

Mesure de la perméabilité *in situ* du sel

Ph. COSENZA
M. GHOREYCHI
B. BAZARGAN-SABET

Groupement pour l'étude
des Structures Souterraines
de Stockage (G.3S)
(URA 317-LMS),
École polytechnique
91128 Palaiseau Cedex

Résumé

Afin de mesurer la perméabilité intrinsèque d'un sel relativement pur localisé loin d'un ouvrage souterrain, une expérience en place a été mise en œuvre dans la mine Amélie appartenant aux Mines de Potasse d'Alsace (MDPA, Mulhouse, France). Un forage vertical a été réalisé depuis une niche expérimentale pour atteindre le banc S1, le plus pur en halite. Le banc sélectionné a approximativement un mètre d'épaisseur et se trouve à 16 mètres du mur de la galerie. Les fluides d'essai utilisés furent l'azote et la saumure saturée. Dans le but de minimiser et de contrôler au mieux les phénomènes perturbateurs tels que la dilatation thermique, la dissolution/cristallisation du sel et le fluage de la paroi du forage, des essais à température et pression constantes ont été préconisés. Ces recommandations et le contexte géologique du site (faible épaisseur du banc de halite) ont nécessité la conception en laboratoire des obturateurs et du dispositif d'injection, avant de les tester *in situ*. Les résultats expérimentaux obtenus permettent d'affirmer que le sel gemme est perméable à l'azote et à la saumure même assez loin des ouvrages souterrains (4 rayons de galerie).

Les faibles débits volumiques de saumure mesurés sont relativement bien reproduits par la loi de Darcy. Les valeurs de la perméabilité intrinsèque et de la pression de pores initiale obtenues sont égales à $2 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$ (soit une perméabilité au sens des hydrogéologues de $2 \cdot 10^{-14} \text{ m/s}$) et 1 MPa respectivement. Concernant l'essai à l'azote, les résultats mettent en évidence les faits suivants :

- après percolation de saumure dans le massif, la pression capillaire fait diminuer d'un ordre de grandeur le débit massique de gaz ;
- la loi de Darcy n'est pas satisfaisante. L'effet Klippenberg (ou phénomènes de « glissements en paroi » des molécules de gaz) et la présence d'une pression capillaire initiale semblent jouer un rôle significatif.

In situ permeability measurement in salt

Abstract

In order to measure rock salt intrinsic permeability located far from underground facilities, an *in situ* experiment was performed in the Amélie mine belonging to the Mines de Potasse d'Alsace (MDPA, Mulhouse, France). A vertical borehole was drilled from a niche excavated to access to the S1 bed, very pure in halite. The selected salt bed is approximately one meter thick and is located 16 meters away from the gallery floor. Test fluids were nitrogen and saturated brine. In order to minimize and to control disturbing phenomena (thermal effects, solution/crystallization and creep), constant temperature and constant pressure tests were recommended. As a matter of fact and because of the geological conditions (low thickness of the tested halite bed), a special device had to be designed and its principal components (packers and fluid injection systems) needed to be tested in the laboratory and in the field. The results of the field experiment show that rock salt is permeable to gas and to brine, even far enough from underground openings.

The results of the tests with brine are interpreted in a satisfactory way using a model based on Darcy's law characterized by a permeability value of $2 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$ and an initial pore pressure value of 1 MPa. Analysis of the measured gas flow rate shows that :

- after a brine percolation, capillary pressure effect is significant ;
- fluid migration in salt is not controlled by Darcy diffusion ; Knudsen effect and partial saturation may play an important role.

Introduction

Deux observations géologiques témoignent de l'imperméabilité renommée du sel gemme: les flancs des dômes de sel constituent d'excellents pièges pour les gisements d'hydrocarbures, et des poches de gaz et de saumure à très haute pression ont été révélées à proximité d'ouvrages souterrains (Hofrichter, 1976; Baar, 1977). Ainsi le sel gemme fait partie des formations géologiques potentiellement favorables pour le stockage de déchets toxiques et radioactifs étudiées en Allemagne et aux États-Unis (Stork *et al.*, 1988; Bérest, 1990; Ghoreychi, 1990).

Les résultats des expérimentations en place sur le site du WIPP (Waste Isolation Pilot Plant) aux États-Unis (Beauheim et Saulnier, 1991; Stormont *et al.*, 1991) incitent à réexaminer l'hypothèse de l'imperméabilité du sel gemme, du moins à proximité des ouvrages souterrains. Dans une zone étendue jusqu'à environ deux rayons de galerie, les perméabilités mesurées peuvent augmenter de plusieurs ordres de grandeur par rapport à celle supposée du massif vierge (Fig. 1).

Pour la plupart des auteurs, l'augmentation de la porosité connectée et de la perméabilité dans la zone endommagée (en anglais *Disturbed Rock Zone*: DRZ) est associée à une microfissuration de la roche (dilatation des joints de grains), produite par l'excavation de l'ouvrage. Au-delà d'une certaine distance de l'ouvrage, le sel possède une perméabilité inférieure à 10^{-21} m², c'est-à-dire probablement en deçà de la précision des dispositifs de perméamétrie actuels. Ce dernier résultat soulève les questions suivantes:

a) Dans une zone non endommagée, le sel gemme est-il perméable aux fluides (gaz, saumure...)? Les résultats

des expériences du WIPP attestant une imperméabilité (plus exactement une « non-mesurabilité » de la perméabilité) du sel gemme, sont-ils généralisables à d'autres sites?

b) Dans l'affirmative, est-il possible de mesurer dans des conditions maîtrisées (technologie, interprétation...) une perméabilité inférieure à 10^{-21} m²?

c) En quoi un essai *in situ* peut-il renseigner sur la loi de filtration à laquelle obéit un transport de masse fluide dans le sel? Par exemple, la loi de Darcy s'applique-t-elle dans le cas du sel gemme?

d) Quelles sont les conditions « hydrauliques » initiales? Existe-t-il une pression de pores, une porosité connectée, un degré de saturation initial en saumure?

L'essai de perméabilité que nous avons réalisé aux Mines de Potasse d'Alsace vise à apporter des éléments de réponse à ces questions. La première partie de cet article est relative au dispositif expérimental et à la procédure retenue pour l'essai. La deuxième partie présente les données obtenues et leur interprétation.

2

Dispositif et procédure expérimentale

Une étude sur les couplages thermo-hydro-chimico-mécaniques dans le sel a montré que l'effet de perméabilité mesuré au moyen d'un essai *in situ* pouvait être masqué par les phénomènes suivants: la dissolution-cristallisation du sel associée à la percolation de saumure, la dilatation thermique des fluides du dispositif expérimental et du massif, et le fluage (Cosenza et Ghoreychi, 1993). Afin de minimiser et de contrôler au

