

Éléments d'analyses de tests hydrauliques

anegeo juillet 2011
(remise en page sept. 20/26)

I. Introduction.....	2
I-1. Régime d'écoulement permanent.....	2
I-1-1. La loi de Darcy 1856.....	2
I-1-2. Application : l'écoulement radial le plus simple.....	4
I-1-3. Avec pellicule.....	5
I-2. Régime transitoire : ajout de l'emmagasinement.....	7
II. Conception des tests hydrauliques.....	8
II-1. Tests d'exploration en formations perméables.....	8
II-2. Tests adaptés aux formations très peu perméables.....	9
III. Interprétations des tests hydrauliques par modèles - 1 : Solutions analytiques et par courbes-types.....	11
III-1. L'équation de diffusion.....	11
III-2. Les situations modélisées.....	12
III-3. Méthode de la ligne droite semi-logarithmique.....	13
III-3-1. Utilisation qualitative du diagramme de diagnostic log-log.....	13
III-3-2. Graphique de détermination pour une production : le graphique semi-log/MDH/Cooper-Jacob.....	15
III-3-3. Graphique de détermination pour phase de récupération : le graphique semi-log de Horner.....	17
III-3-4. Pellicule.....	19
III-3-5. Superposition pour les conditions de pompage à débit variable.....	20
III-4. Méthode de concordance avec courbes-types.....	22
III-4-1. Solutions pour la production en slug et pulse tests.....	23
III-4-1-1. Diagramme original de Cooper et al. 67 pour le slug test.....	23
III-4-1-2. Diagrammes de Ramey et al. 75 pour le slug test : effet de pellicule.....	25
III-4-1-2-1 Dérivées (Ostrowski et Kloska 88).....	30
III-4-1-2-2 Conversion de données pour solutions à débit constant, Peres et al 89.....	31
III-4-1-2-3. Élimination des effets de capacité de puits : "deconvolution", "normalisation de débit".....	33
III-4-1-3. Solution pour le pulse test, Bredehoeft et Papadopoulos 80.....	36
III-4-1-3-1. L'unique solution pour les roches très peu perméables.....	38
III-4-1-3-2. Compressibilité du système avec double obturateurs.....	39
III-4-2. Solution pour débit constant avec pellicule : le graphique de Gringarten et al. 79/Bourdet.....	40
III-4-2-1. Capacité de puits incluse.....	40
III-4-2-2. Application du modèle à la récupération.....	41
III-4-2-3. Dérivées (Bourdet).....	43
III-4-3. idem avec graphique de Agarwal et al. 70.....	45
IV. Interprétations des tests hydrauliques par modèles - 2 : Solutions numériques.....	48
IV-1. Une autre manière de traiter les problèmes physiques.....	48
IV-2. Le module GTFM Pickens et al. 87.....	49
IV-2-1. Le logiciel simulateur.....	49
IV-2-2. Usage.....	51
IV-2-3. L'effet d'une pellicule d'épaisseur significative.....	54
IV-2-4. L'effet de l'historique de pression.....	56
IV-2-5. L'effet de la température (pulse tests).....	59
IV-2-6. L'effet de compliance des équipements (pulse tests).....	60
Bibliographie.....	62

I. Introduction

I-1. Régime d'écoulement permanent

I-1-1. La loi de Darcy 1856

En 1856, le chevalier Henri Darcy en étudiant les fontaines de la ville de Dijon a découvert que la quantité d'écoulement de l'eau dans un sable est proportionnelle à la différence de hauteur de l'eau aux deux extrémités et inversement proportionnelle à la longueur du chemin d'écoulement (H. Darcy a reporté le résultat de ses expériences sur graphique débit vs gradient hydraulique et a trouvé une droite parfaite).

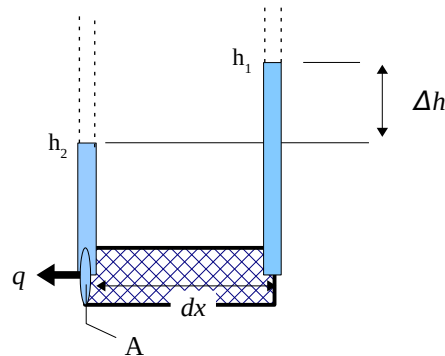


Fig. 1

La seule chose qui compte sont les niveaux dans les tubes verticaux symboliques représentant un réservoir de départ et un réservoir d'arrivée.

