

INSTITUT MIXTE DE RECHERCHES GÉOTHERMIQUES

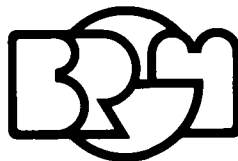
**BUREAU DE RECHERCHES
GÉOLOGIQUES ET MINIÈRES
B.R.G.M.
B.P. 6009
45060 ORLÉANS**

**AGENCE FRANÇAISE
POUR LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE
A.F.M.E.
27, rue Louis Vicat
75015 PARIS**

IDENTIFICATION DES PARAMÈTRES ET RÉPONSE D'UN RÉSERVOIR GÉOTHERMIQUE DURANT UN ESSAI D'INJECTION NON ISOTHERME DE COURTE DURÉE

par

A. MENJOZ



INSTITUT MIXTE DE RECHERCHES GÉOTHERMIQUES

SERVICE GÉOLOGIQUE NATIONAL

B.P. 6009 - Orléans Cedex - Tél. (38).63.80.01

Rapport du B.R.G.M.

83 SGN 885 IRG

RESUME

L'interprétation des essais hydrauliques effectués sur les deux forages d'un doublet géothermique constitue une étape importante pour l'estimation du potentiel local de la ressource (productivité, température) et la prévision du comportement ultérieur du système d'injection-pompage durant l'exploitation. L'injection d'un fluide plus froid dans le réservoir entraîne une évolution spécifique des pressions mesurées qui peut se superposer à divers problèmes d'injectivité.

Différentes méthodes simples sont examinées pour analyser l'effet d'une injection non isotherme sur l'évolution de la pression durant un essai. Plusieurs types d'essais d'injection sont ensuite simulés numériquement avec des données réelles afin d'examiner les conditions d'application de ces méthodes d'interprétation compte tenu des contraintes pratiques.

SOMMAIRE

	pages
1 - INTRODUCTION	1
2 - ESSAIS CONVENTIONNELS SUR FORAGES GEOTHERMIQUES (basse enthalpie)	2
3 - CARACTERISTIQUES SPECIFIQUES DU RESERVOIR (Dogger du bassin Parisien)	4
4 - CONTEXTE PRATIQUE ET CONTRAINTES	5
5 - METHODES D'INTERPRETATION DES ESSAIS, SOLUTIONS ANALYTIQUES ..	6
5.1 - Essais isothermes	6
5.2 - Essais non isothermes	9
6 - APPROCHE PAR MODELE NUMERIQUE	16
6.1 - Méthode	16
6.2 - Choix du modèle	17
6.3 - Formulation	20
6.4 - Exemple : paramètres utilisés et données	21
7 - RESULTATS NUMERIQUES	23
7.1 - Injection non isotherme	23
7.2 - Retour à l'équilibre après injection ("Fall Off")	28
7.3 - Production immédiate après injection	31
7.4 - Essai de type injection-attente-injection	35
8 - CONCLUSIONS	41
9 - NOMENCLATURE	43
10 - BIBLIOGRAPHIE	44

I - INTRODUCTION

Les essais hydrauliques réalisés sur les forages géothermiques sont les méthodes principales pour quantifier les paramètres du réservoir à exploiter et la productivité des ouvrages. Ces essais ont une durée limitée, pour des raisons pratiques, mais doivent permettre une estimation fiable du comportement à long terme, lors de l'exploitation ultérieure du réservoir.

L'interprétation des essais d'injection en forages profonds est généralement complexe en raison du déséquilibre thermique créé par l'introduction d'un fluide à une température différente de celle du réservoir (refroidissement). L'écart de température atteint fréquemment 40°C, d'où un contraste de viscosité du fluide de l'ordre de 2 à 2.5, et l'existence d'anomalies quant à l'évolution de la pression. Au stade de l'interprétation des essais il est donc important de distinguer la part des anomalies due à l'injection non isotherme, et celle liée à divers problèmes d'injectivité éventuels.

Après un rappel des méthodes d'interprétation classiques en hydrogéologie ou dans le domaine pétrolier, on examine deux solutions analytiques correspondant au problème théorique d'un échelon de mobilité fixe ou variable dans le réservoir.

Ces solutions théoriques sont ensuite comparées à des courbes pratiques obtenues par simulations numériques avec des hypothèses d'exploitation moins restrictives : variation progressive de la température d'injection, prise en compte de la diffusion-dispersion thermique. Compte tenu des ordres de grandeurs mis en évidence, il est ensuite possible de dégager certaines règles et précautions pratiques.

2 - ESSAIS CONVENTIONNELS SUR FORAGES GEOTHERMIQUES (basse enthalpie)

Les tests pratiqués usuellement, bien que spécifiques à certains égards sont assez voisins de ceux réalisés dans le domaine pétrolier ou dans le domaine des forages d'eau. Le principe général consiste à mettre un forage en débit et à mesurer le comportement transitoire en pression, dans le forage lui-même, ou dans un autre forage situé à une certaine distance du premier. On teste en général l'ensemble du réservoir ; les essais de type DST ou entre packers sont peu pratiqués. Les méthodes d'interprétation fournissent une information sur les paramètres hydrodynamiques du réservoir (perméabilité, emmagasinement), la productivité de l'ouvrage (index de productivité, rayon efficace, facteur de skin), et l'extension latérale dans les limites du rayon d'action (variation latérale de mobilité, barrières étanches, etc.).

Les différences essentielles se situent plutôt au plan des ordres de grandeur des paramètres à déterminer : les perméabilités et les débits sont plus élevés que dans le cas des essais pétroliers, les températures, les pressions, les salinités sont plus élevées que dans le cas des essais de type hydrogéologique. En géothermie la variable température joue un rôle important par ses effets sur la viscosité et la masse volumique du fluide, notamment dans le cas des essais d'injection. C'est en partie en raison de ce fait que l'on pratique généralement des mesures en fond de forage, au plus près des niveaux producteurs à tester. Les mesures de niveau dynamique pratiquées en hydrogéologie nécessitent des corrections de pression liées à l'état thermodynamique instantané de la colonne de fluide dans le forage ainsi qu'à l'historique thermique de production.

Les tests de formation réalisés immédiatement après forage et développement peuvent être classés en trois groupes :

a) Les essais sur forages de production :

Ils se caractérisent généralement par une période de production à débit constant (soit par artésianisme, soit par gaz-lift) suivie d'une remontée de pression après fermeture (Build Up). Les essais de ce type fournissent l'identification des paramètres conditionnant la productivité de l'ouvrage et la nature des traitements ultérieurs à pratiquer (développement, etc.). Ils fournissent également une information sur la structure du réservoir au plan hydraulique : production par matrice, production par fissures, participation des niveaux voisins par drainance, présence de barrières étanches, variation de mobilité latérale. Ces deux dernières caractéristiques sont liées à la durée de l'essai, c'est-à-dire au rayon d'investigation du test.

b) Les essais sur forages d'injection :

Sur ce type de forage on distingue tout d'abord un test de production, identique au précédent, destiné à confirmer la productivité locale, et à estimer la variabilité des paramètres du réservoir. Le forage est ensuite testé pour sa fonction propre, par essais d'injection (isothermes ou non isothermes). Ce test peut être éventuellement suivi de l'enregistrement de la chute de pression accompagnant le retour à l'équilibre après fermeture (Fall Off). Ce type d'essai fournit théoriquement les éléments nécessaires

pour apprécier le caractère réversible ou non réversible des caractéristiques d'injectivité vis-à-vis de celles de productivité. On verra par la suite, que compte tenu des contraintes pratiques, l'interprétation des essais d'injection est nettement plus complexe ; notamment si l'on souhaite aller au-delà de la simple vérification des paramètres issus des essais de production.

c) Les essais de type interférence entre forages :

Les deux groupes d'essais précédents ne concernent, qu'un seul forage, et fournissent une estimation moyenne des paramètres et des anomalies latérales à l'intérieur d'un certain rayon d'investigation autour de chaque puits.

Les essais de type interférence concernent les deux forages du doublet par exemple, et sont destinés à contrôler la continuité hydraulique du réservoir ou ses anomalies entre les puits. On notera cependant que l'information recueillie n'est que partielle ; si elle renseigne sur la continuité moyenne du réservoir le long des chemins d'écoulement les plus rapides entre les puits, elle ne fournit par contre aucune donnée sur la fraction du débit susceptible de transiter le long de ces lignes. Cette information ne peut être acquise que par un essai faisant intervenir la distribution des temps de transfert d'un "marqueur" entre puits : traçage chimique ou thermique. Le traçage thermique est sans intérêt ici, car sa durée de mise en oeuvre serait au moins supérieure à la "durée de vie" du doublet géothermique projeté.

Selon la localisation géographique des têtes de puits en surface, il peut être pratiqué :

- * soit un test d'interférence (grande distance entre les têtes de puits, cas de deux forages droits) avec pompage ou injection dans l'un des puits et enregistrement de l'interférence hydraulique dans l'autre puits,
- * soit un test en boucle (cas des têtes de puits voisines, forages déviés), avec pompage dans l'un des puits et réinjection dans l'autre ; la pression étant enregistrée indifféremment à la production ou à l'injection.

Les différents essais rappelés sommairement ci-dessus, sont ceux pratiqués habituellement sur les forages géothermiques basse enthalpie captant le Dogger du bassin Parisien par exemple. Avant d'examiner le problème plus ponctuel de l'interprétation des essais d'injection il est intéressant de rappeler tout d'abord les caractéristiques spécifiques des niveaux producteurs captés, et les conditions pratiques de mise en oeuvre des essais. L'opportunité et l'apport de tel ou tel type d'essai seront ensuite examinés dans ce contexte pratique.

3 - CARACTERISTIQUES SPECIFIQUES DU RESERVOIR (Dogger du bassin Parisien)

L'épaisseur productive totale cumulée h , identifiée par les profils-flowmètres est généralement faible, elle varie en moyenne entre 10 et 30 m.

Dans le détail, et sur la base des indications fournies par le flowmètre, la production est assurée par plusieurs couches (5 à 10 environ) d'épaisseur métrique ou sub-métrique. Chaque niveau possède des caractéristiques hydrodynamiques distinctes (épaisseur, perméabilité, porosité, et même salinité). On constate notamment par examen de l'ordre de grandeur des paramètres que certains niveaux ont une production de type matrice, tandis que d'autres présentent une production beaucoup plus importante de type fissure ou canaux de dissolution. Des valeurs ponctuelles de 5 à 7 Darcy ont pu être déterminées pour des couches d'épaisseur métrique, tandis que la valeur moyenne globale varie entre 0.8 à 2 Darcy.

De fortes perméabilités locales peuvent s'expliquer par la rencontre de 3 phénomènes caractéristiques de certains faciès :

- . une perméabilité de matrice importante,
- . une fissuration subverticale sur de faibles longueurs (visible sur carottes),
- . l'existence de canaux de dissolution.

La technique des essais mise en oeuvre ne permet pas une mesure directe de tous les paramètres de chaque couche. La porosité diagraphique par exemple est estimée par niveau. Par contre, la transmissivité et le facteur de skin de l'ouvrage sont déterminés de manière globale pour l'ensemble.

Enfin, le profil vertical de production, duquel est déduite l'épaisseur productive cumulée, dépend de la précision du flowmètre. La technologie de cet outil implique une certaine intégration des singularités locales du profil de production (effet de lissage ou filtre passe-bas). A ce sujet, et en complément des mesures au flowmètre, des résultats très intéressants et plus précis peuvent être attendus de l'analyse systématique des profils thermiques de production (thermométrie différentielle notamment).

4 - CONTEXTE PRATIQUE ET CONTRAINTES

Les caractéristiques des essais conventionnels réalisés de manière systématique sur les deux forages d'un doublet géothermique dépendent de 3 types de contrainte :

- a) les contraintes financières tout d'abord : le "planning" des essais est conçu avant forage, ceux-ci ont lieu immédiatement après la période de complétion et de développement, avec la machine de forage en attente de repli sur le site. Cette méthodologie classique, qui n'est pas propre aux forages géothermiques, justifie en partie la réalisation de tests de courte durée (de l'ordre de 10 h à 24 h). Ces tests peuvent alors mettre en oeuvre des moyens lourds (compresseurs d'air-lift, trains de tiges, pompes d'injection,...) ; ceux-ci étant généralement disponibles sur le site durant cette phase. Les essais complémentaires de plus longue durée, qui peuvent être réalisés après le départ de la machine de forage, impliquent des surcoûts importants liés à l'amenée et à la location du matériel nécessaire.
- b) les contraintes techniques sont multiples ; elles regroupent sommairement les problèmes de mise en oeuvre des essais (puissances, pressions, débits requis), les problèmes d'évacuation et de conditionnement des eaux pompées (réseau d'évacuation, stockage en bournier, traitements divers), et les problèmes de mesure (instrumentation de fond et de surface, prestations des sociétés de service spécialisées en "logging").
- c) enfin les contraintes liées aux performances des méthodes d'interprétation des mesures acquises, pour l'identification des paramètres physiques du réservoir. Sur ce plan, il existe toujours un certain décalage méthodologique entre les hypothèses d'exploitation théoriques permettant une identification simple et rapide, et la réalité pratique (débits et températures non constants, variation des divers paramètres par exemple) nécessitant le recours à des approches plus complexes.

Ces diverses contraintes définissent le contexte dans lequel sont réalisés les essais sur les forages d'injection des doublets géothermiques. On peut en retenir trois caractéristiques principales qui justifient un examen attentif des données acquises et des méthodes d'interprétation :

- la faible durée des essais (10 h à 15 h) nécessitant une méthode d'interprétation fiable en raison du caractère transitoire des phénomènes observés ;
- le caractère non isotherme des essais impliquant la prise en compte de l'effet du contraste de viscosité notamment ;
- la déviation des forages qui peut se traduire, soit par une longueur de captage supérieure à l'épaisseur productive, soit par un rayon efficace plus important.

5 - METHODES D'INTERPRETATION DES ESSAIS, SOLUTIONS ANALYTIQUES

5.1 - Essais isothermes

Les méthodes d'interprétation des résultats d'essais sur forages ont été développées initialement dans le domaine de l'hydrogéologie et de l'exploitation pétrolière ; elles s'appuient principalement sur la solution de Theis (1935). L'équation différentielle de base décrivant l'écoulement du fluide dans un milieu poreux (ou équation de diffusion hydraulique) s'écrit en coordonnées radiales :

$$P,rr + \frac{1}{r} P, r = \frac{\Phi\mu C}{K} P, t$$

Il s'agit de la combinaison de l'équation de continuité et de la loi de Darcy. Différentes hypothèses sont faites pour obtenir la forme ci-dessus :

- l'écoulement est radial,
- l'aquifère est homogène isotrope, épaisseur h , porosité Φ , compressibilité totale C , et perméabilité K constantes,
- l'influence de la gravité est négligée,
- le fluide est monophasique.