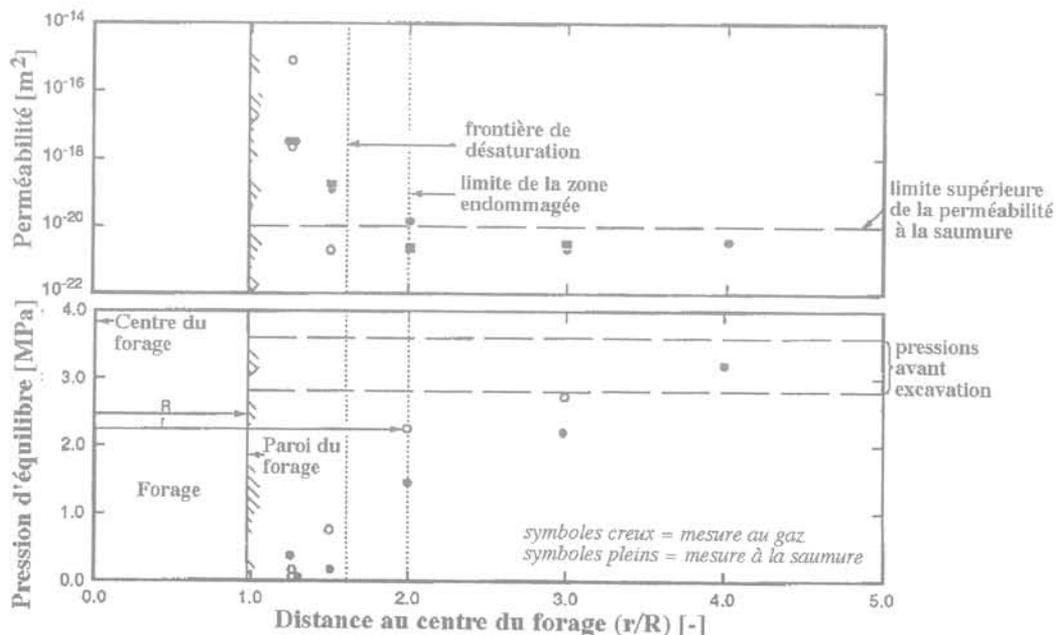


FIG. 1 Évolution de la perméabilité et de la pression de pores dans le sel en fonction de la distance à la paroi du forage (d'après Stormont *et al.*, 1991 sur le site du Waste Isolation Pilot Plant, États-Unis).
Permeability and pore pressure versus distance from borehole wall (Stormont *et al.*, 1991 on the Waste Isolation Pilot Plant site, USA).

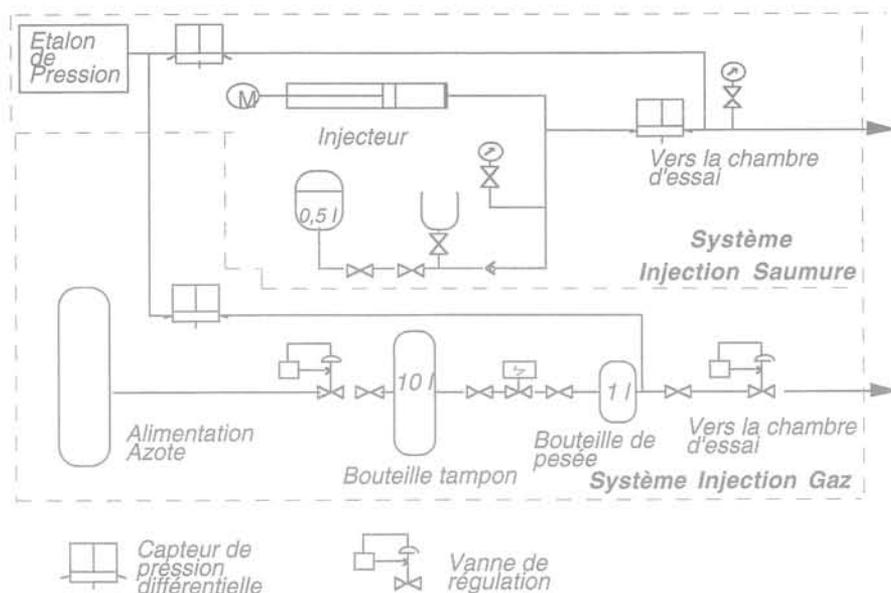


FIG. 2 Systèmes d'injection de fluide (gaz et saumure).
Fluid injection systems (gas and brine).

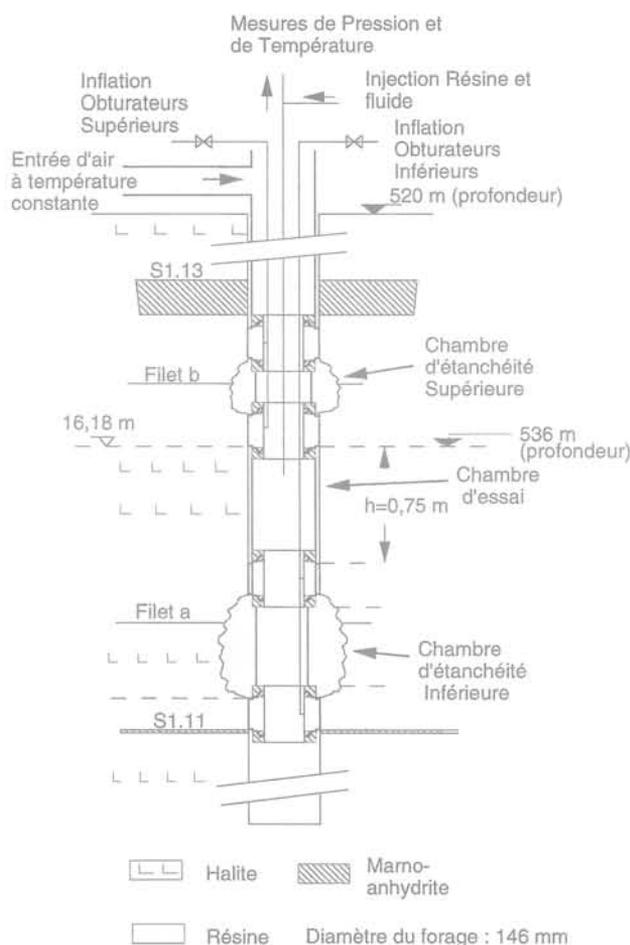


FIG. 3 Équipement du forage d'essai.
Borehole equipment.

mieux ces phénomènes qualifiés de « parasites », nous avons formulé les recommandations suivantes : (a) essais à pression constante ; (b) thermorégulation du dispositif expérimental à la température du massif (27 °C). Dans ce but, le dispositif d'injection (Fig. 2) et l'équipement du puits (Fig. 3) ont été conçus spécifiquement au laboratoire et testés *in situ*.

Le banc S1, le plus riche en halite de la série salifère supérieure du bassin diapirique de Mulhouse, aujourd'hui exploité dans la mine Amélie a été choisi pour l'essai. Un puits vertical a été foré depuis une niche expérimentale, elle-même creusée pour l'essai, afin d'atteindre une zone sans filet d'insolubles dans le banc S1 (Fig. 3).

L'expérience *in situ* s'est déroulée en trois étapes. D'abord, un premier essai au gaz (azote) a été réalisé afin de vérifier l'étanchéité du dispositif expérimental et de mesurer la perméabilité initiale du massif au gaz. Dans cette expérience, la chambre d'essai dans le forage était soumise de manière instantanée à une pression de fluide P_g qui diminuait de par la fuite dans la formation. Lorsque la pression atteignait une valeur limite basse $P_g - \Delta P$ (avec ΔP négligeable devant P_g), une quantité connue de gaz était alors injectée dans la chambre. Ainsi, la pression de gaz dans la chambre durant l'essai, pouvait être considérée constante et égale à la valeur P_g à un petit écart ΔP près.

Après une injection de gaz à une pression de 2 MPa durant 18 jours, deux essais ont été réalisés à une pression de 4 et 6 MPa durant 26 et 16 jours respectivement. Ces essais à multipaliers visaient à vérifier la linéarité de la loi d'écoulement du fluide.

Dans la deuxième étape expérimentale, après un temps de relaxation de la pression interstitielle d'une semaine, une pression croissante de saumure a été appliquée dans la chambre par paliers de pression successifs de 2, 4 et 6 MPa durant respectivement 27, 19 et 34 jours, afin de « saturer » en saumure le massif environnant (Fig. 4). Pour chacun des paliers, la pression est maintenue constante par injection *continue* de saumure.

Enfin, lors de la dernière étape, après infiltration de la saumure dans le massif, la chambre d'essai a été soumise de nouveau à une pression de gaz de 6 MPa durant 15 jours. Le débit de gaz mesuré a été comparé à celui obtenu lors de la première étape, afin d'apprécier un éventuel effet de la pression capillaire.

