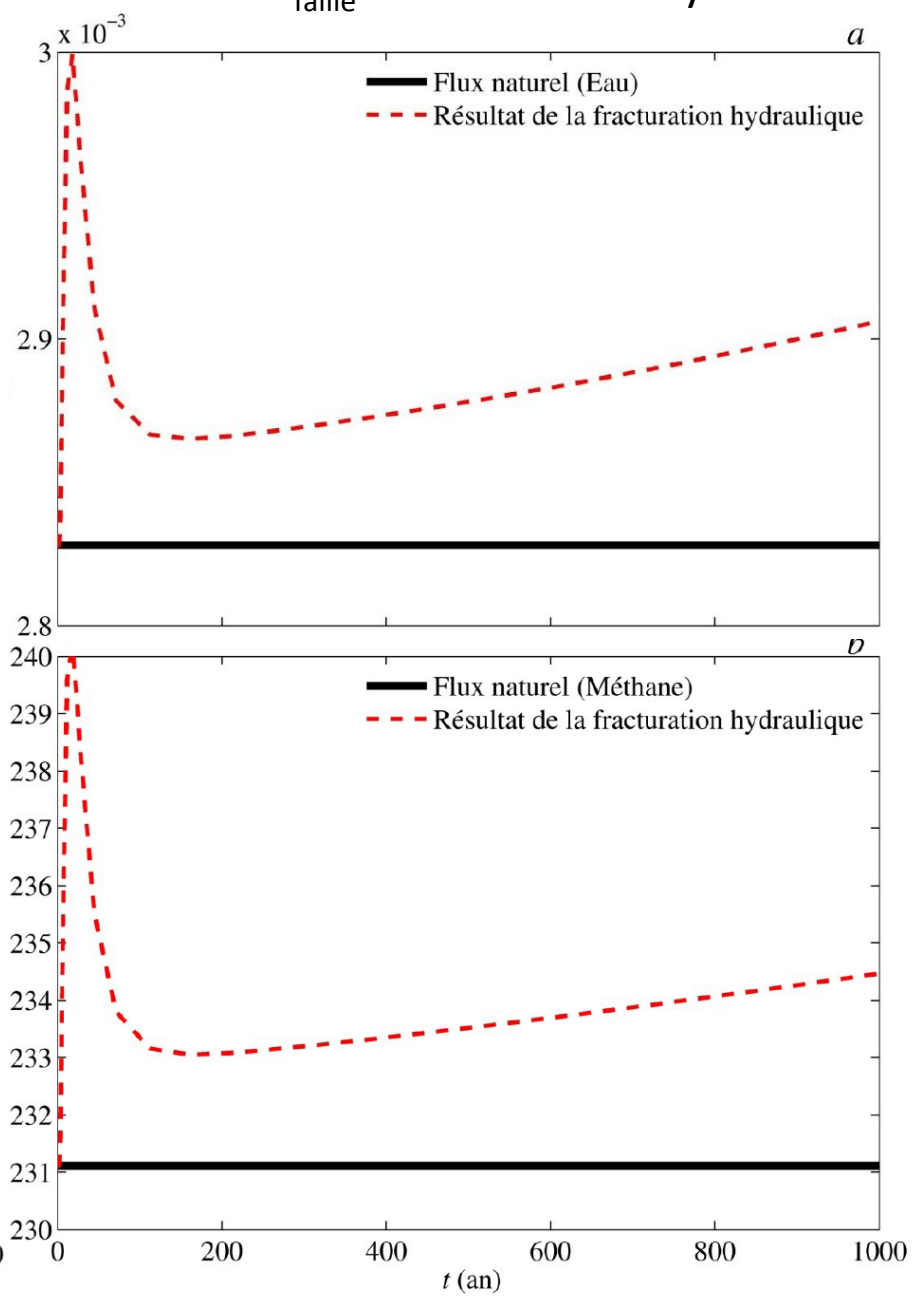
# Cas 1 - Faille peu perméable

( $K_{\text{faille}} = 1 \times 10^{-3}$  mDarcy)



# Cas 2 - Faille très perméable

( $K_{\text{faille}} = 1 \times 10^{-1}$  mDarcy)



# Conclusions (1/2)

- Des simulations de fuites de gaz le long du coffrage d'un puits de gaz de schiste ont été effectuées avec le modèle numérique DuMuX en utilisant les variables propres au BTSL.
- Les fuites simulées pour un ciment dégradé ou mal mis en place sont comparables aux fuites observées dans des puits conventionnels.
- Un ciment sain bien mis en place permet d'assurer l'intégrité d'un puits à long terme peu importe le degré de fracturation du Shale d'Utica.
- Si le ciment se dégrade ou est mal mis en place, des fuites notables de méthane pourraient survenir au cours d'une période inférieure à 10 ans. Le degré de fracturation devient alors un facteur déterminant sur la magnitude des fuites.
- Aucune simulation n'a permis d'atteindre une fuite de 300 m<sup>3</sup>/j.