Lorsque le forage est exploité à débit Q constant, la dépression ou surpression résultante s'exprime à l'aide de la fonction Exponentielle Intégrale $E_1(u)$ (ou fonction de Theis $W(U)$), où U est une fonction du temps :

$$dp = |P - P_0| = \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot K \cdot h} E_1 \left(\frac{\Phi \cdot \mu \cdot C \cdot r^2}{4 \cdot K \cdot t} \right)$$

Avec les variables suivantes dans le système CGS-Darcy :

P : pression (atm)

Q : débit de production ou d'injection (cm^3/s)

K : perméabilité intrinsèque (Darcy)

h : épaisseur productive (cm)

μ : viscosité du fluide (cp)

Φ : porosité

C : compressibilité totale (atm^{-1}) égale à la somme des compressibilités de la roche et du fluide dans le réservoir

r : distance au puits où est évaluée la pression (cm)

t : temps (s)

Pour les temps suffisamment longs, cette fonction tend vers une solution asymptotique logarithmique ($\Phi \cdot \mu \cdot C \cdot r^2 / K \cdot t < 0.1$ environ) :

$$dP \approx \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot K \cdot h} \left[\ln \frac{K \cdot t}{\Phi \cdot \mu \cdot C \cdot r^2} + 0.8091 \right]$$

en utilisant le système d'unités CGS-Darcy, on exploite souvent la forme plus courante :

$$P = P(1h) - m \cdot \log t$$

dans le cas d'un rabattement par exemple, avec :

$$P(1h) = P_o - m \left[\log \frac{K}{\phi \cdot \mu \cdot c \cdot r_w^2} + 3.9077 \right]$$

$$\text{et } m = 0.183 \frac{Q \cdot \mu}{K \cdot h}$$

Au puits, le rayon géométrique r_w et le rayon efficace r_{wa} sont liés par le facteur de skin S :

$$r_{wa} = r_w \cdot e^{-S}$$

La date $t = 1h$ est un repère conventionnel, commode pour les calculs, au-delà duquel les effets transitoires de capacité sont négligeables. Cette valeur est utilisée pour déterminer le facteur de skin.

$$P(1h) = P_o - m \cdot \left[\log \frac{K}{\phi \cdot \mu \cdot c \cdot r_w^2} + 3.9077 + \frac{S}{1.15} \right]$$

En reportant les points expérimentaux (Pression) en fonction du logarithme du temps, on obtient après une courte période transitoire, une portion de courbe linéaire de pente m . La pente m permet d'identifier la transmissivité relative Kh/μ , et l'extrapolation à $t = 1h$ fournit le facteur de skin S :

$$S = 1.15 \left[\frac{P_o - P(1h)}{m} - \log \frac{K}{\phi \cdot \mu \cdot c \cdot r_w^2} - 3.9077 \right]$$

En pratique la courbe de rabattement est souvent perturbée, soit en raison d'une variation de débit, soit par le régime pulsatoire lié à la production par gaz-lift. On exploite ainsi surtout la remontée de pression après fermeture. On distingue 3 méthodes principales d'identification en fonction du type de report des points expérimentaux :

a) La méthode log-log :

On reporte les points expérimentaux, soit les couples $dp-dt$ sur un graphique bi-logarithmique, et l'on identifie un point de calage caractérisant la superposition avec l'abaque en variables adimensionnelles (abaque SPE 8205, ou Theis). L'ordonnée de ce point fournit la transmissivité relative kh/μ , tandis que l'abscisse fournit le facteur de skin de l'ouvrage :

coïncidence des ordonnées : $PD = \frac{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h \cdot dp}{Q \cdot \mu}$

d'où : $\frac{Kh}{\mu} = \frac{PD \cdot Q}{2 \cdot \pi \cdot dp}$

coïncidence des abscisses : $\frac{tD}{CD} = 2\pi \cdot \frac{K \cdot h}{\mu} \frac{dt}{C}$

d'où : $S = \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{CD \cdot e^{2S}}{CD} \right)$

La superposition avec l'abaque SPE (Flopetrol-Schlumberger) fournit les deux paramètres tD/CD et $CD \exp(2S)$.

L'interprétation de la coïncidence des abscisses est sensiblement différente en géothermie (par rapport à l'approche en hydrogéologie) dans la mesure où l'on recherche essentiellement le rayon efficace et non l'emmagasinement. Cette méthode fournit généralement une estimation optimiste de la transmissivité, en raison des valeurs assez élevées de la transmissivité dans les réservoirs géothermiques basse enthalpie.

b) La méthode semi-log :

Pour les faibles valeurs de la durée de fermeture (début de la remontée de pression) on reporte la pression P_{ws} en fonction du logarithme du temps dt .

La transmissivité relative Kh/μ et le facteur de skin global S sont déterminés par la pente m de la partie linéaire du report et la valeur de la pression extrapolée $P(1h)$:

$$\frac{Kh}{\mu} = 0.183 \frac{Q}{m}$$

$$S = 1.15 \left[\frac{dP(1h)}{m} - \log \frac{K}{\phi \cdot \mu \cdot c \cdot r_w^2} - 3.9077 \right]$$

Cette méthode basée sur l'évolution de la pression au début du processus transitoire est souvent perturbée par des phénomènes parasites : post-débit, incidence de la déviation, etc.

c) La méthode de Horner :

On reporte la pression de fermeture P_{ws} en fonction de la variable $(t_p + dt)/dt$, où t_p est la durée de production et dt le temps écoulé depuis l'arrêt du pompage :

Les relations employées sont identiques à celles de la méthode semi-log. Cette méthode est la plus précise ; elle fournit les paramètres moyens du réservoir et permet d'identifier certaines caractéristiques hétérogènes : variation latérale de faciès, barrières étanches, limites à potentiel constantes, drainance, etc. Le facteur de skin obtenu est global ; il inclut le skin propre de l'ouvrage et l'effet de la déviation du forage dans le réservoir.

L'extrapolation de la droite finale fournit la pression statique de gisement à la côte de la sonde utilisée pour la mesure.

5.2 - Essais non isothermes

Les méthodes décrites au paragraphe précédent concernent les essais de production isotherme, ou les essais d'injection lorsque la température du fluide injecté est voisine de la température initiale du réservoir. En pratique, deux cas différents peuvent être identifiés :

- les essais de production ou d'injection dans un réservoir caractérisé par une distribution initiale des températures (cas des tests complémentaires réalisés sur le forage d'injection d'un doublet après une première période d'exploitation par exemple),
- les essais d'injection réalisés à partir d'un fluide refroidi en surface (fluide stocké, ou issu du réseau de distribution).

Une solution analytique de ce type de problème peut être obtenue en admettant une hypothèse supplémentaire : la répartition thermique radiale autour du puits est schématisée par une distribution en échelon. L'état thermique du réservoir à un instant quelconque est représenté par deux zones concentriques :

- une première zone telle que : $r_w \leq r \leq R$
à température T_i et de viscosité μ_i ,
- une seconde zone telle que : $r \geq R$
à température T_o initiale et de viscosité μ_o .

En fonction du type de problème on distinguera deux cas, selon que le rayon de l'échelon R est fixe ou variable (S. BENSON, 1982).

- la solution du front mobile $R(t)$ correspondant par exemple à l'injection d'un fluide à température constante T_i dans un réservoir à température constante T_o ,
- la solution du réservoir-composite pour lequel le rayon R est sensiblement constant dans le temps.

On verra par la suite qu'un grand nombre de problèmes pratiques peuvent se ramener à l'une ou l'autre de ces deux solutions théoriques.

5.2.1 - Solution générale de l'échelon de mobilité

Le milieu est défini par la figure 1

L'échelon considéré est un échelon de mobilité (K/μ). L'origine de la variation est ici celle de la viscosité du fluide dans le milieu poreux, la perméabilité K étant constante.

Le rayon de l'interface théorique séparant les deux domaines concentriques est noté R .

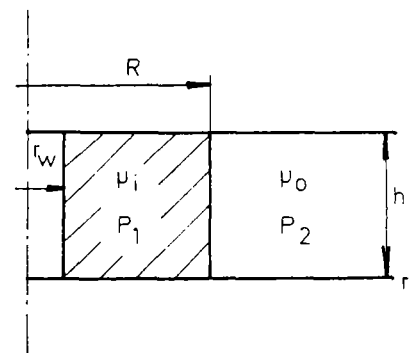


Figure 1

* L'équation différentielle s'écrit, pour les deux domaines :

$$\begin{aligned} 0 \leq r \leq R & \quad \frac{1}{r} (rP_{1,r}), \quad r = \frac{\Phi \cdot \mu_i \cdot c}{K} \cdot P_{1,t} \\ r \geq R & \quad \frac{1}{r} (rP_{2,r}), \quad r = \frac{\Phi \cdot \mu_o \cdot c}{K} \cdot P_{2,t} \end{aligned}$$

On suppose ici que l'effet du contraste de viscosité est prépondérant sur l'effet du contraste de densité. Cette hypothèse est justifiée notamment par la plage de température rencontrée en exploitation des réservoirs basse enthalpie :

* Conditions initiales et aux limites :

$$\begin{aligned} \text{a)} \quad t = 0 & \quad P_1 = P_2 = P_o \\ \text{b)} \quad r = 0 & \quad - 2\pi \frac{Kh}{\mu_i} rP_{1,r} = Q \\ \text{c)} \quad r = R & \quad P_1 = P_2 \\ \text{d)} \quad r = R & \quad \frac{K}{\mu_i} rP_{1,r} = \frac{K}{\mu_o} rP_{2,r} \\ \text{e)} \quad r = \infty & \quad P_2 = P_o \end{aligned}$$

En appliquant la transformation de Boltzmann, soit $u = \frac{\Phi \cdot \mu_o \cdot c \cdot r^2}{4 \cdot K \cdot t}$

on obtient les deux solutions générales :

$$\begin{aligned} P_1 &= A \cdot E_1 \left(\frac{\mu_i}{\mu_o} \cdot u \right) + B \\ P_2 &= C \cdot E_1(u) + D \end{aligned}$$

En tenant compte des conditions imposées (a/ à e/), on obtient :

$$\begin{aligned} P_1(r,t) &= P_o + \frac{Q \cdot \mu_o}{4\pi Kh} \cdot E_1 \left(\frac{\Phi \cdot \mu_o \cdot c \cdot R^2}{4Kt} \right) \exp \left[\frac{\Phi \cdot \mu_o \cdot c \cdot R^2}{4Kt} \left(\frac{\mu_i}{\mu_o} - 1 \right) \right] \\ &\quad + \frac{Q \cdot \mu_i}{4\pi Kh} \cdot E_1 \left(\frac{\Phi \cdot \mu_i \cdot c \cdot r^2}{4Kt} \right) - \frac{Q \mu_i}{4\pi Kh} \cdot E_1 \left(\frac{\Phi \cdot \mu_i \cdot c \cdot R^2}{4Kt} \right) \\ P_2(r,t) &= P_o + \frac{Q \cdot \mu_o}{4\pi Kh} \cdot E_1 \left(\frac{\Phi \cdot \mu_o \cdot c \cdot r^2}{4Kt} \right) \exp \left[\frac{\Phi \cdot \mu_o \cdot c \cdot R^2}{4Kt} \left(1 - \frac{\mu_i}{\mu_o} \right) \right] \end{aligned}$$

A ce stade aucune hypothèse n'a été faite sur la variation du rayon thermique R, d'où :

si $R = \text{constante}$: solution du réservoir-composite
 si $R = R(t)$: solution du réservoir à front mobile

5.2.2 - Solution du réservoir à front mobile

Cette solution correspond par exemple au premier essai d'injection à température constante T_i , dans un réservoir isotherme à la température T_o . La bulle froide d'injection, d'extension croissante est caractérisée par le rayon thermique $R(t)$:

$$R^2 = \frac{C_f}{C_a} \cdot \frac{Q t}{\pi h} = \frac{C_f}{C_a} \cdot \frac{V_c}{\pi h}$$

où C_f et C_a sont les capacités calorifiques volumiques du fluide et de l'équifère, Q le débit, et V_c le volume d'injection cumulé.

En introduisant les variables adimensionnelles :

$$PD = 2\pi \cdot \frac{Kh}{\mu_i} \cdot \frac{P_l - P_o}{Q}$$

$$v = \frac{\mu_i}{\mu_o}$$

$$tD = \frac{Kt}{\phi \cdot \mu_i \cdot c \cdot r^2}$$

$$tDR = \frac{K}{\phi \cdot \mu_o \cdot c} \cdot \frac{C_a}{C_f} \cdot \frac{\pi h}{Q}$$

La solution P_l s'écrit au puits (intérieur de la zone envahie) :

$$2 PD = E1 \left(\frac{1}{4 \cdot tD} \right) - E1 \left(\frac{v}{4 \cdot tDR} \right) + \frac{1}{v} \cdot E1 \left(\frac{1}{4 \cdot tDR} \right) \exp \left(-\frac{1-v}{4 \cdot tDR} \right)$$

On retrouve ainsi la solution classique d'un injection isotherme, mais à température T_i , diminuée d'un terme indépendant du temps.

En se situant dans le domaine de validité de l'approximation logarithmique de $E1$, on obtient la forme pratique :

$$P_l = P_o + m_i \left[\log \frac{Kt}{\phi \cdot \mu_i \cdot c \cdot r_w^2} + 0.3514 + 0.8686 (S_H + S_T) \right]$$

en unités CGS Darcy

avec S_H : facteur de skin hydraulique (classique)

S_T : facteur de skin thermique

$$m_i = 0.183 \frac{Q \cdot \mu_i}{Kh}$$

Dans un report semi-logarithmique, la solution P_l présente une allure à double pente (figure 2). On distingue tout d'abord pour les temps très courts une première partie linéaire de pente m_o , correspondant à la viscosité du fluide en place à la température T_o . Lorsque le temps croît, on obtient une seconde pente m_i , correspondant à la viscosité du fluide injecté. Cette seconde partie linéaire¹ est parallèle à la solution isotherme de Theis pour la température T_i .