3

Résultats et interprétation

3.1

Essais à la saumure

3.1.1

Validité de la loi de Darcy

L'évolution dans le temps du volume de saumure injecté, donnée sur la figure 4, fait apparaître avant tout que le volume du fluide percolant dans le massif est très faible ; sa valeur n'excède guère 25 cm³ au bout d'environ 3 mois d'injection d'une saumure sous pression variant de 2 à 6 MPa. Cela témoigne en soi de la faible perméabilité du sel et révèle la difficulté d'étudier l'écoulement observé avec des lois classiques. Nous sommes cependant tentés de vérifier la validité de la loi de Darcy. Dans ce but, les mesures furent interprétées en utilisant un modèle numérique basé sur les hypothèses suivantes : le sel est saturé en saumure ; l'écoulement est radial. La première hypothèse est en particulier justifiée pour le deuxième palier de 4 MPa (le débit du premier palier de saumure de 2 MPa étant perturbé par les injections de gaz antérieures). La deuxième hypothèse est vérifiée en comparant la distance de pénétration de la saumure estimée à 15 cm et la hauteur de la chambre (75 cm). L'historique des pressions appliquées de gaz a été pris en compte.

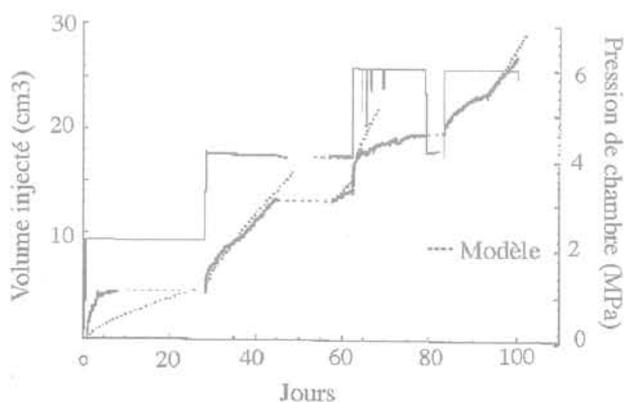


FIG. 4 Comparaison entre les données expérimentales et le modèle tenant compte du régime transitoire pour les valeurs de perméabilité de $2 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$ et de pression de pores initiale de 1 MPa.

Comparison between experimental data and model. Transient state is taken into account with the values of permeability and pore pressure equal to $2 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$ and 1 MPa respectively.

La figure 4 montre que le meilleur ajustement entre données expérimentales et modèle est obtenu pour une perméabilité intrinsèque de $2 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$ et une pression de pores de 1 MPa.

Notons que la valeur de la perméabilité intrinsèque de $2 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$ est du même ordre de grandeur que celle d'un sel non endommagé mesurée sur le site du Waste Isolation Pilot Plant (Beauheim et Saulnier, 1989; Stormont *et al.*, 1991). La surface libre de la nappe phréatique en Alsace étant située à une dizaine de mètres de profondeur, la valeur de la pression de pores initiale de 1 MPa est donc plus faible que la pression hydrostatique probable de 6 MPa à la profondeur de la chambre d'essai (536 m). Ce constat est également partagé sur le site du WIPP. On se demande donc dans quelle mesure, la valeur faible de 1 MPa, traduit-elle un phénomène de drainage provoqué par l'infrastructure minière. Des mesures complémentaires de perméabilité à plusieurs distances de la paroi de la galerie apporteraient certainement des éléments de réponse à cette question.

Dans la modélisation de l'essai *in situ*, nous allons négliger le fluage de la paroi. Cette hypothèse semble justifiée par les mesures de convergence de forages verticaux réalisées précédemment dans le cadre d'un autre essai *in situ*, appelé CPPS (Champ Proche de Puits de Stockage). Celles-ci furent effectuées sur un site situé à proximité de celui de l'essai de perméabilité dans le même banc de sel et à la même profondeur.

En outre, les résultats de la modélisation suggèrent que des effets non linéaires affectant la perméabilité auraient un rôle mineur ou alors se compenseraient :

- l'endommagement dû au chargement déviatorique lors du forage (Stormont *et al.* 1991);
- la variation de la contrainte effective (Guéguen et Palciauskas, 1992);
- le changement de concentration en sel à saturation de la saumure consécutif aux variations de pression, induisant des phénomènes de dissolution-cristallisation (Cosenza et Ghoreychi, 1993);
- le phénomène de « cicatrisation » sous contrainte (Peach, 1991).

Dans la suite, nous proposons d'examiner à la lumière de l'état actuel des connaissances, l'influence de ces non linéarités sur les résultats de l'essai.

3.1.2

Effets des non linéarités

a) L'endommagement dû au chargement déviatorique résultant du forage

Le risque d'un endommagement est examiné en se plaçant en condition isotherme et en symétrie cylindrique pour le forage. Deux situations extrêmes sont considérées :

a) le sel est supposé poro-élastique ; ce cas permet de maximiser le risque d'endommagement puisque l'écoulement viscoplastique du sel entraîne une relaxation des contraintes déviatoriques au voisinage de la paroi du forage ;

b) le comportement du sel est poro-viscoplastique à l'état stationnaire (la vitesse de relaxation des contraintes est nulle). S'il existe un état asymptotique de contrainte (hypothèse vraisemblable, cf. Nguyen-Minh et Pouya, 1992), en régime thermique et hydrau-

TABLEAU I

Expressions de la contrainte moyenne et de la contrainte déviatorique, pour deux états : poro-élasticité et poro-viscoplasticité pour différents paliers de pression (P_1).

Relationships between mean stress and deviatoric stress for two types of behavior : poro-elasticity and poro-viscoplasticity for different pressure steps (P_1).

	Expressions	$P_1 = 0$ MPa	$P_1 = 2$ MPa	$P_1 = 6$ MPa
Poro-élasticité Contrainte moyenne ($\sigma_m = \frac{1}{3} \text{tr} \sigma$)	$\sigma_m = -\sigma_o - \frac{2}{3} b \frac{1-2\nu_o}{1-\nu_o} (P_1 - P_o)$	-10	-10,0	-10,2
Contrainte déviatorique ($\sigma_d = \sigma_r - \sigma_\theta$)	$\sigma_d = -2(-\sigma_o + P_1) - b \frac{1-2\nu_o}{1-\nu_o} (P_1 - P_o)$	20	15,9	7,7
Poro-viscoplasticité Contrainte moyenne	$\sigma_m = \frac{1}{3} (-2P_1 - \sigma_o) + \frac{2}{3} [\nu_o(1-n) - 1] \left(\frac{-\sigma_o + P_1}{n} \right) - \frac{1-2\nu_o}{3} b (P_1 - P_o)$	-4,2	-5,4	-8,6
Contrainte déviatorique	$\sigma_d = -\frac{2}{n} (-\sigma_o + P_1)$	6,7	5,3	2,7

lique permanents, le déviateur limite et la contrainte moyenne en paroi peuvent être calculés à la suite de Nguyen-Minh et Pouya (1992).

Pour chacun des deux cas ci-dessus, les expressions de la contrainte déviatorique et de la contrainte moyenne ainsi qu'une application numérique effectuée avec les valeurs de pression appliquée à la paroi sont données dans le tableau I.

Dans la pratique, l'utilisation des expressions du tableau I nécessite la connaissance du coefficient de Biot (b). Faute d'expériences spécifiques sur le sel étudié, on prendra pour ce coefficient la valeur vraisemblable de 0,1 proposée par McTigue (1986) pour le sel du WIPP.

Les contraintes calculées dans le tableau I peuvent être comparées aux critères d'endommagement établis sur des échantillons de sel « sec » des MDP (Thorel et

Ghoreychi, 1996) et sur des échantillons de sel du même site, mis en contact avec un fluide (Cosenza; 1996). L'application numérique a été effectuée avec les valeurs suivantes :

la pression de pores initiale $P_o = 1$ MPa;

la contrainte initiale $\sigma_o = 10$ MPa;

l'exposant de la loi de fluage $n = 3$;

le coefficient de Poisson drainé $\nu_o = 0,3$;

le coefficient de Biot $b = 0,1$.