# Conclusions (2/2)

- Des simulations de fuites de gaz le long d'une faille ont été effectuées avec le modèle numérique DuMuX en utilisant les variables propres au BTSL.
- Pour les 2 cas étudiés, le modèle prédit une augmentation d'au plus 5 % du flux naturel de gaz ou de fluides de formation pour une période de simulation de 1000 ans suivant la fracturation hydraulique .
- D'autres études (Gassiat *et al.*, 2013) ont permis de simuler des fuites notables de fluides de formation vers la surface. Les différences sont attribuables à des différences dans les processus représentés et au choix des paramètres.



# Limites de l'étude

- Peu de données disponibles concernant les propriétés hydrauliques des formations géologiques, des fractures et des failles.
- Analyse paramétrique  $\neq$  analyse spécifique.
- Modèle non calé.
- Scénario 2 très préliminaire et pas de comparaison avec des observations.
- Propriétés homogènes.

# Recommandations

- Convertir les fuites de gaz en concentration de méthane dans l'eau.
- Simuler le comportement du gaz et des fluides de formation/fracturation dans l'aquifère superficiel.
- Considérer plusieurs espèces dissoutes (gaz Lorraine, gaz Utica et fluides de fracturation).
- Acquérir de meilleures connaissances sur les propriétés hydrauliques des roches, des fractures et des failles.
- Obtenir des données de fuites de gaz provenant de puits de gaz de schiste et conventionnels.

# Références

- Bastian, P. and Helmig, R., (1999). Efficient fully-coupled solution techniques for two phase flow in porous media. Parallel multigrid solution and large scale computations. *Adv. Water Resour.*, 23:199–216.
- Briskin, J. (2012) Technical Roundtables on EPA's Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources, WELL INJECTION, Presentation held on November 15, 2012, USEPA.
- Bachu, S., Bennion, D.B., (2009). Experimental assessment of brine and/or CO<sub>2</sub> leakage through well cements at reservoir conditions. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 3 (4), 494–501.
- Bol, G., Grant H., Keller S., Marcassa F. and De Rozieres J., (1991). Putting a stop to gas channeling. *Oilfield Review* 3, no. 2 : 35-43.
- Bonett, A., and Pafitis D., (1996). Getting to the root of gas migration, *Oilfield review*, 8(1), 36-49.
- Cooke, Jr., C.E., Kluck, M.P., and Medrano, R., (1983). Field measurements and annular pressure and temperature during primary cementing. SPE 11206, *J. Petroleum Technology* 1429-1438.
- Crow, W., Carey, J.W., Gasda, S., Williams, D.B., Celia, M., (2010). Wellbore integrity analysis of a natural CO<sub>2</sub> producer. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 4 (2), 186–197.
- Duchaine, Y., Tourigny, Y., Beaudoin, G. et c. Dupuis (2012) Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica, Québec, Département de géologie et génie géologique, Université Laval, 85 pages.
- Dusseault, M. B., M. N. Gray, and P. A. Nawrocki (2000). Why oilwells leak: Cement behavior and long-term consequences. Paper presented at SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, SPE Beijing, China, 7-10 November.
- Erno, B., and R. Schmitz, (1996), Measurements of soil gas migration around oil and gas wells in the Lloydminster area, *Journal of Canadian Petroleum Technology* 35(7): 37-46.
- Gasda, S. E., Celia, M.A., Wang, J.Z., Duguid, A., (2013). Wellbore permeability estimates from vertical interference testing of existing wells. *Energy Procedia*. 37:5673–5680.

# Références (suite)

- Gassiat, C., T. Gleeson, R. Lefebvre, and J. McKenzie (2013), Hydraulic fracturing in faulted sedimentary basins: Numerical simulation of potential contamination of shallow aquifers over long time scales, *Water Resour. Res.*, 49, 8310–8327, doi:10.1002/2013WR014287
- Helmig, R., (1997). *Multiphase flow and transport processes in the subsurface*. Springer.
- Jacobs, F., Wittmann, F.H., (1992). Long term behavior of concrete in nuclear waste repositories. *Nucl. Eng. Design* 138, 157 - 164.
- Mehta, P.K. and Manmohan, D. (1980). Pore Size distribution and permeability of hardened cement pastes. *Proceedings of the 7th International Conference on Chemistry of Cements, Paris, v. 3*.
- Nowamooz, A., J.-M. Lemieux et R., Therrien (2013) Étude E3-10, Modélisation numérique de la migration du méthane dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Rapport final. Département de géologie et de génie géologique, Université Laval, décembre 2013, 115 pages, 2 annexes.
- Parsonage, K., (2014), *British Columbia SCVF Wellbores*. Communication personnelle.
- Reinhardt, H.W., Gaber, K., (1990). From pore size distribution to an equivalent pore size of cement mortar, *Mater. Struct.* 23, 3–15.
- Séjourné, S., X. Malet, R. Lefebvre, and D. Lavoie (2013), Synthèse hydrogéologique du Shale d'Utica et des unités sus-jacentes (Lorraine, Queenston et dépôts meubles), Basses-Terres du Saint-Laurent, Québec, Report, *Geol. Surv. of Canada*.
- Vidic, R.D., Brantley, S.L., Wandenbossche, J.M., Yoxthimer D., Abad, J.D., (2013). Impact of shale gas development on regional water quality, *Science*. vol. 340.
- Watson, T.L., et S., Bachu (2009), Evaluation of the potential for gas and CO2 leakage along wellbores, *SPE Drilling & Completion*, vol. 24, no. 1, pp. 115-126.