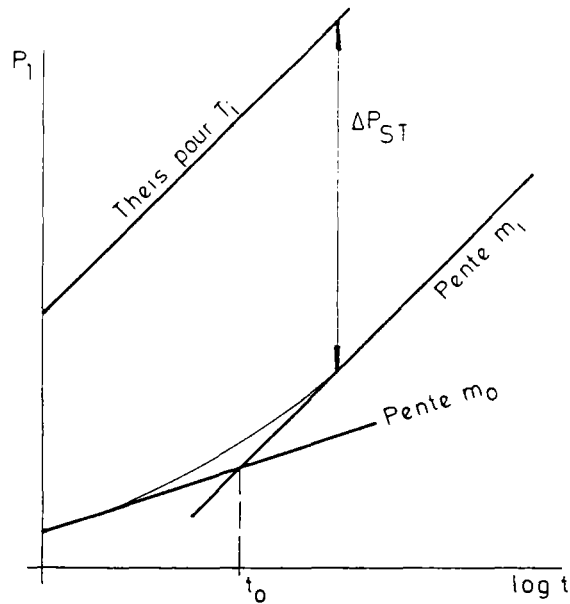


Figure 2

Ainsi dans le cas du front mobile, et en report semi-logarithmique, on obtient une droite de pente m_i , mais décalée d'une valeur constante par rapport au cas de l'injection isotherme à T_i dans un réservoir initialement à la température T_i . Cet écart constant permet de définir un facteur de skin thermique qui ne dépend que du débit et du contraste de viscosité :

$$2 S_T = - \ln \left(\frac{\mu_o}{\mu_i} \cdot tDR \right) + \frac{\mu_o}{\mu_i} \ln (tDR) - 0.80907 \left(1 - \frac{\mu_o}{\mu_i} \right)$$

Pour l'interprétation des paramètres à partir de cette seconde droite, la pente m_i fournit la transmissivité relative, tandis que l'extrapolation à $t = 1h$ permet de calculer le facteur de skin global :

$$S_H + S_T = 1.151 \left[\frac{dP(1h)}{m_i} - \log_{\phi \cdot \mu_i \cdot c \cdot r_w^2} \frac{K}{\phi \cdot \mu_i \cdot c \cdot r_w^2} - 3.9077 \right]$$

Le facteur de skin global obtenu comprend trois composantes :

- . le facteur de skin propre de l'ouvrage
- . le facteur de skin additionnel dû à la déviation du forage dans le réservoir (obtenu par abaque)
- . le facteur de skin thermique qui peut être calculé de manière explicite lorsque la perméabilité intrinsèque K est connue :

$$2 S_T \neq \ln \frac{\mu_i}{\mu_o} + \left(1 - \frac{\mu_o}{\mu_i} \right) \left(\ln \frac{\phi \cdot \mu_o \cdot c}{K} \cdot \frac{Cf}{Ca} \cdot \frac{Q}{h} - 1.95 \right)$$

En raison des ordres de grandeur pratiques, les termes exponentiels figurant dans l'expression de P_1 et P_2 (& 5.2.1) sont très voisins de 1. Il en découle que la pression P_2 , à l'extérieur de la zone envahie par les eaux froides, n'est fonction que de la viscosité du fluide initial.

Remarque pratique :

Lorsqu'une injection d'eau froide à température constante T_i est pratiquée dans un réservoir à la température initiale T_o , l'évolution de la pression au puits est définie par deux caractéristiques :

- la solution isotherme de Theis pour la température T_i quant à la pente m_i ,
- un facteur de skin thermique négatif fonction du débit et du contraste de viscosité entre le fluide en place et le fluide injecté, mais indépendant du temps.

5.2.3 - Solution du réservoir-composite

On considère dans ce cas qu'il existe une zone circulaire refroidie de rayon R et à la température T_i autour du puits. Durant l'injection de courte durée le rayon R demeure sensiblement constant. La pression d'injection s'écrit alors :

$$P_1 = P_o + \frac{Q \cdot \mu_o}{4\pi K h} \ln \frac{2.25 K t}{\phi \mu_o c R^2} + \frac{Q \mu_i}{4\pi K h} \ln \frac{2.25 K t}{\phi \mu_i c R^2} - \frac{Q \mu_i}{4\pi K h} \ln \frac{2.25 K t}{\phi \mu_i c R^2}$$

Dans un report semi-logarithmique on distingue alors 2 parties linéaires :

- une première droite de pente m_i , liée à la température d'injection T_i
- une seconde droite de pente m_o , caractéristique de la température T_o du réservoir

Si la durée de l'injection s'accroît, les points expérimentaux s'alignent sur une troisième droite de pente m_i . On retrouve alors le comportement de type front-mobile. Les dates t_1 et t_2 caractérisant l'intersection de ces droites permettent d'estimer le rayon de la bulle initiale.

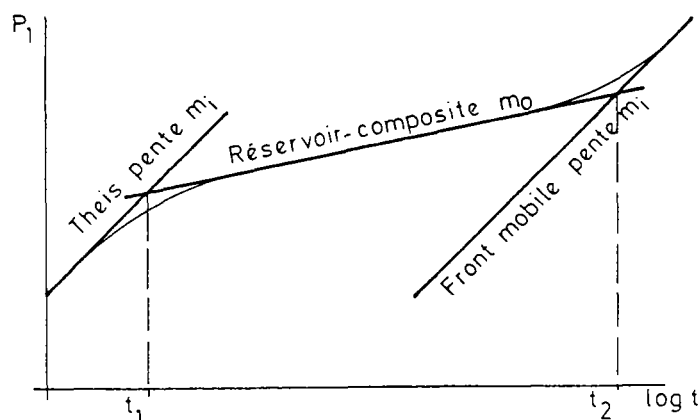


Figure 3

L'égalité des pressions pour la solution de Theis isotherme (T_i) et la solution du réservoir-composite fournit la valeur t_1 :

$$t_1 \neq \frac{\phi \mu_i c R^2}{2.246 K} \left(\frac{\mu_i}{\mu_o} \right)^{\frac{\mu_o}{\mu_i - \mu_o}}$$

Cette valeur étant généralement faible l'identification des paramètres est effectuée sur la seconde droite de pente m_o

Transmissivité et facteur de skin :

$$\frac{Kh}{\mu_o} = 0.183 \frac{Q}{m_o}$$

En extrapolant sur la droite de pente m_o , on obtient $P(1h)$ d'où finalement :

$$S_H = 1.151 \frac{\mu_o}{\mu_i} \left[\frac{dP(1h)}{m_o} - \log \frac{K}{\phi \mu_o c r_w^2} - 3.9077 + \left(1 - \frac{\mu_i}{\mu_o}\right) \log \frac{R^2}{r_w^2} \right]$$

Le facteur de skin hydraulique est déterminé de manière usuelle sur la partie linéaire de pente m_o . On notera deux particularités par rapport à la relation classique :

- un terme additif supplémentaire lié au contraste de viscosité et au rayon initial R ,
- un facteur multiplicatif global égal au rapport des viscosités.

Si l'injection est poursuivie sur une longue durée la valeur caractéristique t_2 fournit également une estimation du rayon R . En écrivant l'égalité des solutions du réservoir-composite et du front mobile :

$$t_2 \neq \frac{C_a}{C_f} \cdot \frac{\pi h}{Q} \cdot R^2$$

Remarques pratiques :

- Par rapport aux paramètres du réservoir (T_o), la présence d'une bulle froide initiale de rayon R constant et de température T_i se traduit par un facteur de skin positif supplémentaire :

$$S_{bf} = \left(1 - \frac{\mu_i}{\mu_o}\right) \ln \frac{r_w}{R}$$

- Les relations développées expriment l'incidence d'une zone de mobilité K/μ différente, concentrique au puits. Le résultat obtenu avec une variation de viscosité, à perméabilité constante, et tout à fait analogue au cas d'une zone isotherme endommagée, de perméabilité K_D et de rayon R_D . D'après Van Everdingen, le facteur de skin dû à la zone endommagée s'écrit alors :

$$S = (1 - \frac{K}{K_D}) \cdot \ln \frac{r_w}{R_D}$$

Les résultats présentés ici peuvent ainsi être adaptés pour l'étude d'une altération du milieu affectant la perméabilité. Dans le cas d'un colmatage par exemple, on peut distinguer :

- la solution du réservoir-composite correspond à l'endommagement fixe du voisinage du forage (facteur de skin positif et constant),
- la solution du front-mobile correspondant à la propagation d'un front de colmatage : diminution de la porosité et de la perméabilité par transport et dépôt de "particules" ou par réactions chimiques.

6 - APPROCHE PAR MODELE NUMERIQUE

Les méthodes d'interprétation décrites au paragraphe 5 font référence à des solutions analytiques. Elles sont couramment utilisées pour l'identification des paramètres du réservoir, mais présentent également quelques difficultés d'application en raison des caractéristiques réelles des essais :

- durant une injection non isotherme, le comportement en pression peut être traduit par des solutions analytiques asymptotiques pour les temps courts ou très longs (Theis isotherme et front-mobile). En pratique, les essais réalisés sont de courte durée d'une part, et d'autre part le comportement durant les premiers instants est souvent perturbé par des phénomènes parasites (effet de capacité, facteur de skin, établissement du débit constant, etc.).
- l'hypothèse d'une injection à température constante T_i caractérisée par une distribution temporelle en échelon est rarement vérifiée en pratique. Cette hypothèse peut être admise en tête de forage, mais n'est plus vérifiée au niveau des couches productrices dans le réservoir. La longueur des forages étant comprise entre 1600 et 2000 m, des échanges thermiques importants s'établissent aux parois. Ainsi l'on constate un décalage de l'ordre d'une demi heure quant à l'apparition du front thermique théorique au niveau du réservoir et une variation lente de la température d'injection. La température d'injection ne se stabilise qu'après une dizaine d'heures environ. Un enregistrement de la température d'injection mesurée au sabot du casing est représenté à la figure 5.

il est donc important d'examiner dans un premier temps le comportement en pression dû à ces caractéristiques spécifiques, puis dans quelles conditions les solutions analytiques plus restrictives peuvent être appliquées en pratique.

6.1 - Méthode

Pour les calculs de modélisation, les données de base : géométrie, paramètres, débits, ont été choisis d'après les caractéristiques les plus représentatives issues de nombreux essais sur forages géothermiques réalisés ces dernières années. En raison des nombreux phénomènes mis en jeu, on a donc choisi une approche dimensionnelle basée sur des ordres de grandeur pratiques, plutôt qu'une approche adimensionnelle propre aux solutions analytiques.

Le modèle numérique utilisé dans une première phase est un modèle par éléments finis permettant le calcul transitoire des pressions et des températures dans un domaine à deux dimensions axisymétrique. Compte tenu de la dynamique des phénomènes, il est possible de découpler les équations hydrauliques et thermiques, et reconstituer par simulation les courbes de pressions enregistrées durant les essais.

Cette première approche a tout d'abord consisté à analyser le comportement physique (pression et température) d'une seule couche aquifère à épontes imperméables et adiabatiques afin de préciser la dynamique générale.

L'analyse a ensuite été poursuivie en incluant le couplage conductif avec les éponges inférieure et supérieure ; l'objectif étant de chiffrer l'incidence de ce couplage. Les simulations concernent une phase d'injection de 10 h à 20 h suivie d'un retour à l'équilibre de même durée après fermeture. La température des eaux froides injectées est variable (courbe mesurée en fond de puits) afin de tenir compte des échanges réels le long du tubage.

On constate tout d'abord que les échanges thermiques avec les éponges sont faibles pour un essai de cette durée ; l'incidence sur la pression au puits est de l'ordre de 0.03 atm (0.2 %) par rapport à la solution avec éponges adiabatiques. Il est donc réaliste d'envisager pour cette application un modèle plus simple, radial à une dimension.

Au plan thermique également, on confirme que la dynamique du retour à l'équilibre thermique ("Shut in") est très différente selon que l'on se trouve en regard d'un niveau producteur ou d'une couche éponge. La mesure des profils thermiques pratiquée durant le retour à l'équilibre consécutif à une injection d'eau froide est donc une méthode intéressante pour l'identification des paramètres thermiques et la localisation des niveaux producteurs. Cette méthode purement thermique est d'ailleurs utilisée pour les essais en haute énergie, lorsque la température élevée ne permet pas l'utilisation du flowmètre.

Le rayon thermique théorique, caractéristique de la zone refroidie est faible (de l'ordre de quelques mètres). L'anomalie de pression qui doit être analysée est donc due à une variation de la viscosité notamment sur une très courte distance. L'échelle spatiale de la perturbation est ainsi du même ordre que pour un phénomène de colmatage : de 0.5 à 10 m environ.

Ces remarques permettent de simplifier le modèle bidimensionnel initial pour le développement d'un modèle plus simple, radial à une dimension. Ce modèle numérique (PT1) qui peut être exploité sur micro-ordinateur, utilise la même technique des éléments finis quadratiques, et permet également la prise en compte de la dispersion thermique et des fluctuations de débit durant l'essai. Il peut enfin être facilement adapté pour l'examen qualitatif et quantitatif de divers phénomènes perturbateurs tels que le colmatage permanent ou variable par exemple.

6.2 - Choix du modèle

Plusieurs difficultés caractérisent la modélisation numérique de ce problème de diffusion-convection :

- tout d'abord la différence d'échelle entre le domaine global à considérer et la zone limitée autour du puits où se situent les causes de l'anomalie de pressions (contraste de viscosité). La limite extérieure doit être éloignée du puits si l'on souhaite ne pas introduire d'interférence artificielle due à la condition de flux ou de pression aux limites pour une durée d'essai donnée. D'autre part, la discrétisation géométrique doit être suffisamment fine dans la zone voisine du puits balayée par le front thermique d'injection.

- l'anomalie de pression est due principalement au mécanisme du front mobile. Il convient donc de s'assurer que la discrétisation géométrique choisie autour du puits n'introduit pas de phénomènes parasites : diffusion numérique ou retard quant à la progression du front mobile.