On constate sur la figure 5 que l'état de contraintes correspondant au palier de pression nulle, calculé en supposant un creusement instantané du forage et un comportement poro-élastique du massif se situe au-dessus du critère d'endommagement « sec ». Par ailleurs, les états de contraintes associés aux valeurs de 2 et 6 MPa, se trouvent placés presque sur le critère d'endommagement du sel en contact direct avec le fluide. Compte tenu de la dispersion des résultats de laboratoire et de l'incertitude sur l'état de contraintes initial dans le massif (contraintes naturelles et perturbées par la mine), on ne peut néanmoins en conclure avec certitude à l'endommagement de la paroi du forage. Mais, on peut affirmer que cet endommagement, s'il a lieu, est certainement faible et doit être localisé à la paroi de la chambre puisqu'en élasticité, les contraintes radiales et orthoradiales en coordonnées cylindriques évoluent en $1/r^2$. Afin d'estimer plus précisément l'extension de la zone endommagée par le forage, on considère un creusement instantané de celui-ci dans deux cas extrêmes :

a) sans fluide (pression nulle en paroi). Le calcul fera donc intervenir le critère d'endommagement du sel « sec »;

b) avec un fluide sous pression (dont la valeur serait celle du premier palier). Le calcul fait donc appel au critère d'endommagement du sel « humide ».

En l'absence de fluide dans le forage, un calcul numérique réalisé à partir d'un modèle de comportement élastoplastique montre que la zone endommagée ne dépasse guère 1,5 fois le rayon du puits (Tho-

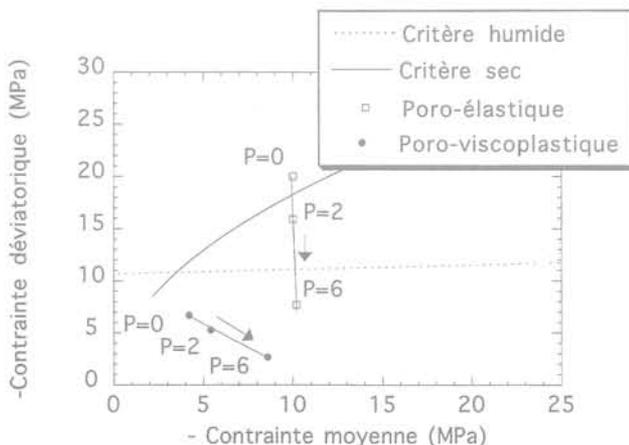


FIG. 5 Position des états de contrainte imposés à la paroi du forage par rapport aux critères d'endommagement du sel. Position of Stress States on the Borehole Wall with respect to the Salt Damage Criteria.

rel et Ghoreychi, 1996). Compte tenu du rayon de la chambre (7,3 cm), la zone endommagée calculée s'étend sur 4 cm au maximum. La valeur de ce rayon doit être comparée à la distance de pénétration estimée à 15 cm (pour les essais en saumure). Le facteur 3,75 entre ces deux grandeurs suggère que l'endommagement, même s'il existe, n'est pas de nature à expliquer à lui seul l'existence de la perméabilité mesurée.

En présence d'un fluide (pression de fluide non nulle en paroi), l'extension de cette zone endommagée peut être facilement estimée à l'aide des deux hypothèses :

(i) le seuil d'endommagement étant faible et dépendant peu de la contrainte moyenne, on suppose qu'il obéit à un critère de Tresca :

$$F = \text{Sup}_{i,j} |\sigma_i - \sigma_j| - 2C$$

σ_i et σ_j : contraintes principales extrema ; C : cohésion prise égale à 5 MPa (voir Fig. 5).

(ii) l'extension de la zone endommagée étant faible (vérifiable *a posteriori*), les pertes de charge dans cette zone sont négligées.

Formellement, un calcul de rayon plastique conduit à l'expression suivante pour le rayon de la zone endommagée R :

$$\ln \frac{R}{r_o} = -\frac{1}{2C} \left[C - \sigma_o + P_1 - b \left(\frac{1-2\nu_o}{1-\nu_o} \right) \left(\frac{P_1 - P_o}{2} \right) \right]$$

r_o : rayon du forage ; P_o : pression interstitielle initiale ; P_1 : pression en paroi ; b : coefficient de Biot ; ν_o : coefficient de Poisson drainé.

Cette expression fait apparaître que plus la pression appliquée en paroi est élevée, moins la zone endommagée est étendue : la pression en paroi joue donc un rôle de soutènement. Avec les valeurs notées dans le tableau I, une application numérique donne un rapport R/r_o de 1,3 pour une pression de fluide en paroi de 2 MPa (valeur correspondante au premier palier). Compte tenu du rayon de la chambre (7,3 cm), la zone endommagée calculée s'étend sur 2 cm. Là encore, cette valeur doit être comparée à la distance de pénétration (15 cm). Le facteur 7,5 entre ces deux grandeurs souligne une nouvelle fois, le rôle limité de l'endommagement.

Vu les distances estimées par ces calculs (plusieurs centimètres), la zone endommagée ne doit concerner que quelques grains qui auront probablement vu leurs joints se dilater, voire se rompre. Le réseau hydraulique correspondant à cette zone serait alors associé à une perméabilité très importante devant celle du milieu sain loin du forage, de sorte que cette perméabilité n'interviendrait que durant les premiers instants de la partie transitoire de la courbe de débit. Par ailleurs, les masses injectées de saumure, mesurées durant les périodes où la thermorégulation a bien fonctionné et pendant le régime permanent, ne montrent aucune évolution significative de la perméabilité avec la distance à la paroi du forage.

b) Effet de la contrainte moyenne effective

L'effet de la contrainte moyenne effective peut être cerné aisément en considérant le sel comme un milieu élasto-poreux et en modélisant le forage en coordonnées cylindriques. La contrainte moyenne effective en paroi du forage s'exprime de la manière suivante par :

$$\frac{1}{3} \text{Tr} \underline{\underline{\sigma}}^{\text{eff}} = \sigma_o + \underbrace{\frac{1+2\nu_o}{3} b P_1 + \frac{2}{3} \frac{1-2\nu_o}{1-\nu_o} b P_o}_{\text{Contribution du couplage hydro-mécanique}}$$

– σ_o : contrainte lithostatique ; ν_o : coefficient de Poisson drainé ; P_o : pression de pores initiale ; P_1 : pression de saumure à la paroi ; b : coefficient de Biot.

D'après cette expression, les termes intervenant dans le couplage hydro-mécanique sont proportionnels au coefficient de Biot b. Or, nous savons que ce coefficient est faible pour le sel (sa valeur est voisine de 0,1 selon McTigue, 1986). Par conséquent, on peut admettre que la contribution des termes couplés est effectivement faible.

c) Effet des phénomènes chimiques

Les effets chimiques considérés ici sont les changements de concentration en sel à saturation, et le phénomène de cicatrisation sous contrainte (Sutherland et Cave, 1980 ; Le Guen, 1991 ; Peach, 1991).

Concernant le deuxième phénomène, rappelons que Peach (1991) a pu mettre en évidence une diminution d'un ordre de grandeur de la perméabilité d'échantillons de sel préalablement mouillés à la saumure et soumis à un chargement hydrostatique durant deux semaines.

Les deux échantillons de sel de la mine de Asse étudiés par Peach avaient des perméabilités initiales de $3,3 \cdot 10^{-17} \text{ m}^2$ et $4,6 \cdot 10^{-18} \text{ m}^2$. Ces faibles valeurs de perméabilité se trouvent néanmoins 3 à 4 ordres de grandeur au-dessus de la valeur vraisemblable de la perméabilité *in situ* mesurée sur le site des MDPa. De plus, les échantillons de Peach ont été soumis au laboratoire à une déformation axiale provoquant une dilatance d'environ 1,5 %. Compte tenu de la grande pureté du sel de Asse (teneur en halite supérieure à 98 %), la perméabilité mise en jeu dans les essais de Peach est donc clairement associée à une microfissuration des échantillons : les discontinuités éventuellement cicatrisées ultérieurement sont bien les microfissures provoquées par suite d'une décompression de la roche et d'un chargement mécanique. La durée de ses essais étant trop courte, il n'a pas été possible de mettre en évidence une éventuelle restauration de la perméabilité d'un sel sain. Par conséquent, malgré la tendance observée, il n'y a aucune preuve expérimentale convaincante que le processus de cicatrisation sous contrainte soit susceptible d'annuler complètement la perméabilité d'un sel endommagé.