L'expérience montre aussi que la forme de la section, A, n'a aucune influence, seule sa surface compte.

On arrive à ce qu'on appelle la loi de Darcy :

$$q = AK \frac{(h_1 - h_2)}{dx} \quad (\text{éq. 1})$$

où :

- q est la décharge ou débit, en m^3/s ,
- A la surface de l'écoulement, en m^2 ,
- h_1 et h_2 sont les charges hydrauliques, en m,
- dx est la distance de l'écoulement, en m,
- avec $\Delta h/dx$, le gradient hydraulique (m/m), qui est le "moteur" de l'écoulement,
- reste enfin une constante, K , qu'on appelle "**coefficient de perméabilité**" ou bien "perméabilité" ou bien encore "conductivité hydraulique" ou bien enfin "perméabilité des hydrogéologues", définie par cette loi, en **m/s**. K traduit l'aisance avec laquelle l'eau s'écoule dans un milieu poreux. C'est assez directement parlant puisqu'on voit que K a la dimension d'une vitesse (m/s).

- En ré-écrivant (1) : $K = q \frac{1}{A} \frac{dx}{(h_1 - h_2)}$ on voit que par définition, K est le volume (sous entendu d'eau)

gravitaire s'écoulant pendant l'unité de temps à travers l'unité de section d'un aquifère sous un gradient de pression égal à un, sous entendu à la température ambiante. Une remarque à faire en effet est qu'il est sous-entendu historiquement qu'on a à faire à de l'eau à température ordinaire.

- Cette expérience très simple met en évidence un phénomène physique exprimé avec des paramètres qui conviennent à notre échelle d'observation (à l'échelle microscopique, ce serait une autre histoire). La signification physique de la loi de Darcy est évidente : il est intuitif que l'écoulement d'un fluide réel à travers un milieu poreux met en jeu d'importantes forces de frottement donc une déperdition d'énergie mécanique irréversible. La charge hydraulique d'un fluide ne peut donc que décroître au cours de son mouvement de percolation.

- La hauteur de liquide dans ces "manomètres" correspond en fait aux pressions à leur base, dans le sable. De ce point de vue là l'inclinaison ou pas de ce cylindre de base n'a aucune espèce d'importance, seule la hauteur d'eau dans les réservoirs d'entrée et sortie compte (système des vases communicants...).

Mais elle en a une pour une autre raison, parce que relativement à un plan général de référence, par exemple le niveau de la mer (référence NGF), on va avoir ajout d'une autre composante de h entre le début et la fin du "tube" ou disons de la couche géologique si celle-ci est inclinée.

Prenons l'exemple des grès du Buntsandstein sur le versant occidental des Vosges, près de la surface. L'eau vient d'y entrer, la pression atmosphérique n'est pas loin. La pression dans des tubes "manométriques" qu'on y enfonce, d'où la hauteur de la colonne h_i par rapport au sol sera peu élevée. Oui mais l'altitude de cette partie des Vosges par rapport au niveau de la mer est plus élevée. Si bien que l'énergie potentielle totale de l'unité de poids du fluide dans les Vosges sera plus élevée que dans ces mêmes grès qui ont plongé profondément vers l'Ouest où certes, la pression de l'eau dans le sable est beaucoup plus élevée que près des affleurements vosgiens, mais dont l'altitude par rapport au niveau de la mer est comparativement plus basse. L'eau s'écoulera dans ces Grès des Vosges vers l'Ouest.

L'énergie potentielle de l'unité de poids de fluide dépend donc de deux choses :

$$h = \frac{p}{(\rho g)} + z \quad (\text{éq. 1bis})$$

où p , pression en Pa $\{= \text{kg}/(\text{m} \cdot \text{sec}^2)\}$, ρ , masse volumique en kg/m^3 , g l'accélération de la pesanteur en m/sec^2 (d'une valeur moyenne de 9,807); l'unité du groupement $(p/\rho g)$ est le m; z est la cote prise par rapport à un niveau horizontal de référence, en m; enfin h en m.

