

Éléments de mécanique des roches en ingénierie de réservoir

par Maurice Bouteca et Jean-Paul Sarda

de l'Institut Français du Pétrole, Rueil-Malmaison

I ■ ÉLÉMENTS DE POROMÉCANIQUE

En ingénierie de réservoir les écoulements sont décrits par une équation de diffusivité en pression de la forme :

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \eta c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (1)$$

Le coefficient de diffusivité K traduit l'influence de la perméabilité (k) du milieu, de sa porosité (ϕ), de la viscosité du fluide η et d'une compressibilité. Ce coefficient de compressibilité est lui-même constitué de la somme de deux termes ($c_t = c_f + c_{mp}$) qui représentent respectivement la compressibilité du fluide c_f et la contribution de la roche. Ce deuxième terme est introduit intuitivement par les hydrauliciens, l'objet de ce paragraphe est d'en préciser la signification physique.

● 1.1 Fluides et déformation des roches

Dans cette description, l'ensemble roche fluide est considéré comme un solide unique constitué de deux phases, une phase solide (la roche) et une phase fluide. La description doit tenir compte de toute variation de la masse fluide liée soit à une déformation de la roche soit à des phénomènes hydrauliques (écoulement) ou autres (thermique par exem-

ple). Les transformations du milieu poreux sont donc caractérisées par les déformations et l'apport volumique de masse fluide m . Soit ρ_0^{fl} la masse volumique initiale du fluide, les variables d'état qui caractérisent le solide sont

- les six composantes du tenseur des déformations : ϵ_{ij}
- la grandeur $\frac{m}{\rho_0^{fl}}$.

Les forces qui leur sont associées sont :

- le tenseur des contraintes qui devient ici tenseur des contraintes totales,
- la pression de fluide p .

La formulation d'une loi de comportement isotherme d'un matériau poreux saturé consiste à exprimer les relations liant les évolutions de [1] :

$$E = \begin{bmatrix} \epsilon_{ij} \\ \frac{m}{\rho_0^{fl}} \end{bmatrix}, \text{ « déformations généralisées » et } \Sigma = \begin{bmatrix} \sigma_{ij} \\ p \end{bmatrix},$$

« contraintes généralisées ».

On présente ci-après respectivement le modèle poroélastique linéaire et le modèle poroélastoplastique.

This document describes the elements of rocks mechanics which are useful to reservoir specialists. In a first time, the poromechanics is presented ; this science enables us to relate the distortions of the rock to pressure variations, and by this way to the flow equations. The notion of effective strain is clearly expressed and measures taken by laboratories are introduced. The consequences at the production level (« compressibility » notion) and at the environment level (surface subsidence) illustrate this notion. In a second time, the stimulation by hydraulic fracturing is presented. After a brief chronological account, the sources of modelling are defined and its implementation is presented.

● 1.2 Poroélasticité linéaire et isotherme

On suppose des variations infinitésimales des déformations et de la masse fluide. Dans ces conditions la relation

entre $\underline{E} = \begin{bmatrix} \underline{\varepsilon}_{ij} \\ m \\ \rho_0^{fl} \end{bmatrix}$ et $\underline{\Sigma} = \begin{bmatrix} \underline{\sigma}_{ij} \\ p \end{bmatrix}$ est linéaire. Si l'indice 0 désigne les valeurs initiales des contraintes et de la pression, alors :

$$\begin{bmatrix} \underline{\sigma}_{ij} \\ p \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{\sigma}_{ij0} \\ p_0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \underline{C} & -M\underline{B} \\ -M\underline{B} & M \end{bmatrix} : \begin{bmatrix} \underline{\varepsilon}_{ij} \\ m \\ \rho_0^{fl} \end{bmatrix} \quad (2)$$