- enfin, la vitesse du fluide décroît fortement au voisinage du puits, ce qui nécessite, en raison des critères de stabilité et de précision, une taille d'élément optimale dans cette zone. Cette taille, liée à la vitesse locale du fluide dans un élément, est déduite du calcul du nombre de Péclet numérique pour chaque élément. Pour la formulation utilisée, ce nombre traduisant le rapport du flux convectif au flux diffusif, doit être inférieur à 4, afin d'éviter le phénomène d'instabilité numérique :

$$Pe_{num} = \frac{Cf \cdot \bar{v} \cdot dx}{\lambda} < 4$$

Cf : capacité calorifique volumique du fluide

$\bar{v}$: vitesse moyenne de Darcy dans l'élément

dx : taille de l'élément

λ : conductivité thermique apparente (diffusion + dispersion)

Trois méthodes d'approche numérique peuvent être employées pour la modélisation d'un tel problème de diffusion-convection à nombre de Péclet élevé :

a) la discrétisation spatiale fixe : elle est déterminée a priori, par la séquence temporelle des calculs envisagés (suite des pas de temps successifs). Les limites d'éléments coïncident alors avec les positions successives du front thermique à chaque pas de temps choisi. Dans ce cas donc, le découpage géométrique du domaine doit être redéfini pour toute nouvelle séquence temporelle ou de débit.

b) la méthode du réseau déformable : on considère un découpage géométrique de base au temps $t = 0$, comportant par exemple une discrétisation fine au voisinage du front thermique initial. Puis l'on admet qu'au cours du temps, ce maillage se déforme selon le rayon r avec une vitesse de déformation liée à la vitesse de déplacement du front thermique. L'allure de la distribution de la vitesse de déformation du maillage peut être quelconque, en respectant par exemple trois contraintes pour ce problème : la vitesse de déformation est nulle aux limites (rayon du puits et rayon extérieur) et égale à la vitesse thermique V_{th} à l'interface mobile. La taille des éléments varie donc au cours du temps et ce phénomène est pris en compte implicitement par l'introduction d'un terme convectif supplémentaire lié à la transformation : repère mobile - repère fixe.

Cette méthode est employée surtout pour la résolution de problèmes à interface mobile dans un écoulement à vitesse constante. Pour le problème envisagé, elle présente deux difficultés au voisinage du puits :

- . Dans la zone comprise entre le forage et le front thermique, la taille des éléments augmente avec le temps, or la vitesse étant localement élevée, le nombre de Péclet numérique peut dépasser rapidement la valeur critique, d'où une cause d'instabilité.
- . Si l'on souhaite par la suite simuler le retour à l'équilibre après arrêt de l'injection, le calcul de la pression nécessite un

maillage fin au voisinage du forage, ce qui n'est pas compatible avec la déformation du maillage obtenu au terme de la phase d'injection précédente

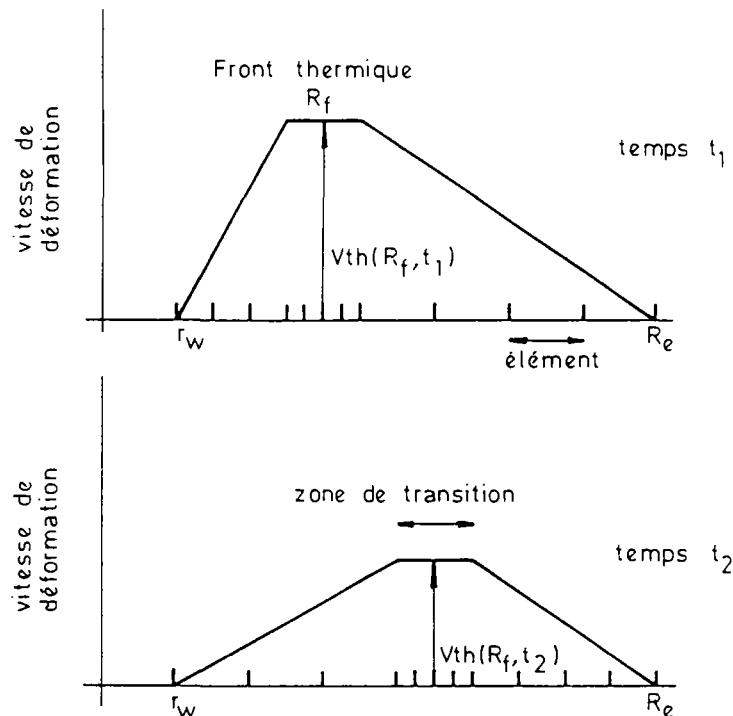


Figure 4

c) la technique du schéma amont ("Upwind Schema")

Le principe de cette méthode consiste à supprimer ou à réduire les instabilités d'origine numérique apparaissant lorsque le nombre de Péclet dépasse localement sa valeur critique. Deux méthodes sont employées :

- . la modification des fonctions d'interpolation de base dans l'élément (quadratiques dans ce cas) par ajout d'un terme complémentaire d'ordre plus élevé que celui de la fonction initiale et dépendant de la vitesse du fluide dans l'élément considéré. Cette méthode augmente par conséquent le nombre de calculs dans la mesure où les nouvelles fonctions de base sont distinctes pour chaque élément.
- . la modification de la procédure d'intégration des matrices des éléments par sommation sur les points de Gauss. On peut en effet traduire le concept précédent par intégration classique sur les points de Gauss, mais préalablement déplacés dans le sens de l'écoulement.

Ces deux méthodes offrent l'intérêt de permettre le calcul de variantes d'un même problème, lorsque le nombre de Péclet correspondant augmente (variation du débit par exemple), à partir d'un même maillage géométrique.

Pour le développement du modèle numérique P11, divers tests effectués conduisent à retenir la première méthode (a/) en raison de sa simplicité. En effet, pour l'interprétation d'un essai d'injection donné, par modèle numérique :

- . la variation éventuelle de débit dans le temps est mesurée, et par conséquent connue a priori,
- . la séquence des temps auxquels on souhaite calculer la pression, à comparer aux valeurs expérimentales, est également connue. Le découpage temporel en pas de temps constants ou variables est choisi d'après l'allure de la courbe de pression expérimentale.

Le découpage géométrique du domaine entre le rayon du forage et le rayon extérieur choisi est défini par un programme de génération automatique de maillage. Ce programme préliminaire réalise les fonctions suivantes :

- . calcul d'un premier découpage radial coïncidant avec les positions successives du front thermique en fonction du débit, de la séquence des pas de temps, et des divers paramètres géométriques et thermiques :

$$R^2(t_i + dt_i) = R^2(t_i) + \frac{C_f}{Ca} \cdot \frac{Q_i \cdot dt_i}{\pi \cdot h}$$

- . comparaison du nombre de Péclet numérique de chaque élément créé, par rapport à la valeur critique. Si la condition n'est pas satisfaisante, chaque élément est subdivisé en éléments de taille plus faible.
- . création d'un fichier des coordonnées.

6.3 - Formulation

Le modèle P11 permet la simulation en régime transitoire, des transferts hydrauliques et thermiques dans un milieu poreux par la méthode des éléments finis. Le domaine géométrique (axisymétrique dans ce cas) correspond à une couche équivalente d'épaisseur constante, découpée en éléments finis quadratiques de taille variable.

Transferts hydrauliques :

La formulation traduit la conservation de la masse et la loi de Darcy liant la vitesse au gradient de pression

$$\text{div}(\rho V) + (\rho \Phi)_{,t} = 0$$

$$V = - \frac{K}{\mu} \cdot \text{grad } P$$

- l'écoulement est supposé radial,
- l'incidence de la gravité est négligée,

- la variation de la masse volumique due à la température est faible devant celle de la viscosité,
- la viscosité est fonction de la température locale et de la salinité,
- la compressibilité totale c est constante :

$$\rho = \rho_0 \cdot [1 + c \cdot (P - P_0)]$$

$$\text{d'où} \quad \text{div} \left(\frac{K}{\mu} \cdot \text{grad } P \right) = \Phi \cdot c \cdot P, _t$$

Transferts thermiques :

La formulation traduit la conservation de l'énergie, et la loi de Fourier liant le gradient thermique au flux conductif. A ce dernier s'ajoute la composante convective du flux due à l'écoulement.

$$\text{div} (\lambda \cdot \text{grad } T - C_f \cdot V \cdot T) = C_a \cdot T, _t$$

Couplages :

Les deux équations de conservation sont couplées par le paramètre vitesse du fluide, et la variation de viscosité avec la température.

6.4 - Exemple : paramètres utilisés et données

Différents essais d'injection sont simulés par modèle numérique afin d'examiner les caractéristiques et les méthodes d'interprétation des courbes de pression obtenues en pratique. Les principaux paramètres utilisés pour les calculs de simulation sont résumés dans le tableau 1.

Tableau 1 - Paramètres et données pour les calculs de simulation

Débit Q constant	15.	m ³ /h
Epaisseur productive	6.	m
Rayon du forage	7.62	cm
Facteur de skin	0.	
Conductivité thermique apparente	25.	W/m,K
Capacité calorifique vol. du fluide	4.18	MJ/m ³ ,K
Capacité calorifique vol. du réservoir	2.40	MJ/m ³ ,K
Perméabilité intrinsèque	0.3,0.65,1	D
Salinité du fluide	25.	g/l
Porosité	15.	%
Compressibilité totale	10 ⁻⁴	atm ⁻¹
Viscosité initiale (To = 60 C)	0.476	cp
Viscosité d'injection maxi. (Ti = 19 C)	1.063	cp

Avec les données ci-dessus quatre types d'essais sont examinés :

- l'injection non isotherme dans un réservoir initialement à l'équilibre (front mobile distinct de l'échelon)
- le retour à l'équilibre (Fall Off) après arrêt de l'injection
- la production immédiate du même débit après arrêt de l'injection
- l'injection isotherme dans le réservoir perturbé par une injection antérieure (cas du schéma : réservoir composite).

7 - RESULTATS NUMERIQUES

7.1 - Injection non isotherme

L'essai considéré correspond à l'injection d'un débit constant de $15 \text{ m}^3/\text{h}$ dans une couche aquifère de 6 m d'épaisseur, initialement isotherme à 60°C . La température d'injection au toit du réservoir est représentée à la figure 5. Il s'agit d'une courbe expérimentale mesurée sur un forage à 1600 m, à l'aide d'une sonde de précision. Cette courbe typique correspond à un échelon de 19°C imposé en tête de forage. On notera deux caractéristiques sur cette courbe expérimentale au niveau du réservoir :

- l'apparition du front thermique théorique en fond de forage est retardée d'environ une demi heure par rapport à l'excitation imposée en tête de puits,
- au niveau des couches productrices, la température de consigne (19°C) n'est stable qu'après 10 h d'injection environ.

Les figures 6, 7, 8 représentent l'évolution de la surpression d'injection au puits pour 3 valeurs de la perméabilité, soit 0.3, 0.65 et 1 Darcy. Sur le report semi logarithmique les courbes expérimentales présentent une allure sigmoïde comprise entre deux droites asymptotiques traduisant les comportements théoriques isothermes et du front mobile rappelés précédemment. On peut ainsi distinguer 3 zones :

- pour $t < 0.2 \text{ h}$: la température d'injection est sensiblement constante et égale à la température du réservoir ; on obtient donc une portion linéaire de pente m_0 caractéristique de la viscosité du fluide du réservoir,
- pour $0.2 < t < 20 \text{ h}$: zone de transition, la pression augmente fortement avec un taux de variation élevé non constant,
- pour $t > 20 \text{ h}$: les points expérimentaux tendent asymptotiquement vers la droite représentant la solution du front mobile avec une pente m_i caractéristique de la température T_i constante du fluide injecté.

Au plan pratique, la courbe de la figure 6 est représentative de ce que l'on obtient expérimentalement, pour un essai d'injection de courte durée de l'ordre de 10 h :

- la première partie linéaire de pente m_0 permet, dans certains cas peu perturbés, le contrôle des valeurs de la transmissivité relative et du facteur de skin.
- la dernière partie linéaire de pente m_i n'est généralement pas identifiable en raison de la faible durée de l'essai.
- enfin, la zone de transition présente un point d'inflexion, et la recherche d'une partie linéaire pour une identification classique conduit à une estimation erronée des paramètres d'injectivité du réservoir.

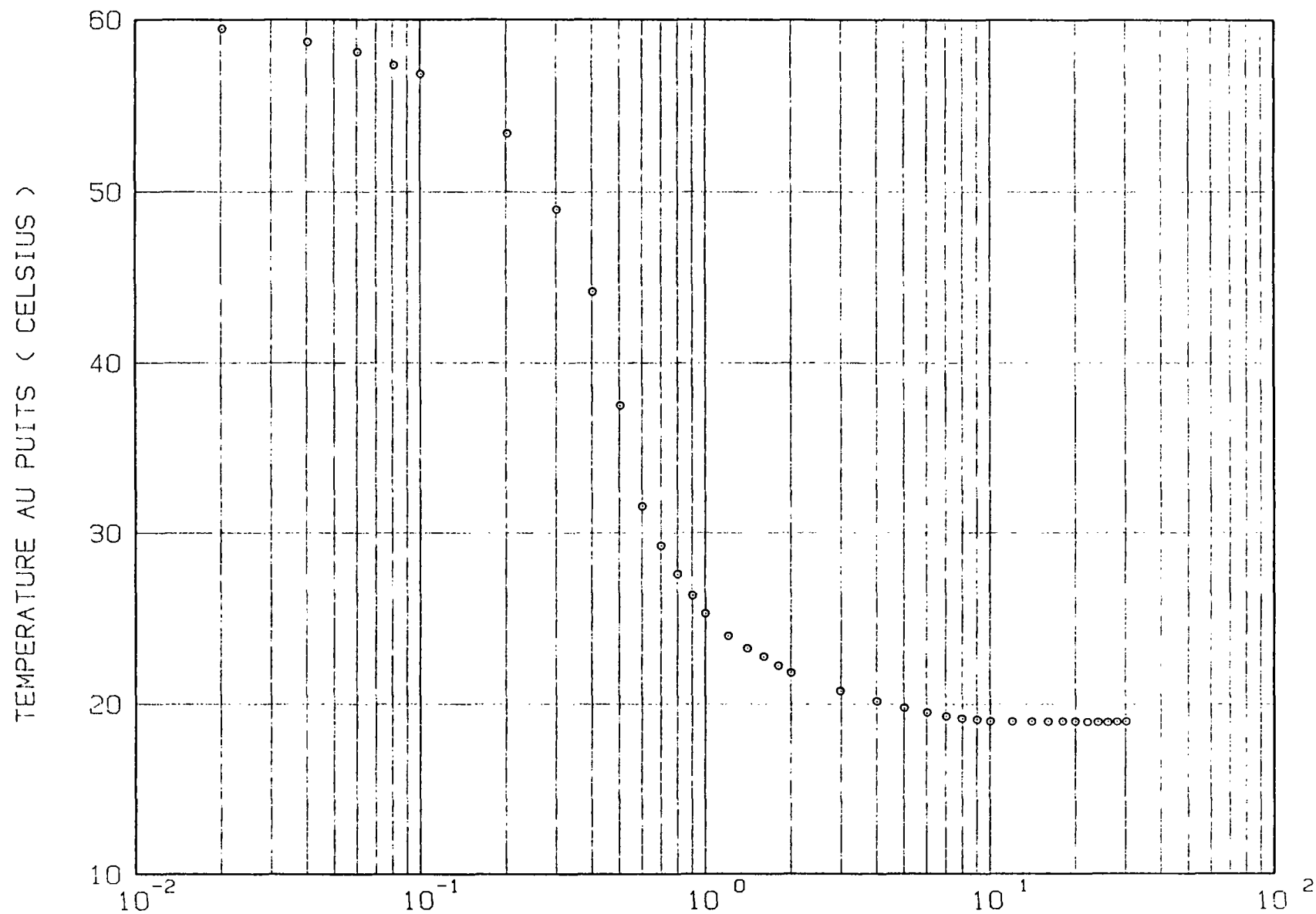


FIGURE 5 - TEMPS EN HEURES
EVOLUTION DE LA TEMPERATURE D'INJECTION
(DONNEES COMMUNES POUR SIMULATION)