A notre avis, les essais *in situ* en saumure réalisés aux MDPa mettent en jeu une perméabilité qui est de nature différente de celle des essais de Peach (microfissuration intense des carottes) : une durée totale de 80 jours n'a pas été suffisante pour observer une chute du débit mettant en évidence une baisse significative de la perméabilité. Il apparaît donc que cet effet de cicatrisation, s'il existe pour un matériau salifère, doit avoir une constante de temps très largement supérieure à celle de l'expérimentation *in situ* réalisée.

Quant aux conséquences induites par les changements de concentration en sel à saturation, il semble que ceux-ci ne soient pas non plus susceptibles de modifier l'ordre de grandeur de la perméabilité. Ce phénomène a été discuté à travers un modèle simple de perméabilité conforme aux observations (Cosenza, 1996).

Essais au gaz

3.2.1

Résultats des essais

L'évolution dans le temps de la masse d'azote injectée durant la première phase de l'essai, donnée sur la figure 6, fait ressortir deux résultats :

- aucune décroissance progressive du débit traduisant un régime transitoire n'apparaît sur la courbe ;
- le débit massique moyen au début de l'injection est peu sensible à l'augmentation de la pression appliquée dans la chambre d'essai (4 et 6 MPa). En admettant qu'un régime permanent est atteint à la fin de chaque palier, ce résultat signifierait que la loi de Darcy ne s'applique pas à la percolation de gaz.

Durant la troisième phase de l'essai après injection de saumure, le débit massique moyen de gaz calculé sur une période de 14 jours a été réduit d'un ordre de grandeur. Ce résultat confirme l'effet de la valeur élevée de la pression capillaire due à la dimension nanométrique des pores dans le sel (Carter et Hansen, 1983).

3.2.2

Discussion sur les mécanismes d'écoulement

a) Les limites de l'interprétation

L'interprétation des essais au gaz réalisés pose deux difficultés :

1) Avant l'injection d'azote durant la première phase de l'essai, les conditions initiales ne sont pas connues. La pression de pores initiale et le degré de saturation en saumure initiale dans la formation sont inconnus. Il n'existe pas de preuve expérimentale convaincante de la saturation en saumure de l'espace poral du sel « sain », et on peut s'interroger sur la valeur du degré de saturation initiale en saumure de cet espace. La réalisation du sondage n'aurait-elle pas engendré une zone partiellement désaturée dont l'extension est difficile à déterminer ? Compte tenu de la faible perméabilité du sel et de la faible connectivité de la porosité de ce matériau, il est peu probable que la pression de la

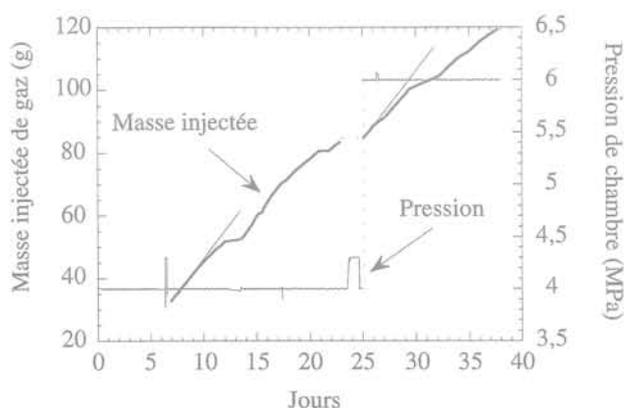


FIG. 6 Masse injectée de gaz au cours de deux paliers de pression, 4 et 6 MPa.
Injected gas mass during two pressure steps, 4 and 6 MPa.

saumure piégée dans les interstices soit égale à la pression hydrostatique. D'autres expériences *in situ* sur d'autres sites ont d'ailleurs confirmé cette hypothèse (Beauheim *et al.*, 1991, Stormont *et al.*, 1991).

2) L'écoulement de gaz dans un sel sain n'obéit pas nécessairement à la loi de Darcy et ce, au moins pour deux raisons. Comme nous l'avons déjà souligné, l'espace poral n'est pas *a priori* saturé en saumure. En outre, la dimension des pores dans une roche salifère pouvant atteindre 10^{-9} m (Carter et Hansen, 1983), soit un ordre de grandeur au-dessus du diamètre typique d'une molécule de gaz, on peut se demander dans quelle mesure l'écoulement du gaz est lié à la structure moléculaire de la matière. En effet, l'écoulement se faisant à travers des canaux dont les dimensions sont tellement petites, le fluide ne peut être considéré comme continu et visqueux comme le suppose la loi de Darcy.

Ainsi, contrairement au processus de diffusion contrôlé microscopiquement par les chocs inter-moléculaires, l'écoulement dans des canaux de dimension nanométrique met en jeu, à l'échelle microscopique, des collisions entre les molécules et la paroi des canaux, pouvant alors donner naissance à des « glissements » sur les parois (Dullien, 1992). Ces collisions molécules-paroi s'accroissent lorsque la pression du gaz diminue (la distance de parcours d'une molécule entre deux chocs étant alors plus grande).

A propos de l'incidence à l'échelle macroscopique de telles collisions, Klingenberg (1941) montre expérimentalement que dans un milieu faiblement poreux, la perméabilité intrinsèque au gaz est significativement supérieure à la perméabilité aux liquides. La perméabilité au gaz k_{gaz} est alors liée empiriquement à la perméabilité au liquide (non réactif) k_{liq} par la relation suivante :

$$k_{gaz} = k_{liq} (1 + b/P_m)$$

P_m : pression moyenne de gaz ; b : constante dite de Klingenberg.

Schlich (1995) suggère la loi de filtration suivante pour un écoulement dit de Knudsen :

$$\frac{Q}{A} = -\frac{\delta}{P} \frac{D_k}{P} \text{grad} P$$

Q : débit volumique ; A : section de l'échantillon traversée par le fluide ; δ : porosité et D_k : coefficient dit Knudsen donné par la théorie de la cinétique des gaz en supposant une distribution isotrope de tubes capillaires :

$$D_k = \frac{4}{3} \sqrt{2 \frac{RT}{M\pi}} \bar{r}$$

R : constante des gaz parfaits ; M : masse molaire du gaz ; T : température ; \bar{r} : rayon moyen d'un capillaire.

Cette loi de filtration semble avoir permis de reproduire d'une manière satisfaisante les débits de saumure produits par évaporation au cours d'essais de chauffage dans la mine de sel de Asse en Allemagne (Schlich, 1985). Nous pensons, néanmoins, que cette loi reste encore à être vérifiée expérimentalement en laboratoire et *in situ* avant de confirmer sa validité dans le cas d'une perméabilité au gaz (Cosenza et Ghoreychi, 1993).

En outre, on peut remarquer que comparé à un écoulement visqueux, de type Darcy pour un milieu poreux, le débit de volume dépend non seulement du gradient de pression mais aussi de la pression du gaz. Ainsi, contrairement à la loi de Darcy, une augmenta-

TABLEAU II

Calcul des temps caractéristiques des phénomènes relatifs à deux modes de transport en solution : la convection et la diffusion et des masses injectées pour le palier de pression de 6 MPa.

Calculated characteristic times related to two transport processes : advection and diffusion, and calculated injected mass for 6 MPa pressure step.