Dans le cas le plus général \underline{C} est le tenseur d'ordre 4 des propriétés élastiques caractérisant le solide sec anisotrope, il suffit pour s'en convaincre de supposer nuls l'apport de masse fluide et la pression. \underline{B} est également un tenseur d'ordre 4. Nous nous limitons ici au cas du solide isotrope. Le tenseur \underline{B} se réduit alors à un scalaire noté b , le coefficient de Biot. Le système d'équations (2) devient, en notation indicentielle :

$$\begin{aligned} \sigma_{ij} - \sigma_{ij0} &= \lambda \varepsilon_{ii} \delta_{ij} + 2\mu \varepsilon_{ij} - bM \frac{m}{\rho_0^{fl}} \delta_{ij} \\ p - p_0 &= M \left(-b \varepsilon_{ii} + \frac{m}{\rho_0^{fl}} \right) \end{aligned} \quad (3)$$

En utilisant la deuxième relation, la première s'écrit :

$$(\sigma_{ij} - \sigma_{ij0}) + b(p - p_0) \delta_{ij} = \lambda \varepsilon_{ii} \delta_{ij} + 2\mu \varepsilon_{ij}$$

ou l'on reconnaît la contrainte effective de Biot. Par ailleurs on montre que le module de Biot M est relié aux caractéristiques de la roche et du fluide par la relation :

$$\frac{1}{M} = \frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{b - \phi}{K_s}$$

où K_{fl} et K_s désignent respectivement les modules d'incompressibilité (inverses des compressibilités) du fluide et du solide matriciel.

● 1.3 Poroélastoplasticité isotherme

On écrit que la déformation est somme d'une partie élastique (ou réversible) et d'une partie plastique (ou irréversible). De plus, puisque le résultat dépend du chemin de contrainte ou de déformation imposé, l'écriture a une forme incrémentale. En notations tensorielles :

$$\begin{aligned} d\underline{\varepsilon} &= d\underline{\varepsilon}^{el} + d\underline{\varepsilon}^{pl} \\ \frac{dm}{\rho_0^{fl}} &= \frac{dm^{el}}{\rho_0^{fl}} + \frac{dm^{pl}}{\rho_0^{fl}} \end{aligned} \quad (4)$$

La partie irréversible de l'incrément de masse fluide par unité de volume initial est dm^{pl} . Rapportée à la masse volumique initiale du fluide ρ_0^{fl} , elle représente la variation irréversible de porosité de la roche ou « porosité plastique ». On a donc :

$$d\phi^{pl} = dm^{pl} / \rho_0^{fl} \quad (5)$$

Pour établir les lois de comportement il suffit d'écrire la partie élastique de la déformation sous la forme exposée précédemment (eq. 3). On obtient donc :

$$\begin{aligned} \underline{\sigma} &= \underline{\sigma}_0 + \lambda_0 tr(\underline{\varepsilon} - \underline{\varepsilon}^{pl}) \underline{1} + 2\mu (\underline{\varepsilon} - \underline{\varepsilon}^{pl}) - b(p - p_0) \underline{1} \\ p &= p_0 + M \left(-b tr(\underline{\varepsilon} - \underline{\varepsilon}^{pl}) + \frac{1}{\rho_0^{fl}} (m - m^{pl}) \right) \end{aligned} \quad (6)$$

La déformation totale (tenseur $\underline{\varepsilon}$) est mesurable, par contre il faut évaluer la déformation plastique, soit par une procédure expérimentale judicieuse, soit en la modélisant.

● 1.4 Prise en compte de l'écoulement du fluide

On définit un vecteur flux massique \underline{M} (loi de Darcy),

$$\underline{M} = -\rho_0^{fl} \frac{k}{\eta} \nabla p \quad (8)$$

et l'on écrit le bilan de fluide

$$-\nabla \cdot \underline{M} = \dot{m} \quad (9)$$

L'équation de diffusivité est obtenue en introduisant (8) dans (9) et en écrivant la variation de masse fluide à partir de la loi de comportement poromécanique.