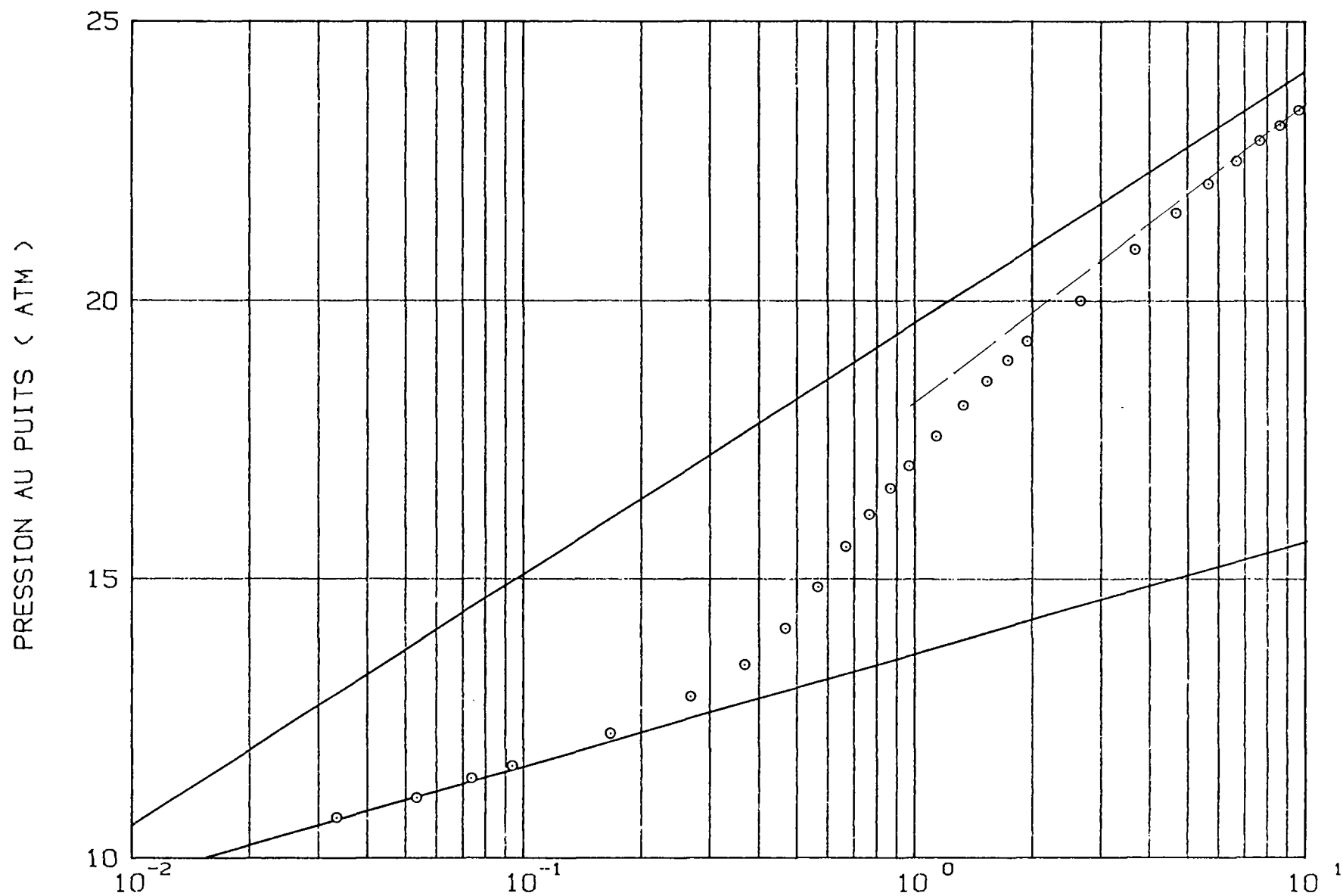


FIGURE 6 - TEMPS EN HEURES
EVOLUTION DE LA PRESSION D'INJECTION
(RESULTATS NUMERIQUES - $K = 0.3 D$)

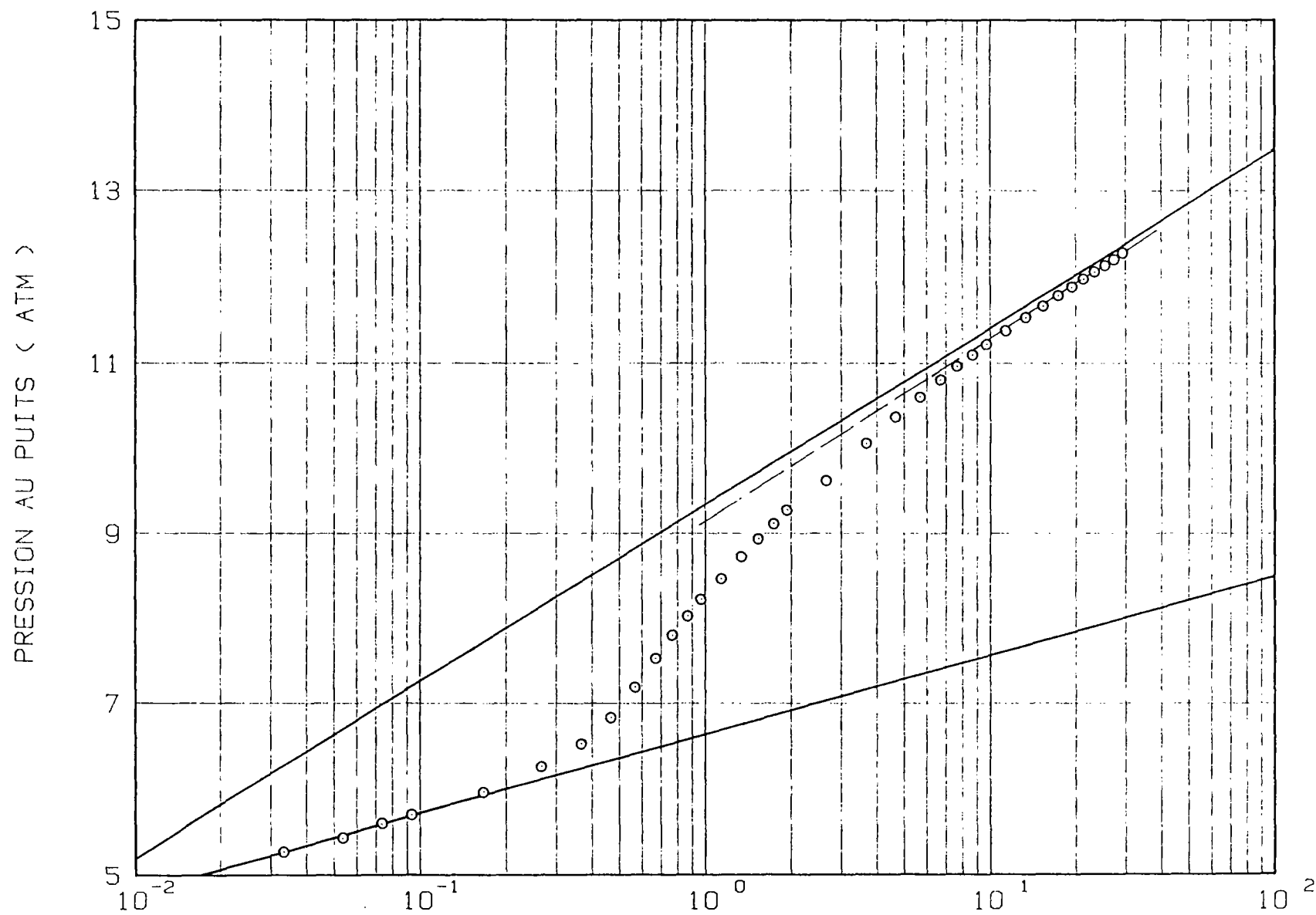


FIGURE 7 - TEMPS EN HEURES
EVOLUTION DE LA PRESSION D'INJECTION
(RESULTATS NUMERIQUES - $K = 0.65 D$)

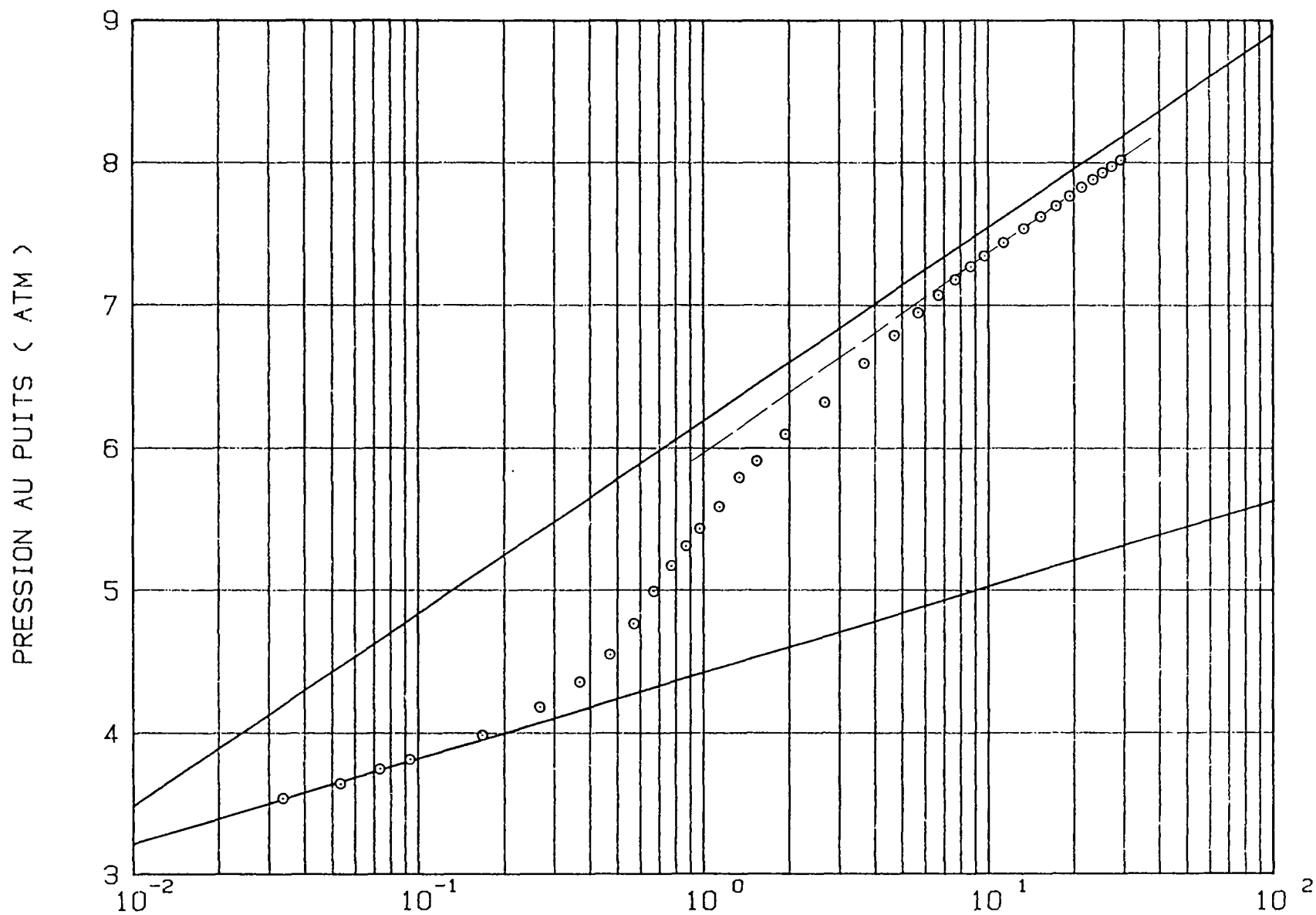


FIGURE 8 - TEMPS EN HEURES
EVOLUTION DE LA PRESSION D'INJECTION
(RESULTATS NUMERIQUES - K = 1 D)

Deux possibilités permettent de s'affranchir de ce problème lié à la forme de la courbe : soit pratiquer un essai d'injection de plus longue durée (30 heures par exemple) et utiliser les méthodes classiques, soit exploiter un modèle numérique en comparant l'ensemble des courbes expérimentales et théoriques.

Interprétation classique des essais (figures 6, 7, 8)

Pour estimer l'erreur liée à une interprétation classique on assimile la partie finale des courbes à la solution asymptotique. En utilisant les relations du paragraphe 5.2.2, on obtient les résultats du tableau 2.