• Application : dans un test n°2 en profondeur (ISS 2009) on a une pression de formation, p_i , de $\sim 17,2447 \text{ MPa}$ ce qui correspond à une charge hydraulique "équivalente eau fraîche" $h = p_i/\rho g$, avec $\rho = 1000 \text{ kg}/\text{m}^3$, soit 1758 m. La médiane du test est à l'altitude NGF - 1516 m donc :

$$h = 1758 - 1516 = + 242 \text{ m}$$

Aux affleurements vosgiens vers l'Est - Sud-Est, à $\sim 90 \text{ km}$, là où l'eau météorique rentre dans le sol, la "pression manométrique" est disons zéro mais l'altitude de $\sim 320 \text{ m}$:

$$h = 0 + 320 = 320 \text{ m}$$

Le gradient hydraulique $\Delta h/dx$, est : $(320-242)/90 = 0,87 \text{ m}/\text{km}$.

• En prenant un peu les devant, dans le cas d'une couche perméable prise en sandwich entre deux couches imperméables, situation fréquente en géologie, on définit aussi la **transmissivité**, T , qui est simplement le produit :

$$T = K e \quad (\text{éq. 2})$$

où e est l'épaisseur de l'aquifère ou zone exploitée entre deux niveaux imperméables (en m), donc T est en m^2/s . A e près, K et T ont la même signification.

▪ En profondeur, où n'allait pas l'hydrogéologie classique originelle, on peut avoir d'autres fluides : eau chaude plus légère, ou salée plus lourde, pétrole léger et fluide ou au contraire huile lourde et visqueuse, des gaz... Les pétroliers et géothermiciens utilisent donc un coefficient de perméabilité qui caractérise la roche indépendamment des propriétés du fluide. On l'appelle **perméabilité intrinsèque**, ou spécifique : k (petit "k"), dont l'unité est le m^2 . Par définition, le rapport entre K , coefficient de perméabilité, et la perméabilité intrinsèque, k , est :

$$k = \frac{K \mu}{\rho g} \quad K = \frac{k \rho g}{\mu} \quad (\text{éq. 3})$$

où μ est la viscosité du fluide ($\text{Pa} \cdot \text{s}$), ρ est la densité du fluide (kg/m^3), g l'accélération de la pesanteur ($9,81 \text{ m}/\text{sec}^2$).

▪ Il existe pour k une autre unité, qui était basée sur le système d'unités des années 1950, le **Darcy**, D (ou millidarcy, md) qui est toujours très utilisée par les pétroliers et géothermiciens :

$$1 \text{ darcy} = 0,987 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2, \quad \text{souvent pris comme } 1D \sim 1 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2 \quad (\text{éq. 4})$$

1darcy a été défini comme la perméabilité qui conduit à une décharge de $1 \text{ cm}/\text{s}$ à travers une section de 1 cm^2 pour un fluide avec une viscosité de 1 centipoise sous un gradient hydraulique qui fait le terme $\rho g dh/dl$ égal à $1 \text{ atm}/\text{cm}$

Et parallèlement, pour la couche perméable prise en sandwich entre deux couches imperméables, on définit la transmissivité, dite intrinsèque, qui va avec :

$$t_{\text{int}} = k e \quad (\text{éq. 5})$$

qui est donc d'unité légale $\text{m}^2 \cdot \text{m}$, mais qui est souvent encore exprimée en Darcy-mètres, Dm .

I-1-2. Application : l'écoulement radial le plus simple

Autour d'un forage on a un écoulement convergent radialement. On traite ici du forage qui capte tout un aquifère horizontal délimité par deux couches imperméables. Le régime est permanent, c'est à dire que d'une manière ou d'une autre, l'aquifère est en charge en périphérie.