1.4.1 Cas de la roche élastique

La loi de comportement poromécanique est donnée par la deuxième relation de l'équation (3) et l'on obtient :

$$\frac{k}{\eta} \nabla^2 p = \frac{\dot{p}}{M} + b tr \dot{\underline{\varepsilon}} \quad (10)$$

Si l'on considère un solide indéformable ($tr \underline{\varepsilon} = 0, K_s \rightarrow \infty$) l'équation (10) devient :

$$\nabla^2 p = \frac{\eta \phi}{k K_{fl}} \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{k l (\eta \phi c_{fl})} \frac{\partial p}{\partial t}$$

on reconnaît au deuxième terme l'expression classique de la diffusivité hydraulique.

1.4.2 Cas de la roche plastique

La loi de comportement poromécanique est donnée par la deuxième relation de l'équation (6) et l'on obtient en utilisant (5) :

$$\frac{k}{\eta} \nabla^2 p = \frac{\dot{p}}{M} + b tr \dot{\underline{\varepsilon}}^{el} + \dot{\phi}^{pl} \quad (11)$$

On notera que la variation de porosité plastique par volume unitaire représente la « déformation des pores ». Pour un solide dont les éléments constitutifs sont incompressibles (grains indéformables), la variation du volume de pore est strictement identique à la variation de volume totale et l'on a :

$$\frac{k}{\eta} \nabla^2 p = \frac{\dot{p}}{M} + b tr \dot{\underline{\varepsilon}}^{el} + tr \dot{\underline{\varepsilon}}^{pl} \quad (12)$$

● 1.5 Compressibilité totale

Les équations (10) et (12) se réduisent à l'équation (1) sous les hypothèses suivantes :

$$tr \dot{\underline{\varepsilon}}^{el} = \alpha^{el} \dot{p} \quad tr \dot{\underline{\varepsilon}}^{pl} = \alpha^{pl} \dot{p} \quad (13)$$

Où α^{el} et α^{pl} quantifient la compressibilité dans les domaines élastique et plastique.

Une telle relation ne peut être obtenue qu'en imposant des conditions restrictives au champ de déplacement et/ou de contraintes ([2], [3], [4]). Un exemple particulièrement intéressant est celui de la déformation œdométrique (déformation latérale nulle et chargement vertical constant) qui correspond au mode de déformation des réservoirs. Pour illustrer notre propos nous le traitons ici dans le cadre de la poroélasticité. La condition de déformation œdométrique s'écrit :

$$\dot{\sigma}_z = 0, \quad \text{tr} \dot{\epsilon} = \dot{\epsilon}_z \quad (14)$$

En introduisant ces conditions dans la loi de comportement (eq. 3), nous obtenons :

$$\dot{\sigma}_z = 0 = (\lambda + 2\mu) \text{tr} \dot{\epsilon} - b \dot{p} \quad (15)$$

En introduisant ce résultat dans (10), il vient :

$$\nabla^2 p = \phi \left[\frac{1}{M} + \frac{b^2}{\lambda + 2\mu} \right] \dot{p} = \frac{\eta \phi c_t}{k} \dot{p} \quad (16)$$

$$c_t = c_{fl} + \frac{1}{\phi} \left[\frac{b - \phi}{K_s} + \frac{b^2}{\lambda + 2\mu} \right]$$

Il est utile, en pratique, de faire apparaître dans cette relation d'autres grandeurs élastiques, notamment le module d'incompressibilité K_d et le coefficient de Poisson ν de la roche poreuse drainée. On a alors :

$$c_t = c_{fl} + \frac{1}{\phi} \left[\frac{b - \phi}{K_s} + \frac{b^2}{K_d + \frac{4}{3}\mu} \right] = c_{fl} + \frac{1}{\phi K_d} \quad (17)$$

$$\left[-\phi + b(1 + \phi) - b^2 \frac{2(1 - 2\nu)}{3(1 - \nu)} \right] = c_{fl} + c_{mp}$$

Une relation de la forme (16) peut également être établie dans le cas d'un solide élastoplastique [3] mais la compressibilité de la roche dépend en plus de l'état de chargement actuel (contraintes, pression).