Tableau 2 - Interprétation classique des courbes 6, 7 et 8
(facteur de skin théorique : $S_H = 0$)

Courbe	Durée essai	Pente m_1	Kh (D.m)		P(1h)	S_T		$S_H + S_T$ estim.	S_H estim.
			théorique	estimée		théorique	estim.		
6	10 h	5.37	1.80	1.51	18.15	- 2.39	- 2.34	- 3.41	- 1.07
7	30 h	2.19	3.90	3.70	9.13	- 2.60	- 2.59	- 2.95	- 0.36
8	30 h	1.42	6.00	5.71	5.94	- 2.72	- 2.71	- 3.15	- 0.44

L'interprétation classique sur la partie finale des courbes introduit deux types d'erreur :

- l'estimation de la perméabilité est pessimiste, l'erreur est de 5 % pour un essai de 30 h, et atteint 16 % pour un essai plus court, de 10 h.
- le forage apparaît plus développé qu'il n'est en réalité (S_H négatif) ; par rapport aux valeurs usuelles (S_H voisin de -3) l'erreur sur le facteur de skin atteint 30 % pour l'essai de 10 h.

Pour l'interprétation de tels essais (à débit constant), il est donc utile de tracer les deux droites théoriques : la solution de Theis pour la température T_0 , calée sur le début de la courbe, et la solution du front mobile. Cette dernière est parallèle à la solution de Theis pour la température T_i , mais décalée vers les pressions plus faibles d'une valeur dP_{ST} :

$$dP_{ST} = \frac{Q \cdot \mu i}{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h} \cdot S_T$$

7 2 - Retour à l'équilibre après injection ("Fall Off")

On considère l'enregistrement du retour à l'équilibre après une injection de 30 h (cas de la figure 7). Les points sont reportés sur les deux diagrammes classiques : semi-log à la figure 9 et Horner à la figure 10.

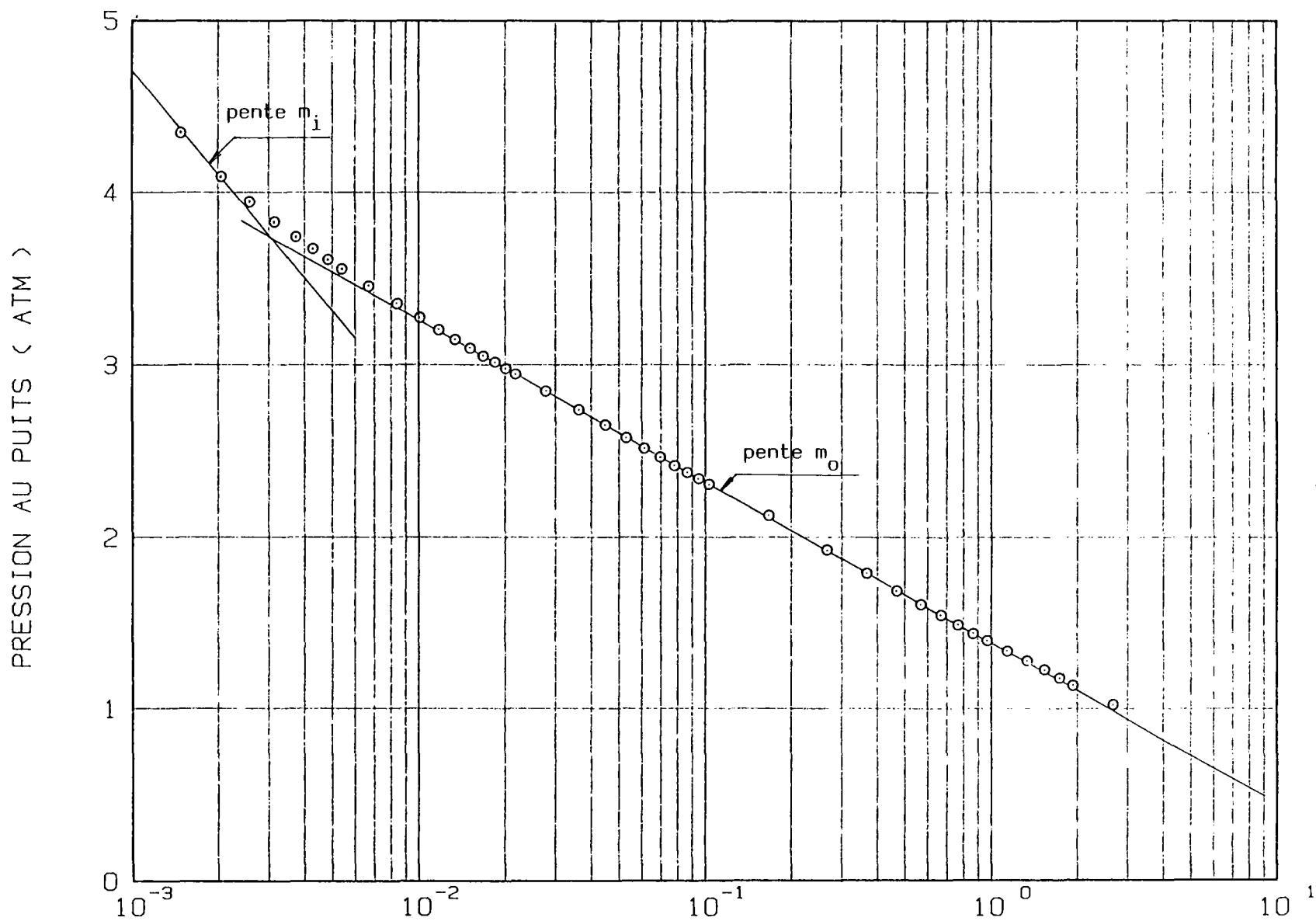


FIGURE 9 - TEMPS EN HEURES
EVOLUTION DE LA PRESSION AU PUIITS APRES FERMETURE
(RESULTATS NUMERIQUES - $K = 0.65 D$)

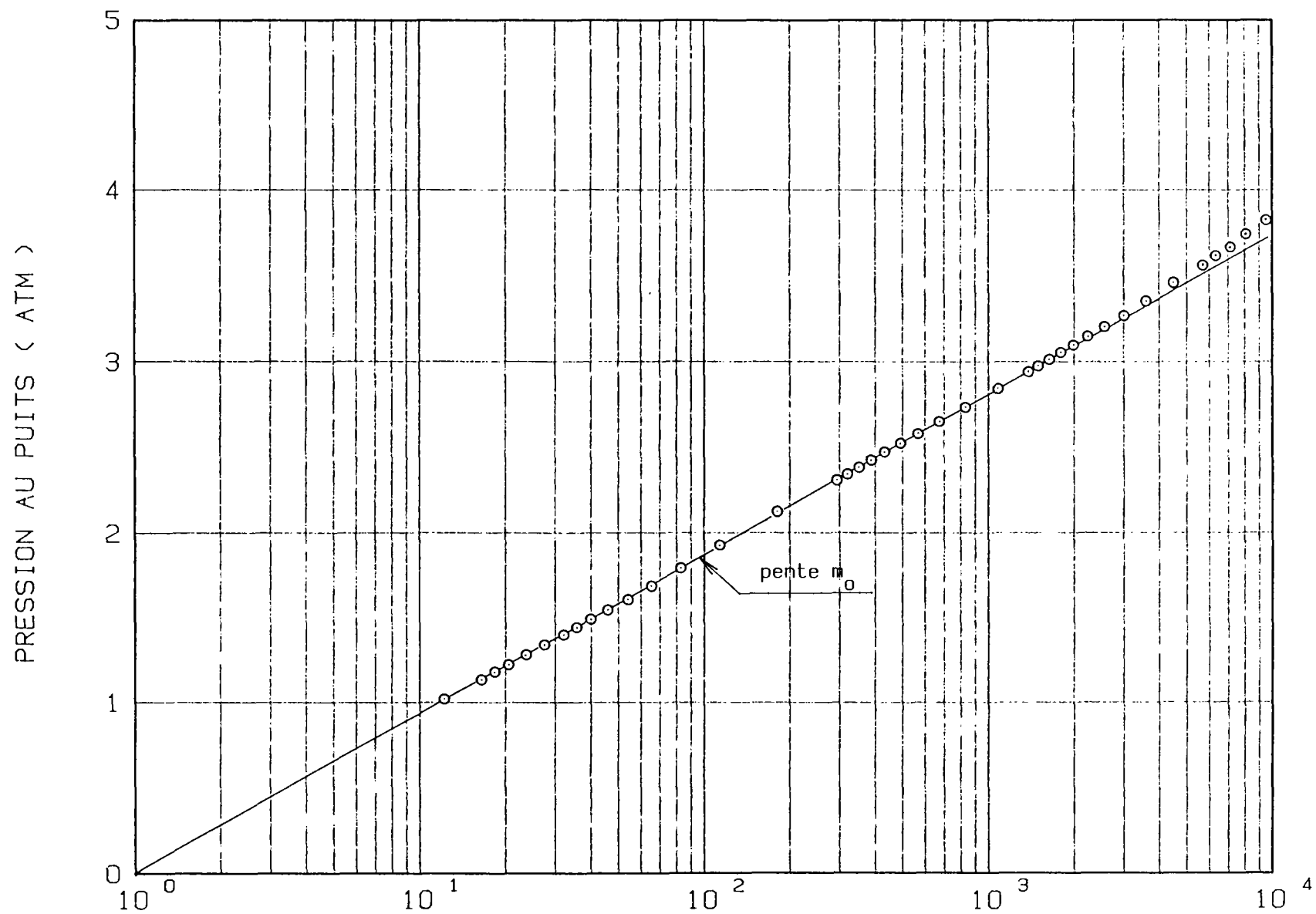


FIGURE 10 - $(TI + DT) / DT$
 EVOLUTION DE LA PRESSION AU PUIT APRES FERMETURE
 (RESULTATS NUMERIQUES - $K = 0.65 D$)

Si l'on élimine les très courts instants, généralement perturbés par la manoeuvre de fermeture, on constate que la droite obtenue de pente m_0 est représentative de la viscosité du fluide du réservoir. On en déduit :

$$\begin{aligned} kh &= 3.89 \text{ D.m} \\ \text{et } k &= 0.649 \text{ D} \end{aligned}$$

La détermination du facteur de skin dépend par contre de l'existence d'une bulle froide initiale. L'interprétation classique par les relations du paragraphe 5.1 fournit une valeur brute erronée :

$$S^* = 5.22$$

Cette valeur positive ne traduit pas un endommagement réel du forage ; elle est la conséquence de l'existence d'une bulle froide initiale autour du puits. On peut le vérifier en calculant S_{bf} :

$$S_{bf} = \left(1 - \frac{\mu_i}{\mu_0}\right) \ln \frac{r_w}{R} = 5.46$$

$$\text{avec } R = 6.44 \text{ m pour } t_i = 30 \text{ h}$$

Durant le retour à l'équilibre après arrêt de l'injection, le rayon thermique R est constant. On peut donc considérer la solution du réservoir-composite et déterminer le facteur de skin propre de l'ouvrage S_H par la relation du paragraphe 5.2.3.

d'après les courbes 9 et 10 :

$$m_0 = 0.9375 \text{ atm/décade}$$

$$P(1h) = 1.383$$

$$P(t=0) = 12.29$$

$$\text{d'où } S_H = - 0.11$$

7.3 - Production immédiate après injection

L'essai d'injection pouvant être perturbé par des fluctuations de débit on interprète souvent la courbe du retour à l'équilibre après fermeture comme pour les essais de production classique. L'interprétation du paragraphe 7.2 montre que cette méthode est peu précise. La portion de courbe de pente m_i (figure 9) représentative des paramètres d'injection est limitée aux temps très courts. Il est donc intéressant d'examiner un autre type d'essai permettant d'augmenter le contraste sur les courbes.

La production immédiate du même débit après injection permet de doubler les pentes caractéristiques.

On considère une injection non isotherme de 30 h au débit de 15 m³/h suivie d'une phase de production immédiate au même débit. Les figures 11 et 12 fournissent l'évolution de la pression et de la température au puits. La courbe de pression présente une forme très particulière que l'on peut décomposer en 4 zones dans ce cas :

- a) - une partie linéaire de pente m_i qui concerne les paramètres de la zone envahie par les eaux froides. En fait, compte tenu de la variation de débit de $+Q$ à $-Q$ on devrait obtenir une pente $2 m_i$ pour les temps très courts ;
- b) - une seconde partie linéaire de pente $2 m_o$ due à la variation du débit ($-2Q$) dans le réservoir non perturbé. En interprétant cette droite par exemple, on obtient :

$$2 m_o = 1.86 \quad \text{d'où} \quad K = 0.651 D$$

$$dP (1h) \text{ mesuré} = 22.158 \text{ atm.}$$

En admettant la solution du réservoir-composite, la zone envahie par les eaux froides se traduit par un facteur de skin positif (d'après le paragraphe 7.2) : $S_{BF} = 5.46$.

On corrige la variation de pression ci-dessus de l'effet de ce facteur de skin :

$$dP (1h) = 22.158 - 2 \cdot \frac{Q \cdot \mu_o}{2 \cdot \pi \cdot K \cdot h} \cdot S_{BF} = 13.33$$

d'où finalement en tenant compte de la pente $2 m_o$:

$$S_H = 0.07 \neq 0$$

Durant ces deux premières périodes la température de production est égale à T_i .

- c) - zone de transition : durant l'arrivée du front thermique au puits la pression se stabilise puis croît fortement durant la phase de production à température variable (figure 12).
- d) - partie finale de pente m_o : lorsque tout le volume injecté a été récupéré, on retrouve une droite de pente m_o caractéristique du réservoir initial.

L'essai de type injection-production peut donc être intéressant, en particulier lorsque la phase d'injection est perturbée. Les pentes caractéristiques étant doublées, on augmente ainsi le contraste par rapport à la courbe du retour à l'équilibre après fermeture. Cet essai permet également l'estimation : du rayon thermique R , des paramètres thermiques ou de la porosité si les capacités calorifiques sont connues.