Afin de s'assurer que les masses d'eau mises en jeu dans un petit modèle de la chose n'augmentent pas ou ne diminuent pas sans raison, mathématiquement, il faut établir l'équation différentielle de continuité. En raisonnant d'abord à une dimension (axe des x), pour le cas le plus simple d'un fluide incompressible, cela s'écrit :

$$\frac{dq}{dx} = 0$$

= le débit sur une ligne mis en jeu dans le système ne peut pas changer vu son compressibilité, sa variation doit être nulle.

En substituant l'équation de Darcy par unité de surface ($A = 1$), on a :

$$\frac{d}{dx} \left(K \frac{dh}{dx} \right) = 0.$$

Si K est constant (milieu isotrope), lui ne dépend pas de la position sur x , il sort de la différentielle, cela se réduit à :

$$\frac{d^2 h}{dx^2} = \frac{0}{K} = 0,$$

soit, si on passe en deux dimensions :

$$\frac{\partial^2 h}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 h}{\partial y^2} = 0$$

C'est l'équation différentielle du second degré dite de Laplace qu'on retrouve dans de nombreux problèmes de champs en physique (ici on a un champ de charge hydraulique h). Mathématiquement, une telle fonction est entièrement déterminée à l'intérieur d'un domaine, et ceci d'une façon univoque, si on définit ce qui se passe sur les frontières de ce domaine. Le problème posé est alors de trouver une solution de l'équation de Laplace qui satisfasse aux "conditions aux limites" qui nous intéressent.

▪ En coordonnées polaire si la valeur ne dépend pas de l'angle, l'équation de Laplace s'écrit

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial h}{\partial r} \right) = 0$$

Une telle équation a pour solution : $h = a \ln r + b$

$$\text{car d'abord } \left(r \frac{\partial h}{\partial r} \right) = \int r dr = Cte = a \quad \text{puis } dh = a \cdot \frac{dr}{r} \quad \text{or } \int \frac{dr}{r} = \ln r$$

a et b vont être fixés par les conditions aux limites.

D'abord le débit fixé par la loi de Darcy : $q = 2\pi r e K dh/dr$.

Or : $a = r \frac{\partial h}{\partial r}$, donc : $q = 2\pi e K a$, d'où $a = \frac{q}{2\pi K e}$.

La deuxième condition aux limites est que $h = h_i$ lorsque $r = R$.

Mettant ces valeurs dans : $h = a \ln r + b$ on obtient :

$$b = h_i - \frac{q}{2\pi K e} \ln R$$

Il suffit de remettre b dans $h = a \ln r + b$, réarranger et on obtient la **solution de Dupuit** (publiée en 1863, sept ans après Darcy), dite aussi du "**puits dans l'île**" :

$$h_i - h = \frac{q}{2\pi K e} \ln \frac{R}{r} \quad \text{ou} \quad h_i - h = 2,3 \frac{q}{2\pi K e} (\log R - \log r)$$

▪ En portant en abscisse le logarithme décimal des distances de piézomètres de mesure et en ordonnée la charge hydraulique mesurée dans ces piézomètre pendant un pompage, on doit obtenir une droite de pente

$$-\frac{2,3 q}{2\pi K e}$$

Cela permet de calculer la perméabilité, et l'intersection de cette droite avec l'axe des abscisses qui correspond à une perte de charge nulle donne la valeur du rayon R du forage pour le débit utilisé (Cassan 1980, p. 167; qui expose un exemple de détermination de $R = 1400$ m pour une couche épaisse de 29 m et de

perméabilité $2,8 \cdot 10^{-3}$ m/s dont est tiré $144 \text{ m}^3/\text{h}$).