● 1.6 Mesure en laboratoire des paramètres poroélastiques

Les paramètres élastiques et poroélastiques de plusieurs roches réservoir ont été mesurées en laboratoire en utilisant un dispositif spécialement conçu à cet effet [5]. Il permet,

dans une roche saturée soumise à une contrainte extérieure isotrope, d'augmenter la pression de pore ou la contrainte extérieure et de mesurer les variations du volume poreux et du volume total de roche. On en déduit notamment le terme de « compressibilité des pores » c_{mp} dont diverses expressions apparaissent dans les équations (16) et (17). Le tableau ci-dessous représente les valeurs obtenues pour une série de calcaires de porosités comprises entre 4 et 30 % :

II ■ APPLICATIONS

● 2.1 Production des gisements

Pour faire produire un gisement on commence en général par imposer dans les puits des pressions inférieures à celle du gisement vierge : c'est la récupération « primaire ». Deux paramètres jouent un rôle essentiel dans la gestion de cette production : la mobilité du fluide, dont dépend son débit, le taux de récupération de ce fluide c'est-à-dire le rapport entre la masse de fluide produite et la masse totale contenue dans les pores (les « réserves »). Si débit et/ou récupération sont estimés insuffisants on pourra décider de stimuler les puits ou de procéder à l'injection périphérique de fluides appropriés : c'est la « récupération assistée ». Le taux de récupération R s'exprime simplement en fonction des grandeurs définies plus haut. On a en effet [6] :

$$R = -(c_{fl} + c_{mp}) \Delta p \quad (18)$$

où Δp désigne, en valeur algébrique, la variation de la pression de pore. La contribution du terme c_{mp} dans cette expression peut être comprise de la façon suivante : la réduction du volume des pores consécutive à la déplétion a pour conséquence une moindre décroissance de la pression donc un accroissement de la vie du champ. En pratique les valeurs relatives des compressibilités c_{fl} et c_{mp} peuvent différer considérablement d'un champ à un autre, dans un même champ mais dans différents compartiments de celui-ci, dans un même compartiment de champ au cours de la vie du gisement, ce qui conduit à des schémas de gestion des réserves très variés. Le terme c_{mp} peut devenir supérieur à c_{fl} dans deux cas principaux :

- dans les roches peu consolidées : sables, sables argileux etc... Certaines nappes superficielles, les champs pétroliers californiens et vénézuéliens entrent dans cette catégorie ;
- dans des roches poreuses plus compactes, si la baisse de pression de pore est telle qu'elle engendre un phénomène de contraction plastique des pores (« pore collapse »). C'est

Tableau 1. — Coefficients élastiques et poroélastiques de quelques calcaires

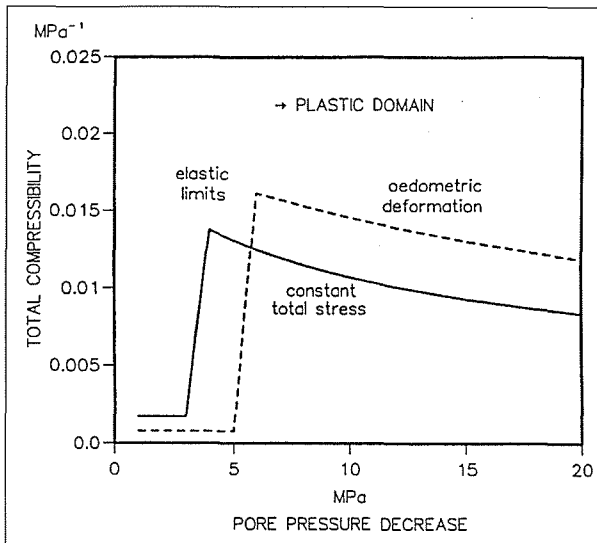
| | Porosité | K_d MPa | K_s MPa | Coefficient de Biot b | Coefficient de Poisson | C_{mp} 1/MPa |
|------------|----------|-----------|-----------|-------------------------|------------------------|----------------|
| Larrys | 0,045 | 33 850 | 52 910 | 0,36 | 0,34 | 0.1-910-3 |
| Tavel | 0,1 | 19 500 | 57 470 | 0,66 | 0,3 | 0.23510-3 |
| Vilhonneur | 0,14 | 19 800 | 62 110 | 0,68 | 0,3 | 0.16510-3 |
| Lavoux | 0,24 | 8 600 | 53 480 | 0,83 | 0,32 | 0.26410-3 |
| Estailades | 0,29 | 5 400 | 45 045 | 0,88 | 0,2 | 0.29210-3 |