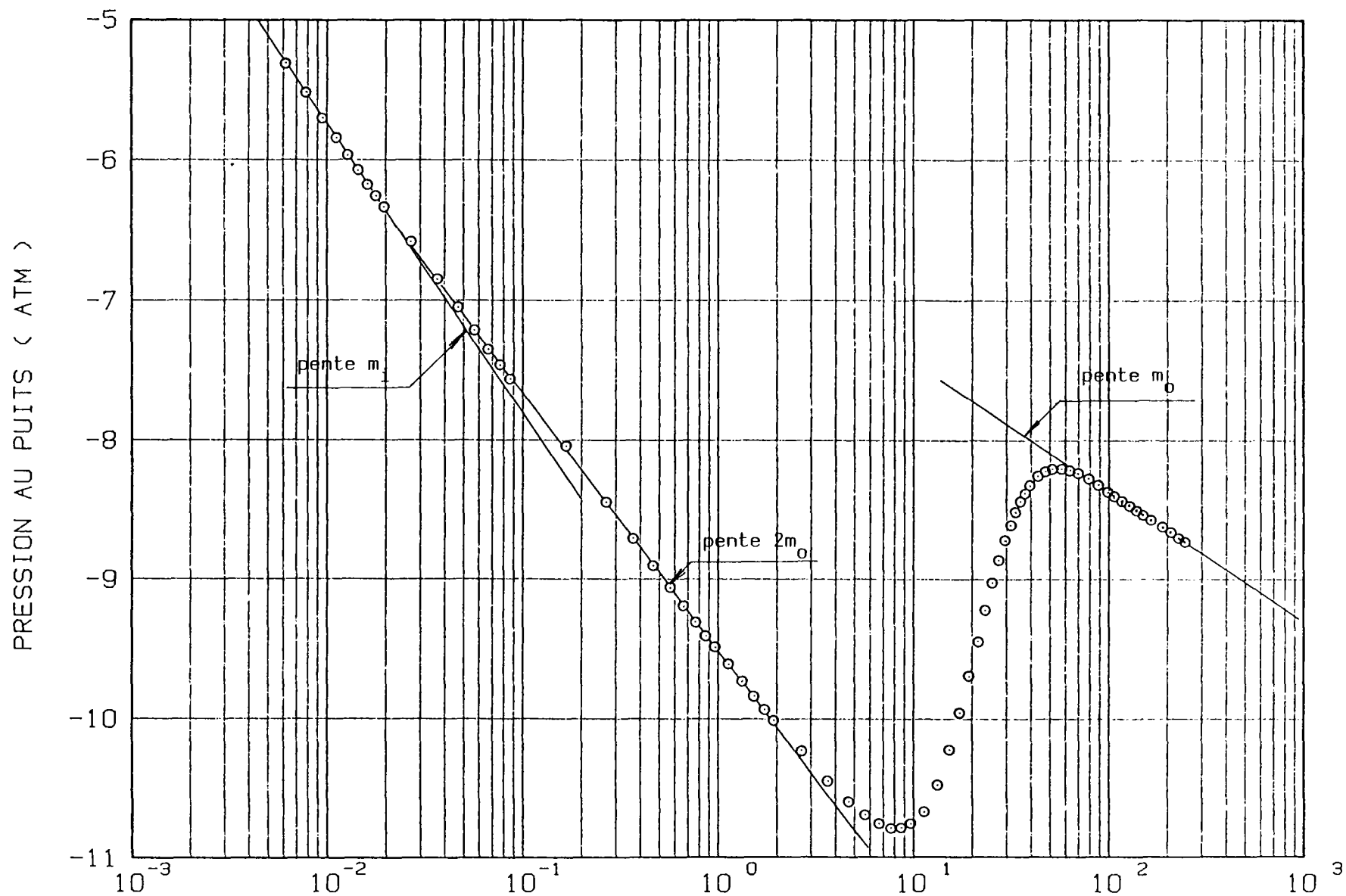


FIGURE 11 - TEMPS EN HEURES
 PRODUCTION IMMEDIATE APRES INJECTION
 (RESULTATS NUMERIQUES - $K = 0.65 D$)

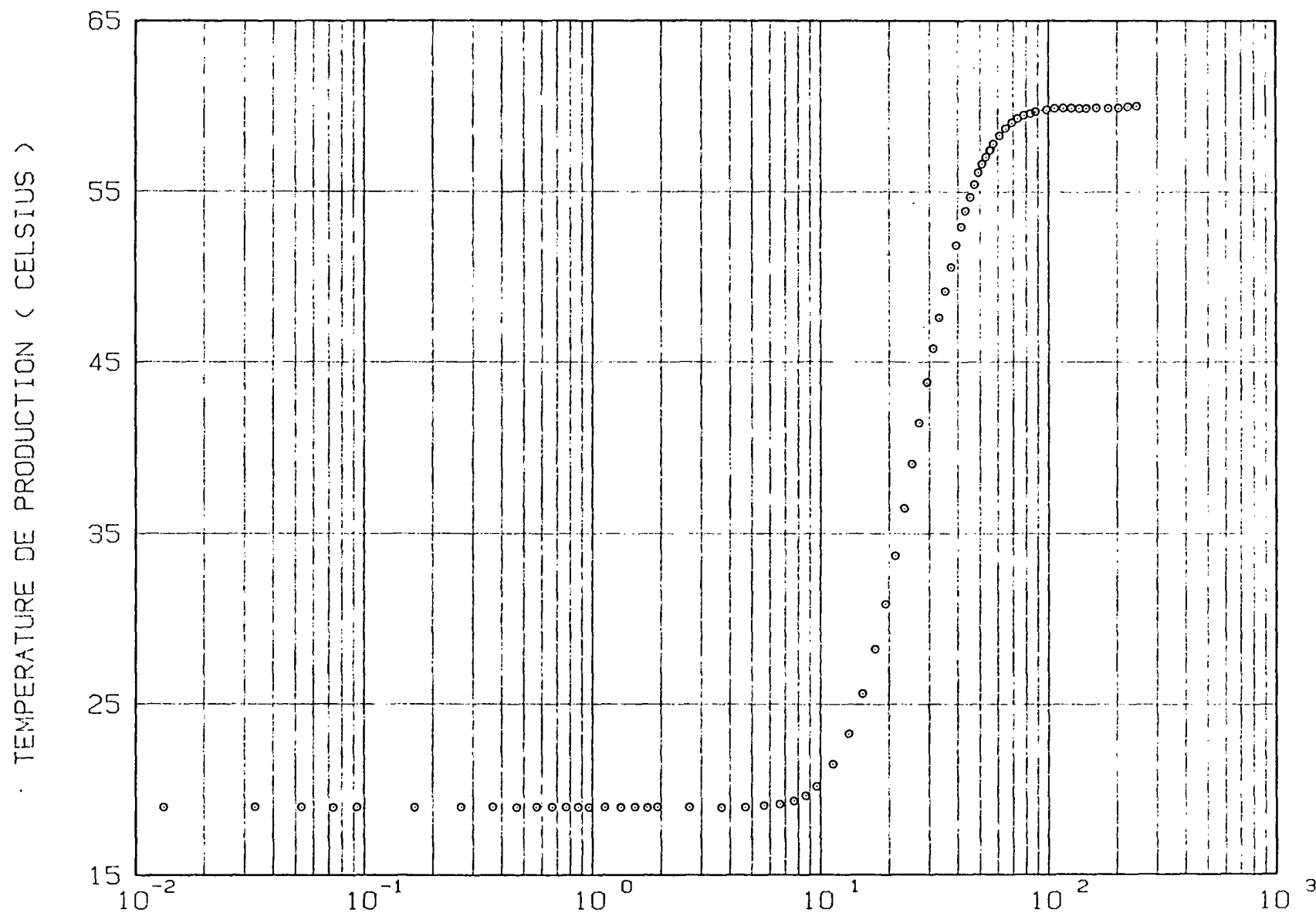


FIGURE 12 - TEMPS EN HEURES
 EVOLUTION DE LA TEMPERATURE DE PRODUCTION
 (RESULTATS NUMERIQUES - K = 0.65 D)

7.4 - Essai de type injection-attente-injection

Cet essai est caractérisé par l'injection d'un fluide à la température T_i dans un réservoir à la température T_o , et comportant initialement une zone refroidie à la température T_i , de rayon R_{bfi} autour du forage. En pratique cette situation peut se présenter pour deux cas :

- a) lorsque l'essai d'injection est effectué peu de temps après la fin du forage. La zone refroidie résulte alors de pré-injections nécessaires aux travaux de complétion, de développement ou de contrôle divers. Le rayon de cette zone est alors mal connu ; de plus le contraste de viscosité entraîne une surpression d'injection anormale impliquant l'existence d'un phénomène de colmatage apparent.
- b) lorsque l'essai d'injection est un test complémentaire effectué après une première période d'exploitation au cours de laquelle une vérification a été estimée nécessaire. Dans ce cas, le rayon de la bulle froide initiale est plus important, l'effet de la variation locale et continue de température s'estompe au profit du contraste de viscosité global et de la valeur du rayon initial R_{bfi} .

Pour examiner l'allure des courbes pression-temps et en déduire une méthode d'interprétation, différents essais sont simulés en fonction du rayon de la bulle froide initiale. Les simulations se décomposent selon la séquence suivante :

- a) état initial vierge : $P_o = 0$; $T_o = 60^\circ\text{C}$
- b) création d'une bulle froide initiale de rayon théorique R_{bfi} par injection à débit constant de durée t_i . La durée t_i est fixée par la relation :

$$R_{bfi} = \sqrt{\frac{C_f}{C_a} \cdot \frac{Q \cdot t_i}{\pi \cdot h}}$$

La température d'injection évolue selon la courbe de la figure 5.

- c) une période d'arrêt sépare la première injection de la seconde. Au cours de cette période la température évolue par conduction dans le réservoir et la pression décroît jusqu'à une valeur voisine de P_o .
- d) la seconde injection représentant l'essai étudié est effectuée au même débit et à la température constante de 19°C . On admet donc que la durée de la période d'arrêt est telle que le réchauffement par les parois du puits demeure faible.

Deux cas sont examinés :

- le cas où la durée d'attente est suffisante pour que le champ de pression soit sensiblement constant est égal à P_o ,
- le cas où subsiste une surpression résiduelle au début de la seconde phase d'injection (fermeture de 30 h).

Les courbes représentant l'évolution de la surpression d'injection en fonction du logarithme du temps sont représentées à la figure 13, en fonction du rayon thermique initial R_{bfi} .

La courbe du bas correspondant à la première injection non isotherme (création de la zone initiale) a été examinée précédemment ; elle débute avec une partie linéaire de pente m_0 et tend asymptotiquement par valeur inférieure vers la solution théorique du front mobile.

Dès que le rayon de la bulle froide initiale atteint quelques mètres, les courbes de pression se situent au-dessus de la solution du front mobile. Ces courbes présentent 3 caractéristiques communes fonction de la distribution radiale des mobilités K/μ (G.S. BODVARSSON, 1982) :

- a) une première partie linéaire de pente m_i ; cette pente est due à l'existence d'une mobilité initiale K/μ_i autour du puits. L'extension de cette première partie linéaire est une fonction croissante du rayon R_{bfi} .
- b) une seconde partie linéaire de pente m_0 ; l'extension de cette zone croît également avec le rayon R_{bfi} . Cette zone correspond au comportement du réservoir-composite. Au plan pratique, il est important de noter que la portion de courbe analysée par un essai classique de l'ordre de 10 h sera caractérisée par une pente m_0 et non m_i comme on pourrait le penser a priori. Si l'on considère par exemple le cas $R_{bfi} = 55$ m, correspondant à un essai d'injection d'eau froide réalisé après une période d'exploitation de quelques mois à même débit, on obtient :
 - débit spécifique : $2.5 \text{ m}^3/\text{m}, \text{ h}$
 - perméabilité : 0.65 D
 - fin de la première partie de pente m_i : $t \neq 6 \text{ mn}$
 - fin de la seconde partie de pente m_0 : $t \neq 100 \text{ h}$
- c) une dernière partie linéaire de pente m_i pour les temps longs. Dans ce cas le déplacement du front thermique dû à l'injection devient significatif et toutes les courbes tendent asymptotiquement vers la solution du front mobile.

Pour l'interprétation de tels essais, à débit constant, on peut donc noter que toutes les courbes de pression sont comprises entre la solution théorique de Theis pour la viscosité du fluide d'injection, en début d'essai, et la solution théorique du front mobile pour les temps très longs.

Les relations des paragraphes 5.2.2 et 5.2.3 fournissant les temps caractéristiques t_1 et t_2 (intersection des droites théoriques) permettent l'estimation du rayon initial R_{bfi} . L'interprétation des courbes de la figure 13 fournit les estimations du tableau 3.

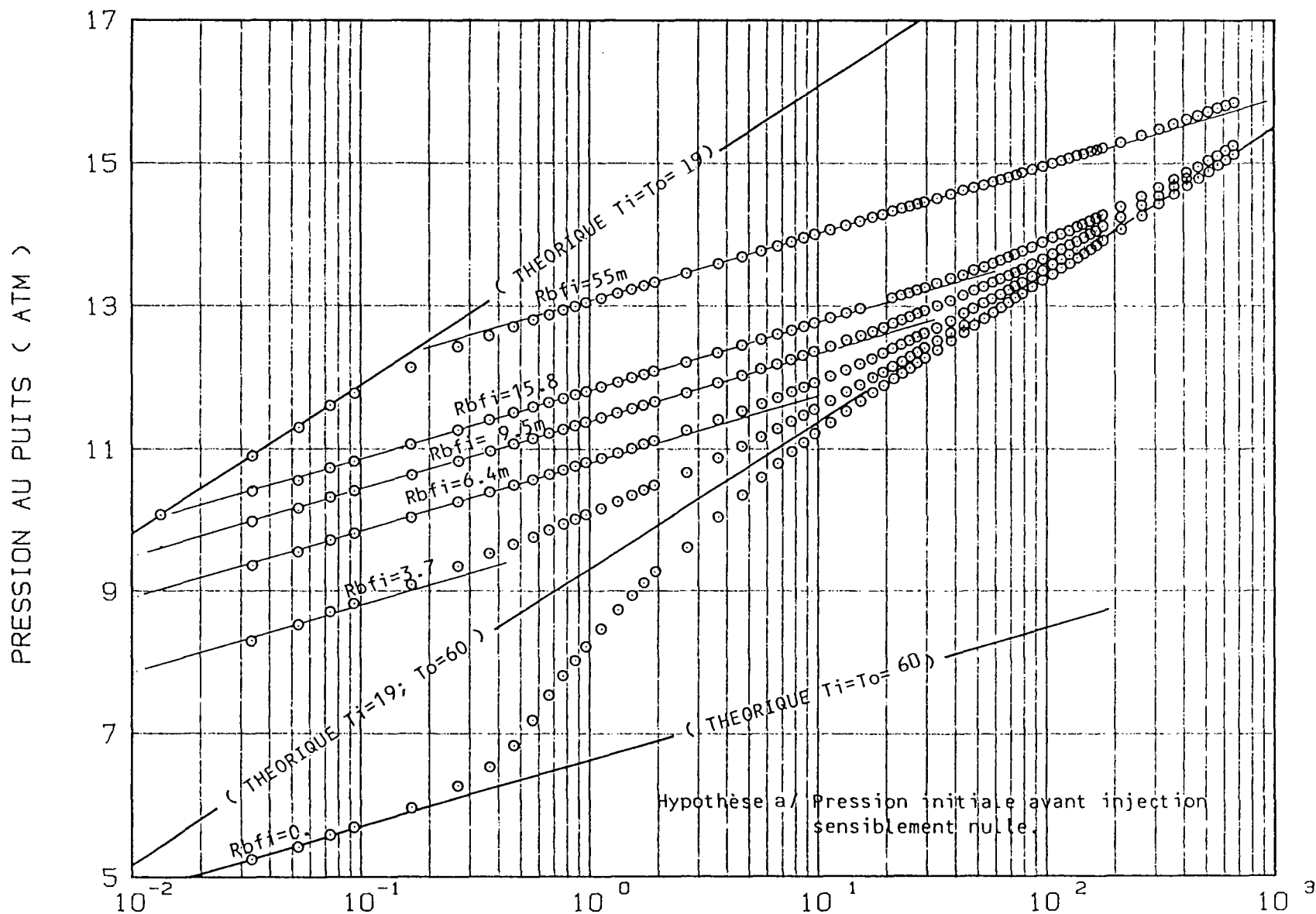


FIGURE 13 - TEMPS EN HEURES
TEST DE TYPE INJECTION - ATTENTE - INJECTION
EN FONCTION DU RAYON DE LA BULLE FROIDE INITIALE