	Convection	Diffusion
Temps caractéristique τ	$\tau_c = \frac{a}{V} = \frac{\eta a^2 \ln(b/a) \phi}{k(P_1 - P_0)}$ = 1000 ans	$\tau_d = \frac{\phi a^2}{D} = \frac{a^2 \phi}{d_0}$ = 30 jours
Masse injectée pour le palier de 6 MPa	$M = \frac{C_1 k(P_1 - P_0)}{\eta \ln(b/a)} 2\pi h t$ < 1 mg	$M = S_0 \int_0^t -D \frac{\partial C}{\partial r} \Big _a dt$ < 1 mg

tion de la pression appliquée ne provoquera aucune augmentation proportionnelle du débit.

Conscient de la complexité des processus physiques régissant l'écoulement d'un gaz dans le sel, la discussion proposée ici ne prétend pas identifier d'une manière univoque les mécanismes d'écoulement mis en jeu. Elle vise à l'aide d'hypothèses simples, à approcher et à « encadrer » au mieux le (ou les) mécanisme(s) possible(s). En effet, l'utilisation de modèles complexes (par exemple, les modèles d'écoulement polyphasiques avec une loi de Darcy dite généralisée) à notre sens, non encore validés pour le sel présenterait peu d'intérêt, compte tenu de l'incertitude pesant sur un grand nombre de paramètres hydrauliques mis en jeu. Les données des essais réalisés au gaz seront donc analysées en considérant exclusivement un aspect important dans le contexte étudié : la nature miscible ou non des écoulements mis en jeu.

b) Déplacement miscible de gaz dissous dans la phase liquide

Nous proposons d'examiner la possibilité d'un déplacement de gaz dissous en solution. Ce mode de transport se caractérise par l'absence d'interfaces entre les phases fluides.

Ainsi, dans le cas du système gaz/saumure, le gaz se dissout d'abord dans la saumure. Puis, celui-ci est transporté en solution par différents processus tels que la convection (due au mouvement de la phase liquide), la diffusion moléculaire (provoquée par l'agitation moléculaire) et la dispersion cinématique (phénomène associé à l'hétérogénéité des vitesses microscopiques) (Marsily, 1986). On négligera l'adsorption des éléments en solution sur la phase solide, faute de connaissance de ce phénomène dans le contexte de l'essai dans le sel.

• Dissolution du gaz dans la phase liquide

La quantité de gaz dissous dans la saumure peut être estimée à l'aide de la loi de Henry (1803) : « Lorsqu'un gaz, à une température et sous pression données, est en équilibre avec un liquide dans lequel il est soluble (sans réaction chimique mutuelle), la masse de gaz dissoute dans un volume donné de liquide est proportionnelle à la pression » (Lévy, 1988).

Pour un gaz parfait et pour une solution idéale, cette loi s'écrit sous la forme suivante :

$$P = K X \frac{Ml}{Mg}$$

P : pression du gaz ; K : constante de Henry à une température donnée ; X : fraction massique de gaz dans le liquide ; Ml, Mg : masses moléculaires du liquide et du gaz respectivement.

Il ressort de cette loi que la masse dissoute de gaz (azote) est très faible : à 15 °C et à la pression atmosphérique, seulement 21 milligrammes peuvent se dissoudre dans un litre d'eau. Par ailleurs, aux pressions de 4 et 6 MPa, les quantités de 0,84 et de 1,26 g sont dissoutes dans un litre d'eau. Ces estimations basées sur la constante de Henry pour l'eau doivent être considérées comme des ordres de grandeur vraisemblables dans le cas de la saumure dont la valeur de la constante de Henry ne nous est pas connue.

• Transport en solution du gaz dissous

Lorsque le gaz dissous se trouve en phase liquide, il peut migrer de deux manières dans le réseau poreux : par convection et par diffusion. On néglige d'emblée la dispersion cinématique vu la faible perméabilité du sel.

Par conséquent, l'équation de conservation de masse de gaz dissous en solution dans le milieu poreux s'écrit :

$$\underbrace{\text{div}(D \text{grad} C)}_{\text{Diffusion}} - \underbrace{C \underline{V}}_{\text{Convection}} = \frac{\partial(\phi C)}{\partial t}$$

C : concentration en gaz dissous (g/l) ; \underline{D} : tenseur de diffusion (m^2/s) ; \underline{V} : vitesse de Darcy, (m/s) ; ϕ : porosité.

La fuite de gaz dissous dans la formation est un processus en série (dissolution puis transport) : elle est donc contrôlée par le processus le plus lent. Selon les résultats des expériences de Volckaert *et al.* (1995), quelques heures seulement suffisent pour dissoudre de l'hydrogène dans un matériau poreux. Par conséquent, le temps caractéristique de dissolution est probablement plus petit que les constantes de temps de la convection et de la diffusion. En considérant un écoulement radial, ces constantes de temps et la masse de gaz dissoute injectée durant un palier peuvent être estimées pour chacun des modes de transport. A titre d'illustration, une application numérique pour le palier de pression de 6 MPa, d'une durée de 16 jours est proposée dans le tableau II. Les données utilisées pour ce calcul sont les suivantes :

pression en paroi $P_1 = 6$ MPa,

perméabilité intrinsèque $k = 2 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$

coefficient de diffusion moléculaire de l'azote $d_0 = 1,65 \cdot 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$ (Jost, 1960)

concentration en gaz de la solution en paroi $C_1 = 1,26 \text{ g/l}$ (en paroi du forage $r = a$)

rayon extérieur suffisamment loin du forage $b = 100a$;
hauteur du découvert $h = 0,75 \text{ m}$.

Un palier de pression de 6 MPa donne des valeurs de la masse injectée théorique M inférieures à 1 mg sur une durée 16 jours, correspondant à la durée du palier. Or, plusieurs dizaines de grammes ayant été injectées durant l'essai (Fig. 6), on en conclut que le phénomène de déplacement miscible de gaz dissous est pratiquement négligeable.

Seule une petite quantité de gaz se dissout et diffuse dans la saumure. Aussi, est-il légitime de considérer la migration de gaz mise en jeu au cours de l'expé-

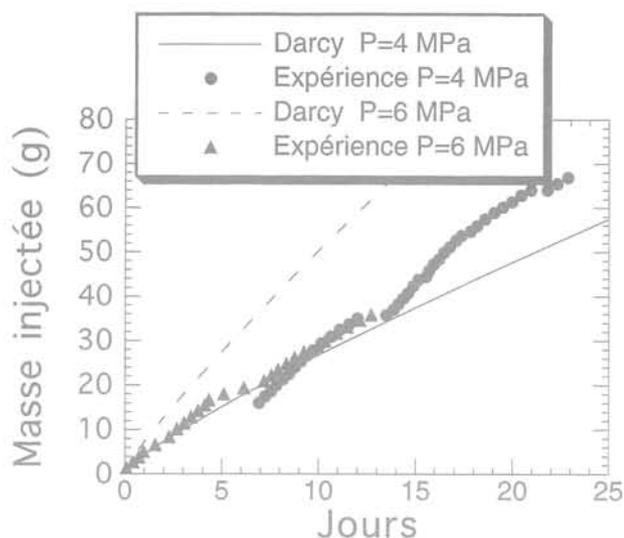


FIG. 7 Masse injectée calculée pour les deux paliers gaz de 4 et 6 MPa en considérant la loi de Darcy.
Calculated injected mass for 4 and 6 MPa pressure steps considering a Darcy's law.