probablement le cas de certains champs crayeux profonds (2 500 mètres) de Mer du Nord. On peut écrire :

$$c_{mp} = c_{mp}^{el} + c_{mp}^{pl} \quad (19)$$

(*el* pour élastique, *pl* pour plastique).

Le terme c_{mp}^{pl} qui traduit l'influence du phénomène de « pore collapse » dans la production ne devient important qu'en dessous d'un certain seuil de pression de pore. Il est alors plusieurs fois supérieur à c_{mp}^{el} . Les variations des termes de compressibilité isotrope et œdométrique dans les domaines élastique et plastique sont illustrées par la *figure 1*.



1. Evolution de la compressibilité d'une roche poreuse avec le déclin de pression de pore, telle que prédite par un modèle élastoplastique de type Cam-Clay (d'après [6]).

L'exploitation du champ de Bachaquero (Venezuela) illustre ces différents mécanismes de production [7]. Sur plus de la moitié du champ, les trois quarts de la production sont imputables à la réduction du volume poreux. Ailleurs les mécanismes dominants sont le maintien de pression par les gaz dissous dans l'huile ou par un aquifère actif.

2.2 Compaction des réservoirs et subsidence

La décroissance du volume de pore s'accompagne nécessairement d'un tassement des couches productrices appelé *compaction*. L'exploitant n'a pas vocation à s'intéresser à ce phénomène sauf s'il a des répercussions en surface (subsidence) ou s'il a pour conséquence l'endommagement des cuvelages ou des colonnes de production. Les subsidences tolérées vont de quelques centimètres à dizaines de centimètres (Hollande) à plusieurs mètres (Venezuela, Ekofisk) en fonction du contexte technique, économique et écologique du problème.

Le calcul de compaction nécessite théoriquement la résolution d'un système d'équations couplées : l'équation (12) et les équations de Navier qui, pour une roche poroélastique, s'écrivent [2] :

$$\mu \nabla^2 u_i + \left(K_d + \frac{\mu}{3} \right) \text{tr} \varepsilon_{,i} - b p_{,i} = 0 \quad (20)$$

En pratique on évite cette résolution très lourde. On part du champ de pression supposé exister dans le réservoir et on suppose qu'en tout point de celui-ci la déformation est œdométrique. Dans ces conditions la variable physique essentielle est la compressibilité du solide poreux obtenue en conditions œdométriques (on dit aussi compressibilité uniaxiale) et en faisant varier la pression de pore à charge verticale constante. H désignant la hauteur du réservoir, la compaction ΔH est telle que :

$$\Delta H = c_z H \Delta p \quad (21)$$

Pour une déformation élastique on a [6] :

$$c_z = \frac{b}{\phi K_d} \left[\frac{(1+\nu)}{3(1-\nu)} \right] \quad (22)$$

Souvent il faudra tenir compte aussi d'une déformation plastique, les équations (13) prenant alors la forme commode suivante :

$$\Delta H = (c_z^{el} + c_z^{pl}) H \Delta p \quad (23)$$

Les coefficients c_z^{el} et c_z^{pl} peuvent être déterminés au laboratoire en essai œdométrique et, dans un modèle de comportement de type Cam-clay, ils sont directement utilisables pour établir la loi de comportement de la roche.

La compaction ainsi obtenue sert de condition à la limite pour le calcul des déformations des couches situées au-dessus et au-dessous du réservoir, et par conséquent pour le calcul de la subsidence en surface. On résout alors les équations aux dérivées partielles de pression et de déplacements en géométrie bi ou tridimensionnelle. L'expérience et l'approche théorique montrent en effet que la subsidence, c'est-à-dire l'abaissement de la surface du sol, s'accompagne de déplacements horizontaux.