A noter que R sera imposé au moins d'un côté en exploitation par doublet, le deuxième puits étant à une distance en général de 1000 à 1500 m

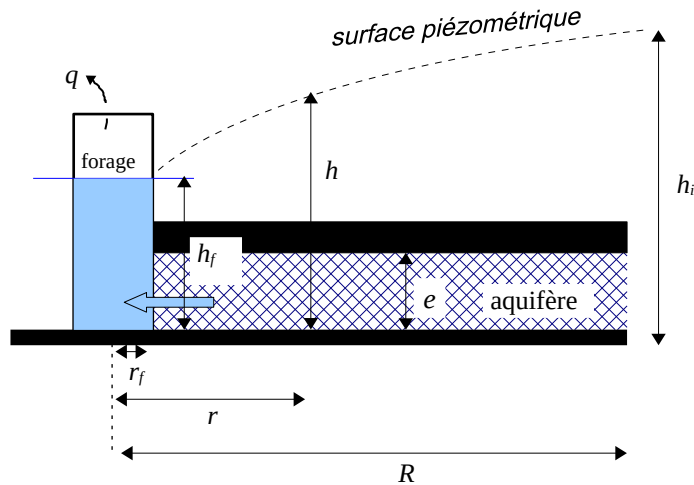


Fig. 2

Et le débit au niveau du puits (Earlougher 1977 p. 14, Cassan 1980, p. 165, etc.) :

$$q = 2 \pi K e \frac{(h_i - h_f)}{\ln\left(\frac{R}{r_f}\right)} \quad q = 2 \pi \frac{k e}{\mu} \frac{(p_i - p_f)}{\ln\left(\frac{R}{r_f}\right)} \quad (\text{éq. 6})$$

ou q est le débit en m^3/s ;

- à gauche sous la forme des hydrogéologues avec K perméabilité (m/s), e l'épaisseur (m), h la charge hydraulique (m), r_f le rayon du forage et R le "rayon d'action" (déterminé expérimentalement);
- à droite sous la forme pétroliers/géothermiciens, avec k la perméabilité intrinsèque (m^2), p les pressions (Pa) ($p = \rho gh$) et μ est la viscosité du fluide (Pa·s).
- On aurait pu substituer T à Ke et t_{int} à ke.

Éq. 6 montre que le débit est proportionnel à la perméabilité, à la différence de pression et à l'épaisseur captée. Il est inversement proportionnel à la viscosité. Il est inversement proportionnel au logarithme du rapport du rayon d'action au rayon du puits. Cela signifie que pour un rayon d'action donné, le débit n'augmente que faiblement si on augmente le diamètre du puits.

Pour l'Alimentation Eau Potable (AEP), souvent les aquifères exploités sont ré-alimentés (affleurements, infiltrations à partir des vallées...) et le régime est permanent. Pour l'exploitation des doublets géothermiques, l'eau est réinjectée dans l'aquifère donc c'est aussi le cas. Alors, les valeurs qu'on cherche à connaître pour évaluer la productivité sont seulement celles de la perméabilité/transmissivité.

I-1-3. Avec pellicule (skin)

Pour les tests hydrauliques, le modèle le plus simple est radial composé. L'expérience dicte qu'il faut mieux supposer qu'il peut y avoir un anneau permanent contre la paroi du forage avec une perméabilité modifiée : dans tout ce qui va suivre pour simplifier la notation, on appelle r le rayon du forage (I-1-2 ayant été l'exception) et r_{pel} est le rayon extérieur de pellicule (à partir du centre donc $r_{\text{pel}}/r > 1$). On appelle cet anneau de perméabilité modifiée pellicule, *skin* (peau) en anglais.

La solution pour l'écoulement radial permanent (éq. 6) s'applique en fait entre deux cercles concentriques sur lesquels la pression est uniforme. Elle peut donc être écrite entre la paroi du forage (rayon r maintenant) et un autre cercle externe d'intérêt qui ici sera défini par r_{pel} .

Pour un débit q , on calcule la baisse de pression sur la distance de pellicule avec la perméabilité de pellicule, k_{pel} , 1ère équation ci-dessous, puis on pose la même équation pour ce même anneau avec une perméabilité de formation inchangée (k) : deuxième équation ci-dessous. La troisième équation est la différence entre les deux, c'est à dire le changement de pression Δp_{pel} supplémentaire qui est dû uniquement à la présence de cette pellicule de perméabilité différente :

$$\begin{aligned}
[p(r_{pel}) - p(r)]_{pel} &= \frac{q\mu}{2\pi k_{pel}e} \ln\left(\frac{r_{pel}}{r}\right) \\
[p(r_{pel}) - p(r)] &= \frac{q\mu}{2\pi ke} \ln\left(\frac{r_{pel}}{r}\right) \\
\Delta p_{pel} &= [p(r_{pel}) - p(r)]_{pel} - [p(r_{pel}) - p(r)] = \frac{q\mu}{2\pi e} \ln\left(\frac{r_{pel}}{r}\right) \left[\frac{1}{k_{pel}} - \frac{1}{k} \right] = \frac{q\mu}{2\pi ke} \ln\left(\frac{r_{pel}}{r}\right) \left[\frac{k}{k_{pel}} - 1 \right] \quad (\text{éq. 7})
\end{aligned}$$