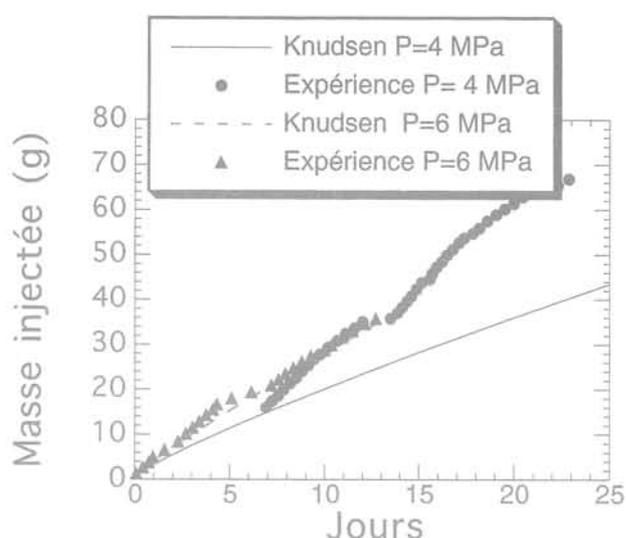


FIG. 8 Masse injectée calculée pour les deux paliers gaz de 4 et 6 MPa en considérant un écoulement Knudsen.
Calculated injected mass for 4 and 6 MPa pressure steps considering a Knudsen's flow.

rimentation comme un écoulement polyphasique de fluides immiscibles.

c) Écoulement de fluides immiscibles. Rôle de la pression capillaire initiale

Supposons qu'il existe plusieurs phases fluides (non miscibles) séparées par des interfaces. Dans un milieu poreux constitué de pores nanométriques tel que le sel, ces interfaces sont soumises à des forces de capillarité qui sont à l'origine d'une différence de pression, appelée la pression capillaire. Sa valeur peut être estimée dans un intervalle allant d'une fraction de MPa à plusieurs centaines de MPa (Cosenza et Ghoreychi, 1993). Son influence est certaine comme l'attestent les données de l'essai au gaz après percolation de saumure.

Néanmoins, on peut s'interroger sur le rôle, voire l'existence, d'un effet de la capillarité dans l'état initial du massif avant toute injection de saumure. Autrement dit, quel est le degré initial de saturation en saumure du massif? Deux modèles simples basés sur des hypothèses contradictoires peuvent contribuer à apporter des éléments de réponse:

- (i) le milieu poreux saturé de gaz;
- (ii) le déplacement d'une frontière mobile séparant deux milieux poreux saturés.

(i) Milieu poreux saturé par le gaz

Le milieu est supposé saturé en gaz (ne pouvant réagir chimiquement avec le gaz injecté c'est-à-dire l'azote). Par conséquent, la phase gazeuse est supposée continue: il n'y a donc pas de pression capillaire. Dans cette phase gazeuse, deux types d'écoulement sont considérés: un écoulement obéissant à la loi de Darcy et un écoulement de type Knudsen.

On admet, en plus, une migration de gaz essentiellement radiale et isotherme, modélisée en géométrie cylindrique. L'historique des pressions appliquées est également pris en compte. Les résultats du modèle, en considérant les deux lois d'écoulement suggérées, et les données expérimentales sont proposés sur les figures 7 et 8. Les ordres de grandeur sont retrouvés, mais les modèles utilisés ne permettent pas de reproduire exactement les valeurs expérimentales.

Sur la figure 7, la valeur de la perméabilité intrinsèque donnant la meilleure concordance entre données expérimentales et modèle est de $3 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$. Sur la figure 8, la valeur du coefficient Knudsen choisie est de $3,7 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$, c'est-à-dire un ordre de grandeur comparable à la valeur donnée par Jockwer et Rothfuchs (1995) pour le sel de Asse.

Notons sur la figure 7, que la courbe d'injection calculée pour le deuxième palier de pression de 6 MPa donne des valeurs systématiquement plus élevées que celles mesurées. Cela laisse à penser qu'au cours de la migration, la force motrice de l'écoulement a progressivement diminué: la perméabilité a-t-elle aussi diminué? ou alors la pression capillaire a-t-elle augmenté? l'écoulement a-t-il changé de mécanisme? cette dernière explication nous paraît plus convaincante. En effet, on constate sur la figure 8, que l'ajustement entre le modèle basé sur la loi de Knudsen et les données *in situ* est davantage satisfaisant. Il faudrait se garder d'en dégager une conclusion rapide, étant donné l'incertitude qui pèse sur les valeurs de paramètres et des modèles mis en jeu (la loi de filtration de Knudsen proposée par Schlich n'ayant pas été validée en laboratoire).

(ii) Déplacement d'une frontière mobile séparant deux milieux poreux saturés

Dans le deuxième modèle, le massif est considéré être initialement saturé en saumure à une pression de pores donnée. La migration de gaz est modélisée par le déplacement d'une frontière mobile séparant deux milieux poreux saturés: la saumure et le gaz. Les hypothèses suivantes sont adoptées:

- a) dans la phase gazeuse, le gaz est à une pression constante, égale à la valeur de la pression de palier P_g . On néglige ainsi les pertes de charges provoquées par la viscosité du fluide devant celles existant dans la phase liquide. Cette approximation reste valable dès lors que la distance de pénétration du front de gaz reste faible, de l'ordre du mètre d'après les quantités injectées, et compte tenu de la faible porosité du sel;
- b) dans la phase liquide (en saumure), un écoulement transitoire obéissant à la loi de Darcy est considéré.

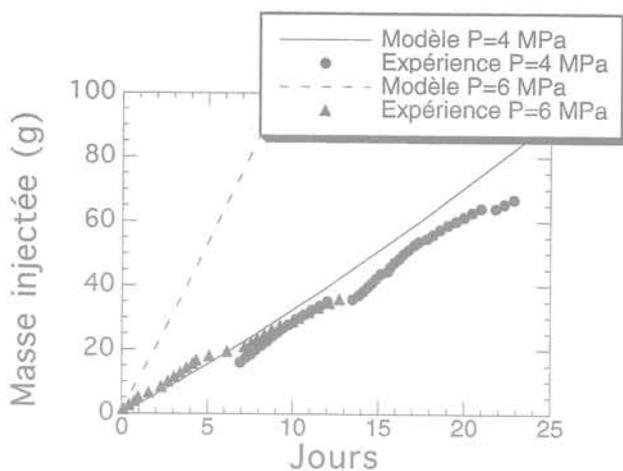


FIG. 9 Masse injectée calculée pour les deux paliers gaz de 4 et 6 MPa en considérant un modèle basé sur le déplacement d'un front de saturation.
 Calculated injected mass for 4 and 6 MPa pressure steps considering a mobile boundary gas/brine.

Cette hypothèse est justifiée par l'interprétation des essais en saumure;

c) l'interface entre les deux phases se déplace à une vitesse donnée par l'expression suivante :

$$\frac{\partial R(t)}{\partial t} = -\frac{k}{\eta\phi} \frac{\text{grad}(Pg - Pc)}{R(t)} \underline{n}$$

R : distance du front au centre du forage ; k : perméabilité intrinsèque ; η : viscosité dynamique ; ϕ : porosité ; Pg : pression dans la zone en gaz ; \underline{n} indique la direction de l'écoulement ici considéré comme radial ; Pc : pression capillaire.

Là encore, comme le montre la figure 9, le modèle utilisé ne reproduit pas bien les données expérimentales. On obtient un ordre de grandeur comparable entre expérience et modèle pour une perméabilité de $2 \cdot 10^{-19} \text{ m}^2$, soit une perméabilité cent fois plus grande que la valeur calculée pour les essais en saumure ($2 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$). En utilisant une valeur de perméabilité de 10^{-21} m^2 , les masses injectées calculées seraient donc cent fois plus faibles que les valeurs mesurées.

On pourra noter que, d'après l'équation ci-dessus de la vitesse du front, l'existence d'une pression capillaire sensiblement égale à la pression de palier va réduire considérablement le gradient de pression et donc le moteur de l'écoulement. Pour une valeur de perméabilité attendue de 10^{-21} m^2 qui donnerait des masses injectées calculées cent fois trop sous-estimées, l'effet de la pression capillaire obtenu pour ce modèle ne contribue donc pas à améliorer la comparaison entre modèle et expérience. Les résultats du modèle du déplacement du front de saturation suggèrent que la pression capillaire, si elle est présente initialement au sein du massif salifère, se caractérise certainement par une distribution non uniforme dans les microvides.

d) Récapitulation des essais du gaz

Le déplacement miscible de gaz dissous dans la phase liquide n'est pas le phénomène prédominant dans les mesures de masse injectée de gaz.