Geertsma, dans une approche simplifiée du phénomène, suppose que toutes les déformations sont élastiques et que les constantes élastiques sont les mêmes à tous niveaux [8]. De plus les phénomènes hydrodynamiques sont négligés dans les niveaux autres que le réservoir. Cette approche a l'intérêt de montrer que la détermination du coefficient de compaction verticale c_s du réservoir joue un rôle déterminant dans la prévision. En effet, si le réservoir est schématisé par un disque (l'analyse s'appliquait en l'occurrence au réservoir de Groningen), la subsidence à l'aplomb du centre du disque est :

$$u_z = 2 (1 - \nu) c_s H \Delta p \quad (24)$$

Conformément à (23) cette subsidence devrait comporter une partie réversible et une partie irréversible.

La baisse de pression dans une couche productrice a pour conséquence la consolidation des couches voisines peu perméables par drainage vers la couche productrice et, de proche en proche, la consolidation de l'ensemble de la structure. La constante de temps de tels phénomènes de consolidation est considérable. C'est probablement l'une des raisons pour lesquelles la subsidence peut continuer à augmenter alors que la pression est stabilisée dans les couches productrices.

Les déformations irréversibles se manifestent non seulement dans la couche productrice mais encore dans toutes les autres. A court terme la réinjection dans la couche productrice ne permet donc de récupérer que la part de déformation réversible imputable à cette seule couche. C'est peut-être pourquoi on observe systématiquement que cette réinjection permet de récupérer, au mieux, une faible partie de la subsidence totale.

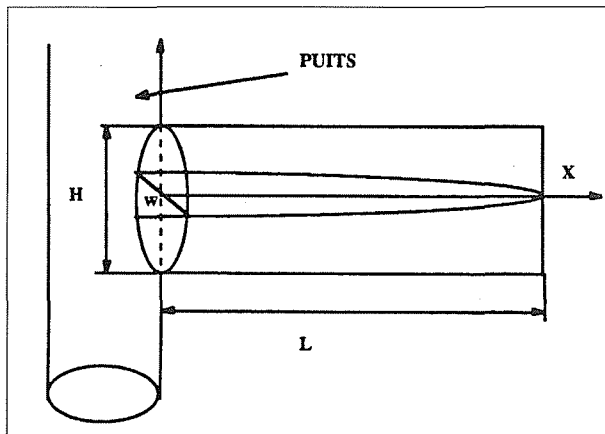
2.3 Fracturation hydraulique

2.3.1 Fracturation hydraulique et stimulation

Conçu et développé par l'industrie pétrolière le procédé de fracturation hydraulique, dont l'essor date des années 50, est devenu la principale méthode de stimulation des couches productrices. L'expérience montre que, au-delà de quelques centaines de mètres de profondeur, l'injection dans une couche provoque, si le débit est assez élevé, une fracture verticale qui s'étend de part et d'autre du sondage. En ajoutant au fluide d'injection un « agent de soutènement » (du sable, par exemple) on atteint le but recherché : créer un drain perméable dont la longueur atteint, en fonction des paramètres du traitement, quelques mètres à quelques centaines de mètres.

Le mécanisme principal de propagation de la fracture est la rupture en traction de la roche. Cette rupture se produit suivant une surface sensiblement plane et perpendiculaire à la contrainte principale mineure. Le phénomène est modélisé en considérant la roche comme élastique jusqu'à la rupture. Dans un gisement « déplété » (c'est-à-dire dont la pression moyenne est inférieure à la pression de découverte), on peut considérer que la fracture qui entaille le découvert productif se propage à hauteur H constante. Une solution simplifiée mais souvent suffisante en pratique consiste à considérer que :

- la pression p_f du fluide de fracturation est constante dans une section verticale perpendiculaire au plan de fracture,
- cette section est une ellipse de grand axe H et de petit axe W , épaisseur de fracture (fig. 2),
- l'épaisseur W est proportionnelle à $p_f - \sigma_h$.