L'effet est notamment proportionnel au logarithme de la taille normalisée de la pellicule (r_{pel} forcément plus grand que r).

Comme on voit dans l'expression finale que les perméabilités sont sous forme d'un rapport, et que l'on a un seul fluide avec les mêmes propriétés, on peut utiliser soit les perméabilités intrinsèques, soit les perméabilités (des hydrogéologues).

Mais les données récoltées en test hydrauliques en profondeur ne sont que des pressions. On ne connaît pas r_{pel} et k_{pel} . Aussi substitue-t-on à la dernière partie de cette équation, c'est une définition (connue également comme "équation de Hawkins") :

$$s_{pel} = \ln\left(\frac{r_{pel}}{r}\right) \left[\frac{k}{k_{pel}} - 1 \right] \quad (\text{éq. 8})$$

où s_{pel} est appelé facteur de pellicule.

On voit que s_{pel} est sans dimensions. Il sera positif lorsque la perméabilité de la pellicule est plus petite que celle de la formation, sa valeur pouvant aller jusqu'à l'infini. Si la perméabilité de la pellicule est plus grande que celle de la formation (parce qu'on a traité un calcaire à l'acide, qu'on a perforé des grès, que l'action du trépan a microfracturé les parois de forage, etc.) par contre, s_{pel} aura une valeur négative mais qui ne pourra pas dépasser -1 avec ce modèle là. Un facteur de pellicule positif signifie donc que le puits est entouré par un anneau de perméabilité plus faible que la formation. Un facteur de pellicule négatif signifie un accroissement de la perméabilité autour du puits.

Avec cette définition, le changement de pression Δp_{pel} supplémentaire du à la présence d'une pellicule s'écrit (de éq. 7) :

$$\Delta p_{pel} = \frac{q\mu}{2\pi ke} s_{pel} \quad \text{ou} \quad \Delta p_{pel} = \frac{q\rho g}{2\pi Ke} s_{pel} \quad (\text{éq. 9})$$

k et K sont les perméabilités intrinsèque (m^2) et "des hydrogéologues" (m/s), e l'épaisseur testée (m), μ et ρ les viscosité ($Pa \cdot s$) et densité (kg/m^3) du fluide et g l'accélération de la pesanteur ($\sim 9,807 m/s^2$).

s_{pel} est un simple facteur de proportionnalité permanent entre débit et pression (du à un changement de perméabilité autour du puits de forage).

Comme la description physique du modèle de pellicule (r_{pel} et k_{pel}) a été évincée en posant l'éq. 8, la baisse de pression due au débit constant q est calculée comme s'il n'y avait pas de pellicule et est modifiée brutalement par l'addition d'un Δp_{pel} comme si cela se produisait sur la paroi. Il n'y a pas de profil radial de pression réaliste avec cette technique. On réécrit la solution d'écoulement radial permanent entre deux couches perméables, éq. 6, en ajoutant un Δp_{pel} supplémentaire du à la présence d'une pellicule :

$$(p_i - p_f) = \frac{q\mu}{2\pi ke} \ln\left(\frac{R}{r}\right) + \Delta p_{pel} \quad (\text{éq. 10})$$

r rayon du forage,

remplaçant Δp_{pel} par sa valeur (éq. 9), et en regroupant on arrive à :

$$q = \frac{2\pi ke \Delta p}{\mu \left[\ln\left(\frac{R}{r}\right) + s_{pel} \right]} \quad (\text{éq. 11})$$

La connaissance du facteur de pellicule est importante parce qu'elle donne une indication de l'état du puits et par la même une indication de son potentiel normal cette pellicule retirée (suppression de cette baisse artificielle de pression de l'éq. 9 ci-dessus) et encore ce qu'il pourrait produire si on le "stimule" (acidification dans les calcaires, perforation de grès... qui vont produire un facteur de pellicule négatif).