L'application de modèles simples d'écoulement de fluides immiscibles, négligeant volontairement la pression capillaire ne permet pas de reproduire les mesures réalisées *in situ*. L'écoulement de gaz observé n'obéit donc pas à une simple loi de Darcy supposant le milieu comme saturé en fluide percolant. Il semble que la pression capillaire et l'effet Knudsen aient tous les deux un rôle essentiel dont l'importance relative est très difficile à estimer. En effet, ces deux effets jouent en sens inverse : la pression capillaire a tendance à diminuer la force motrice de l'écoulement alors que les glissements en paroi contribuent à augmenter la valeur de la perméabilité mesurée.

4

Conclusion

L'essai de perméabilité réalisé aux MDPA n'est pas la première tentative de mesure *in situ* de perméabilité dans le sel, mais constitue, à plusieurs égards, une expérience originale visant à mesurer dans des conditions maîtrisées et aussi précises que possibles, l'infiltration de la saumure et du gaz dans un banc de sel relativement pur et assez loin des ouvrages souterrains.

La méthodologie développée a permis de contrôler voire de minimiser les effets se superposant à la perméabilité liés à la température et au comportement viscoplastique du sel (fluage de la paroi). Les données obtenues de l'essai *in situ* permettent alors d'affirmer qu'un banc de sel pur, situé assez loin d'ouvrages souterrains est perméable aussi bien au gaz qu'à la saumure.

Concernant les mécanismes d'écoulement, la percolation de saumure est relativement bien interprétée par un modèle simple basé sur la loi de Darcy (perméabilité intrinsèque de $2 \cdot 10^{-21} \text{ m}^2$ et pression de pores initiale de 1 MPa), ce qui n'est pas le cas des débits de gaz mesurés. L'influence de la pression capillaire mise en évidence expérimentalement et des mécanismes complexes d'origine microscopique (« glissements » en paroi du réseau poreux) doit être prise en compte dans la modélisation. La méconnaissance des conditions initiales (degré de saturation, pression de pores initiale, pression capillaire) et des conditions aux limites loin du forage ne nous autorise pas de proposer de manière univoque un seul mécanisme d'écoulement de gaz dans le sel.

L'origine de la perméabilité du sel n'est pas clairement identifiée : endommagement d'origine minière (et ceci malgré la distance importante au mur de la galerie), endommagement d'origine tectonique, rôle des impuretés (malgré leur teneur extrêmement faible). Quoi qu'il en soit, la perméabilité du sel gemme au voisinage d'une structure souterraine confirmée par les essais réalisés est un phénomène qui revêt une importance majeure pour la sûreté du stockage. Il doit être considéré dans toute analyse de sûreté à long terme de stockages de déchets toxiques ou radioactifs. Il n'en demeure pas moins qu'à long terme, sur des échelles de temps géologiques, des phénomènes de dissolution/précipitation sous contrainte et le fluage du sel sont susceptibles de cicatrifier la microfissuration induite par les ouvrages et contribuer ainsi à une très faible perméabilité, impossible à mesurer, voire à une imperméabilité du sel gemme.

Bibliographie

- Baar C.A.A. – *Applied Salt-Rock Mechanics* – 1: The *in situ* behaviour of salt rocks. Elsevier Scientific Publishers, Amsterdam, 1977, 294 p.
- Beauheim R., Saulnier G. – *In situ* hydraulic testing of evaporites at Waste Isolation Pilot Plan Site. In: *Int. Geol. Cong. Abst.*, 1989-07-09 Washington DC, 28, 1, 107.
- Bérest P. – Les problèmes soulevés par l'abandon des cavités de dissolution profondes dans le sel gemme. In: *Stockage en souterrain*, Paris, Presses de l'ENPC, 1990, p. 115-130.
- Cosenza Ph., Ghoreychi M. – Coupling between mechanical behavior and transfer phenomena in salt. In: M. Ghoreychi, P. Bérest, R. Hardy JR & M. Langer (Eds.), *The mechanical behavior of salt*, Proc. of the 3rd Conf. Mech. Behavior of Salt, École polytechnique, France, sept. 14-16 1993. Trans. Tech. Publications, Clausthal-Zellerfeld, Allemagne, 1993, p. 285-307.
- Cosenza Ph. – Sur les couplages entre comportement mécanique et processus de transfert de masse dans le sel gemme. Thèse de l'Université Pierre et Marie Curie-Paris VI, 1996.
- Dullien F.A.L. – *Porous media, Fluid Transport and Pore Structure*. Academic Press Inc, 1992, 2^e ed.
- Ghoreychi M. – Conséquences du comportement thermomécanique du sel pour la conception et la sûreté d'un enfouissement de déchets radioactifs. In *Stockage en souterrain*, Paris, Presses de l'ENPC, 1990, pp. 229-243.
- Guegen Y., Palciauskas V. – *Introduction à la physique des roches*, Paris, Hermann, 1992, 299 p.
- Hofrichter von E. – Zur Frage der Porosität und Permeabilität von Salzgesteinen. *Erdoel-Erdgas Zeitung*, 92, 1976, p. 77-79.
- Jockwer N., Rothfuchs T. – Investigation and modelling of fluid release from rock salt at elevated temperature. In: B. Hajtink Ed. Proc. of workshop testing and modelling of thermal, mechanical and hydrogeological properties of hosts rocks for deep disposal of radioactive wastes 12-13 January, Bruxelles, European Commission, Official Publications of the European Communities, Luxembourg EUR 16219 EN, 1995, p. 245-259.
- Jost C. – *Diffusion in solids, liquids, gases*. Academic Press, 1960, 558 p.
- Klingenberg L.J. – *The permeability of porous media to liquids and gases*. Drill Productions Practice, 2, 1960, p. 200-213.
- Le Guen C. – Mesure de la perméabilité de roches très peu perméables et étude de son évolution sous sollicitations thermomécaniques. Application aux roches salifères du bassin bressan. Thèse de l'École nationale des mines de Paris, 1991.
- Levy E. – *Dictionnaire de Physique*, Paris, Presses Universitaire de France, 1988.
- McTigue D.F. – Thermoelastic response of fluid-saturated porous rock. *J. Geophys. Res.*, 91, 1986, p. 9533-9542.
- Marsily de G. – *Hydrogéologie quantitative*. Paris, Masson, 1986, 216 p.
- Nguyen-Minh D., Pouya A. – Une méthode d'étude des excavations souterraines en milieu viscoplastique. Prise en compte d'un état stationnaire des contraintes. *Revue Française de Géotechnique*, 59, 1992, p. 6-14.
- Peach C. – Influence of deformation on the fluid transport properties of salt rocks. Thèse de l'université d'Utrecht, Geologica Ultraiectina, Hollande, n° 77, 1991.
- Schlich M.K. – Simulation of the movement of moisture contained in natural rock salt in a temperature gradient. Ph.D. Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule, Aachen, 1985.
- Stork R., Aschenbach J., Hirsekorn R., Stelte N. – Disposal in Salt formations, Performance Assessment of Geological Isolation Systems for Radioactive Waste (PAGIS Project). European Commission, Official Publications of the European Communities, Luxembourg, EUR 1178 EN, 1988.
- Stormont J.C., Howard C.L., Daemen J.J.K. – Changes in rock salt permeability due to nearby excavation. *Rock Mechanics as a Multidisciplinary Science*. Roeggiers (Ed.), Rotterdam, 1991, pp. 899-907.
- Sutherland H.J., Cave S.P. – Argon gas permeability of New Mexico rock salt under hydrostatic compression, *Int. J. Rock. Min. Sci. & Geomech. Abstr.* 17, 1980, p. 281-288.
- Thorel L., Ghoreychi M. – Plasticité et endommagement du sel gemme, *Revue Française de Géotechnique*, n° 77, 1996.
- Volckaert G., Ortiz L. et al. – Modelling and experiments on gas migration in repository host rocks, Final Report. European Commission, Official Publications of the European Communities, Luxembourg, EUR 16235 EN, 1995.