2. Représentation schématique d'une fracture hydraulique.

Le calcul d'épaisseur de fracture est ainsi bidimensionnel dans chaque section droite verticale de fracture (d'où le nom de traitement « pseudo tridimensionnel »). On a, en négligeant les effets poroélastiques dans le voisinage de la fracture :

$$W = \frac{\pi(1-\nu)H}{4\mu} (p_f - \sigma_h) \quad (25)$$

Les effets poroélastiques se manifestent lorsque, en raison de la filtration du fluide de fracturation à travers les faces de fracture, il y a un stockage temporaire de ce filtrat au voisinage de la fracture. En pratique, dans les équations poroélastiques (3), le terme m de masse ajoutée fluide augmente. L'épaisseur de fracture s'en trouve diminuée :

$$W = \frac{\pi(1-\nu)H}{4\mu} (p_f - \sigma_h) \left(1 - \frac{1-2\nu}{1-\nu} f(t)\right) \quad (26)$$

La fonction $f(t)$ varie de zéro à 1 lorsque le temps de filtration t augmente de zéro à l'infini. On peut interpréter le terme $(p_f - \sigma_h) \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} f(t)\right)$ comme une « surcontrainte » (« back stress », selon la terminologie de M. Cleary [9]) qui contrarie le développement de la fracture.

2.3.2 Injection et fracturation

Considérons maintenant le comportement d'un puits dans lequel on injecte de l'eau afin de maintenir la pression de couche. L'expérience montre que si, en début d'injection, on établit la pression à une valeur un peu inférieure à la contrainte minimale en place (de façon à éviter la fracturation hydraulique), la poursuite de l'injection à débit constant s'accompagne, après un certain délai, d'une décroissance de la pression d'injection. L'analyse du phénomène conduit à le décrire comme suit :

- la baisse de pression signifie qu'il y a création d'une fracture ;
- le développement de cette fracture à pression inférieure à la contrainte mineure initiale montre que cette contrainte diminue progressivement ;
- cette décroissance de la contrainte mineure résulte du refroidissement de la couche consécutif à l'injection.

Pour modéliser le phénomène il faut désormais faire apparaître dans les équations de comportement des termes qui rendent compte des effets thermoélastiques. On a [10] :

$$\sigma_{ij} - \sigma_{ij0} = \left(K_d - \frac{2G}{3}\right) \text{tr} \epsilon \delta_{ij} + 2G \epsilon_{ij} - b(p - p_0) \delta_{ij} - 3\alpha K_d (T - T_0) \delta_{ij} \quad (27)$$

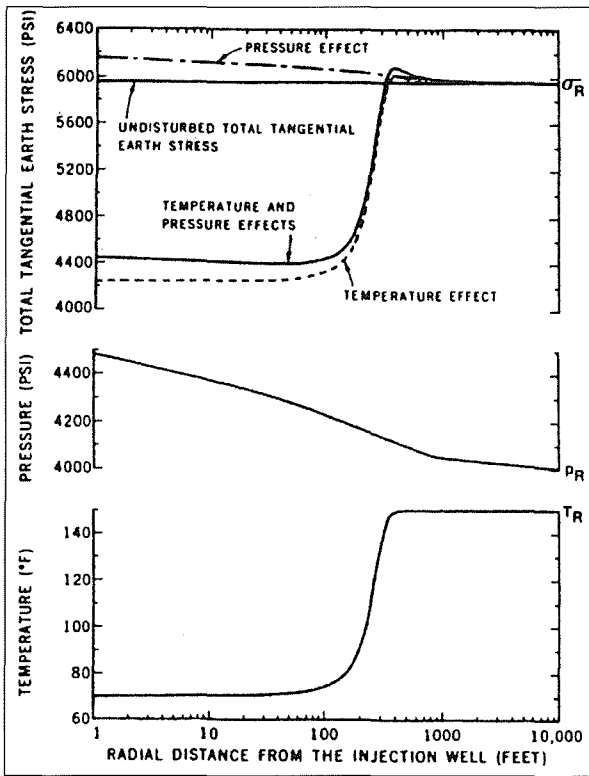
α est le coefficient de dilatation linéique du solide drainé. La variation locale de température est $T - T_0$. Apparaissent de même dans les équations de Navier les termes qui prennent en compte un champ de température non uniforme :

$$\mu \nabla^2 u_i + \left(K_d + \frac{\mu}{3}\right) \text{tr} \epsilon_{,i} - b_{p,i} - 3\alpha K_d T_{,i} = 0 \quad (28)$$