Tableau 3 - Détermination du rayon R_{bfi}
(figure 13)

R_{bfi} théorique	t_1 (h)	t_2 (h)	R_{bfi} calculé (m)		moyen
			d'après t_1	d'après t_2	
3.7 m	$1.87 \cdot 10^{-4}$	2.41	1.8	1.8	1.8
6.4 m	$1.82 \cdot 10^{-3}$	25.	5.6	5.9	5.8
9.5 m	$5.19 \cdot 10^{-3}$	70.	9.4	9.8	9.6
15.8 m	$1.32 \cdot 10^{-2}$	166.7	15.1	15.2	15.2
55. m	$1.7 \cdot 10^{-1}$	2217	54.0	55.4	54.7

On remarque que l'estimation à l'aide de l'hypothèse de l'échelon théorique est correcte, bien que le front thermique soit diffus. L'estimation est par contre erronée pour les rayons faibles en raison de la valeur élevée de la conductivité thermique apparente utilisée ici. La valeur considérée (25 W/m, K) tient compte de la dispersion thermique liée à la vitesse du fluide au voisinage du forage (facteur 10 par rapport à la conductivité thermique au repos).

Les rayons thermiques initiaux étant connus, on peut utiliser la solution théorique du réservoir-composite pour déterminer le facteur de skin.

tableau 4 - Estimation du facteur de skin
(figure 13)

Rayon moyen (m)	P(1h) atm.	Facteur de skin			Anomalie de pression dP_{ST}
		Apparent $S_H + S_T$	Thermique S_T	Hydraulique S_H	
1.8	9.76	3.90	3.91	- 0.01	3.16
5.8	10.80	5.26	5.33	- 0.07	4.31
9.6	11.37	5.92	5.96	- 0.04	4.83
15.2	11.816	6.48	6.52	- 0.04	5.28
54.7	13.08	8.05	8.10	- 0.05	6.56

Le facteur de skin global déduit de l'interprétation classique (sans effet de viscosité) est dû essentiellement à l'effet pariétal thermique. Une acidification complémentaire n'aurait par conséquent aucun effet sur ces valeurs. On notera que l'anomalie de pression due au facteur de skin thermique peut atteindre plusieurs bars.

La figure 14 représente les mêmes résultats mais en considérant une période d'attente limitée à 30 h, en sorte qu'il subsiste une surpression résiduelle lors du début de la seconde injection. Les courbes sont par

conséquent décalées vers les pressions positives, et les portions linéaires utilisées pour l'interprétation précédente sont plus limitées. Dans ce cas, pour exploiter la méthode précédente, les données brutes peuvent être corrigées en tenant compte des deux paliers de débit et de la plage d'attente. On peut par exemple reporter la pression d'injection en fonction de la variable S définie par :

$$S = \text{Somme} \left(\frac{Q_j}{Q_n} \cdot \text{Log} \left(\frac{t_i - t_{j-1} + dt}{t_i - t_j + dt} \right) \right)$$

avec Q_j : paliers de débit successifs

Q_n : dernier palier de débit

$t_i + dt$: temps courant

t_{j-1}, t_j : début et fin de chaque palier de débit

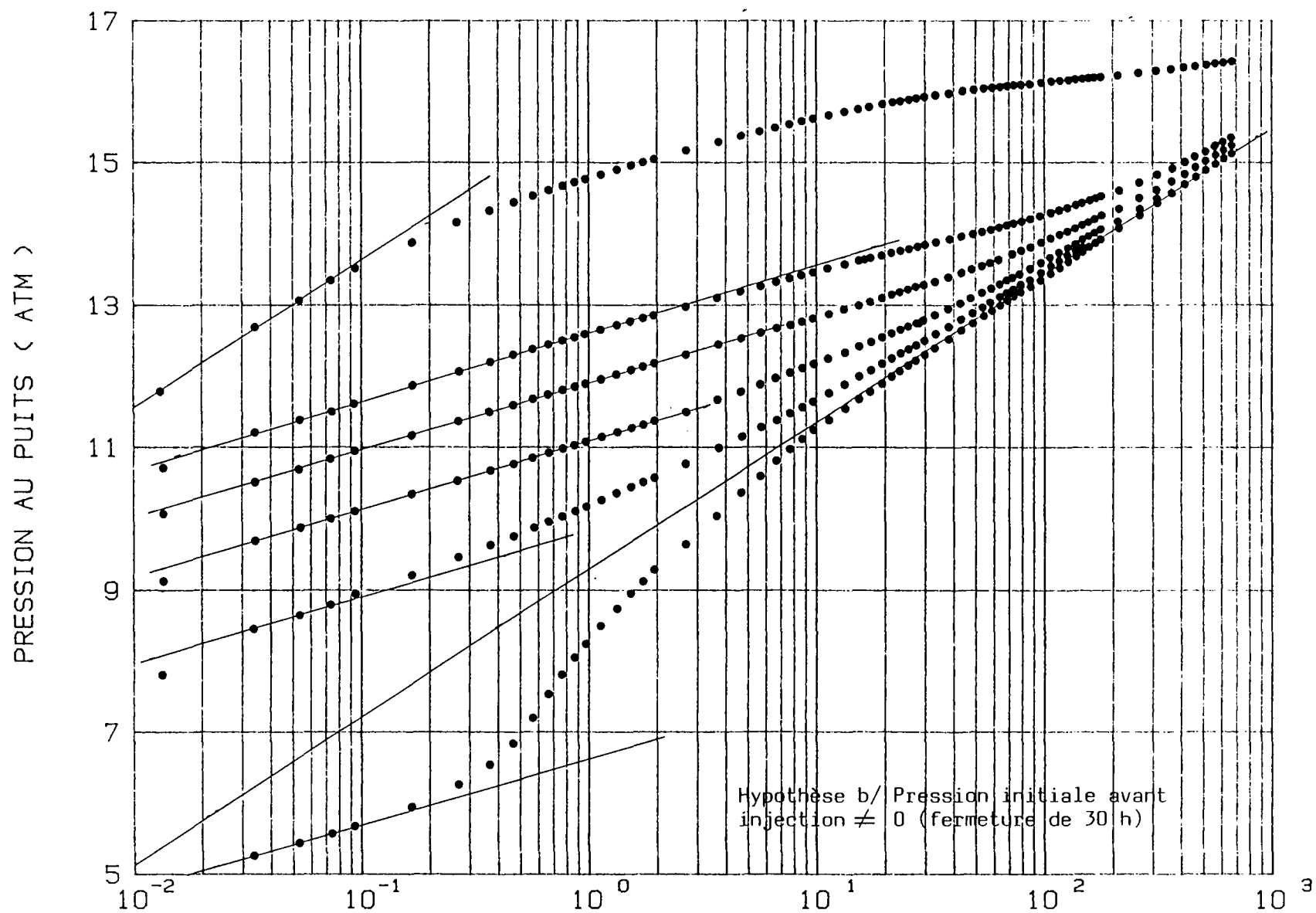


FIGURE 14 - TEMPS EN HEURES
 TEST DE TYPE INJECTION - ATTENTE - INJECTION
 EN FONCTION DU RAYON DE LA BULLE FROIDE INITIALE

8 - CONCLUSIONS

Les essais d'injection réalisés sur les forages géothermiques (basse enthalpie) sont destinés à estimer les paramètres d'injectivité du réservoir et du voisinage du forage afin de vérifier la symétrie du comportement par rapport à la production. La mise en oeuvre de ces essais (durée, protocole, etc.) est généralement déduite de celles des essais de production. Pour diverses raisons pratiques ces essais sont de courte durée et introduisent une perturbation thermique dans le réservoir, d'où l'existence d'anomalies de pression pouvant s'assimiler à une dégradation apparente des paramètres.

L'interprétation classique de telles courbes est souvent difficile, et l'application des méthodes analytiques classiques peut conduire à des estimations erronées.

Si l'essai est effectué à débit sensiblement constant, et si les transferts thermiques par diffusion sont faibles, deux solutions analytiques peuvent être utilisées : la solution du réservoir-composite et la solution du front mobile. Ces deux solutions sont très utiles en pratique, car elles traduisent les comportements asymptotiques pour les temps courts et très longs c'est-à-dire les limites de variation de la pression en l'absence de phénomènes perturbateurs autres que le déséquilibre thermique.

L'utilisation d'un modèle numérique a permis la simulation de divers types d'essais d'injection non isothermes dans les conditions réelles afin d'examiner les méthodes d'interprétation.

Les essais d'injection d'eau refroidie dans un réservoir vierge engendrent un comportement de type front mobile. La zone analysée par un essai de courte durée correspond généralement à la phase transitoire entre les deux comportements asymptotiques théoriques, ce qui nécessite certaines précautions pour l'interprétation :

- la présence d'un point d'inflexion sur les courbes donne l'illusion d'une dégradation de la perméabilité si l'essai est de courte durée,
- durant les premiers instants, la partie linéaire correspondant à la viscosité du fluide en place est généralement perturbée par les phénomènes pariétaux et l'effet de capacité du puits,
- une durée d'injection minimale est nécessaire pour mettre en évidence la seconde partie linéaire correspondant à la viscosité du fluide injecté,
- dans ce dernier cas, le comportement peut être traduit par la solution conventionnelle de Theis (isotherme à la température d'injection) avec un facteur de skin négatif traduisant le fait que la zone refroidie est d'extension finie.

Lorsque l'injection est pratiquée dans un réservoir perturbé par une injection antérieure, le forage se comporte comme un ouvrage partiellement colmaté, avec un facteur de skin positif supplémentaire d'origine thermique (solution du réservoir-composite). Lorsque la durée d'injection s'accroît on retrouve ensuite le comportement caractéristique d'une injection d'eau refroidie dans un réservoir vierge.

L'utilisation d'un modèle numérique, bien que plus complexe, peut donc être considérée comme une méthode d'interprétation complémentaire, notamment lorsque les sollicitations imposées (débits et températures) ne sont pas constantes.

Les solutions examinées peuvent enfin être adaptées à d'autres types de problèmes pratiques, caractérisés par une distribution stationnaire ou variable du paramètre mobilité. On peut citer par exemple :

- les essais réalisés sur les forages en haute énergie par lesquels l'injection d'eaux froides est beaucoup plus fréquente en raison des température locales très élevées ;
- l'incidence des mécanismes de colmatage entraînant une diminution de la perméabilité.

9 - NOMENCLATURE

Variables, paramètres :

		Unités CGS-Darcy	Unités MKSA
Ca	: capacité calorifique volumique de l'aquifère	cal/cm ³ ,C	MJ/m ³ ,K
Cf	: capacité calorifique volumique du fluide	cal/cm ³ ,C	MJ/m ³ ,K
C	: compressibilité totale du réservoir	atm ⁻¹	Pa ⁻¹
h	: épaisseur productive	cm	m
K	: perméabilité intrinsèque	Darcy	m ²
m	: pente en repère semi-log	atm/décade	Pa/décade
P	: pression	atm.	Pa
Q	: débit	cm ³ /s	m ³ /s
r	: rayon	cm	m
R	: rayon thermique	cm	m
S	: facteur de skin		
t	: temps	S	S
T	: température	C	K
λ	: conductivité therm. apparente	cal/m,S,C	W/m,K
μ	: viscosité	cp	Pa.s
Ø	: porosité		

Indices :

bfi	: bulle froide initiale
D	: adimensionnel
H	: hydraulique
i	: injection
o	: initial ou équilibre
T	: thermique
w	: puits géométrique
wa	: puits efficace

10 - BIBLIOGRAPHIE

- R.C. EARLOUGHER (1977) - Advances in Well Test Analysis.
Society of Petroleum Engineers of AIME Monograph, Volume 5, (1977).
- C.S. MATTHEWS, D.G. RUSSELL (1967) - Pressure Build up and Flow Tests
in Wells.
Society of Petroleum Engineers of AIME Monograph, volume 1, (1967).
- S. BENSON (1982) - Interpretation of Nonisothermal Step-Rate Injection
Tests. Proceedings Eighth Workshop Geothermal Reservoir Engineering
Stanford University, Stanford, California, December 1982.
- O. SIGURDSSON, G.S. BODVARSSON, V. STEFANSSON (1983) - Nonisothermal
Injectivity index can infer well productivity and reservoir
transmissivity.
Proceedings Ninth Workshop Geothermal Reservoir Engineering
Stanford University, Stanford, California, December 1983.
- A.C. GRINGARTEN (1974) - Calcul du champ de pression créé par un doublet
hydrothermique.
Rapport BRGM 74 SGN 284 GTH.
- G.S. BODVARSSON (1982) - Mathematical modeling of the behavior of geothermal
systems under exploitations.
Ph. D. Thesis, L.B.L., University of California, January 1982.
- C.F. TSANG, C. DOUGHTY (1982) - A Nonisothermal well Test Analysis Method
L.B.L. - 14968 - November 1982.
- O. LUND, C.U. IKOKU (1981) - Pressure Transient Behavior of Non - Newtonian/
Newtonian Fluid Composite-Reservoirs.
S.P.E.J., April 1981.