Le problème est résolu en supposant que les déplacements u_i dérivent d'un potentiel ($u_i = \Phi_{,i}$ où Φ est le potentiel de Goodier), où, formulation équivalente, qu'ils sont irrotationnels. Dans ces conditions les équations de diffusivité thermique et hydraulique ne comportent pas de terme représentant la déformation du solide, et sont donc découplées de l'équation de Navier.

La modélisation numérique du phénomène [11] montre que :

- une surcontrainte hydraulique faible (quelques bar) se crée et aurait donc tendance à empêcher le développement de fracture ;
- le refroidissement de la couche a pour effet d'abaisser considérablement la contrainte totale mineure : de 18 MPa dans l'exemple traité ;
- le profil de contrainte présente en conséquence un spectaculaire « mur de contrainte » au-delà de la zone refroidie, la contrainte mineure recouvrant sa valeur initiale sur une distance de quelques mètres. Ce phénomène existe aussi en injection matricielle [12], la figure 3 (simulation numérique) en est un bel exemple.



3. Modification de la contrainte totale orthoradiale dans un réservoir par injection massive d'eau froide (d'après Perkins et Gonzalez [12]).

Références

- [1] FAUCHET B. — « Analyse poroplastique des barrages en béton et de leurs fondations : rôle de la pression interstitielle », thèse de Docteur de l'ENPC (1991).
- [2] BOUTECA M. — « Elements of poroelasticity for reservoir engineering », Revue de l'Institut Français du Pétrole, vol. 47, n° 4, juillet-août 1992.
- [3] ONAISI A. et BOUTECA M. — « Rock mechanics contribution to the study of fluid flow properties in a compacting environment », 4th North Sea Chalk Symp., Deauville, 1992.
- [4] BOUTECA *et al.* — « Contribution of poroelasticity to reservoir engineering : lab experiments, application to core decompression and implication in HP-HT reservoir depletion », SPE/ISRM 28093, Delft, EUROCK 94.
- [5] LAURENT J., BOUTECA M., SARDA J.P., BARY D. — « Pore pressure influence in the poroelastic behavior of rocks : experimental studies and results », SPE Formation Evaluation, pp. 117-122, June 1993.
- [6] ONAISI A. — « Poromécanique pour l'ingénierie de réservoir », Ecole de Mécanique des Milieux Poreux, Aussois, 30 mai-3 juin 1994.
- [7] MERLE *et al.* — « The Bachaquero study : a composite analysis of the behavior of a compaction drive/solution gas drive reservoir », pp. 1107-1115, JPT sept. 1976.
- [8] GEERTSMA J. — « A basic theory of subsidence due to reservoir compaction : the homogeneous case », Verhandelingen Kon. Geol. Mijnbouwk. Gen., vol. 28, pp. 43-62, 1973.
- [9] CLEARY M. — « Analysis of mechanisms and procedures for producing favorable shapes of hydraulic fractures », SPE 9260, 1980.
- [10] COUSSY O. — « Mécanique des milieux poreux », Ed. Technip, Paris, 1991.
- [11] HAGE-CHEHADE F., BOUTECA M., CHARLEZ P., DETIENNE J.L. — « Modélisation numérique de propagation des fractures dans un milieu thermoporoélastique. » 12ème Congrès Français de Mécanique, Strasbourg, 4-8 sept. 1995.
- [12] PERKINS T.K., GONZALEZ J.A. — « Changes in earth stresses around a wellbore caused by radially symmetrical pressure and temperature gradients », SPE Journal, pp. 129-140, 1984.