Si l'on a déterminé s_{pel} et que l'on estime la valeur de r_{pel} par d'autres moyens, alors de éq. 8 on tire :

$$K_{pel} = \frac{K}{\left(\frac{s_{pel}}{\ln\left(\frac{r_{pel}}{r}\right)} + 1 \right)} \quad (\text{éq. 12})$$

r rayon du forage,

On notera toutefois que cela n'est pas un traitement rigoureux si s_{pel} a été obtenu à partir d'une solution mathématique qui définit la pellicule comme infiniment fine (cas des solutions semi-log, Horner, Ramey...) et que l'on donne une valeur substantielle à r_{pel} .

I-2. Régime transitoire : ajout de l'emmagasinement

Les tests hydrauliques se font sur des temps courts. Le régime permanent ne peut être atteint (on n'atteint pas un équilibre au niveau de l'aquifère), on est toujours en régime dit transitoire. Dans cette situation, la productivité d'un puits/forage dépend de la perméabilité/transmissivité (respectivement K et T ou k et t) et de l'emmagasinement spécifique/Coefficient d'emmagasinement que l'on nomme respectivement S_s et S avec :

$$S = S_s \times e \quad (\text{éq. 13})$$

où e est l'épaisseur (même relation que entre les transmissivité et perméabilités T et K).

L'emmagasinement spécifique, S_s , d'un aquifère saturé est défini comme le volume d'eau (m^3) V_{ss} qu'une unité de volume de l'aquifère $V_{unitaire}$ (m^3) libère sous une baisse unité de charge hydraulique $\Delta h=1$ (m).

$$S_s = V_{ss}/V_{unitaire}/\Delta h_{unitaire}, \quad (\text{éq. 14})$$

Pour des Volumes, V , et Δh maintenant quelconques on a production d'un volume de fluide V_s , éq. 14 devient :

$$V_s = S_s \cdot V \cdot \Delta h = S_s \cdot V \cdot \Delta p / \rho g \quad (\text{éq. 15})$$

V_s en m^3 .

En effet la baisse de pression fluide implique : i) une augmentation des contraintes effectives d'où une compaction de l'aquifère; ii) une expansion de l'eau. Ces deux phénomènes sont décrits par :

$$S_s = \rho g (c_f + n\beta) = \rho g n (c_{pf} + \beta) = \rho g n c_t \quad (\text{éq. 16})$$

où ρ_f est la densité du fluide de formation (kg/m^3), g est l'accélération de la pesanteur (d'une valeur moyenne de $9,807 \text{ m/s}^2$), c_f est le coefficient de compressibilité verticale de la formation (Pa^{-1}), n est la porosité efficace (sans dimension) et β le coefficient de compressibilité du fluide (Pa^{-1}), c_{pf} celui de la compressibilité de pores (Pa^{-1}) et c_t celui de la compressibilité totale de formation (Pa^{-1}).

La dimension de S_s est m^{-1} puisque par définition c'est un volume par volume par unité de charge hydraulique.

La quantité qui a le même rôle dans les unités pétrolières est donc le "produit porosité-compressibilité [totale]" : $n c_t$. La dimension de $n c_t$ est Pa^{-1} (h est en m et S_s en m^{-1} ; p est en Pa et $n c_t$ en Pa^{-1}).

Comme le débit en régime transitoire dépend de ces deux groupes des paramètres (K/T et S_s/S) ou (k/t_{int} et $n c_t/n c_t e$), les deux doivent être déterminés avec les données du test.

Plus un aquifère est profond, plus il est compact et moins le coefficient d'emmagasinement est important. Pour les aquifères profonds confinés, dont les zones de recharge sont éloignées, indirectes ou nulles (pétrole), on arrive à un régime dit pseudo permanent. Le changement de pression avec le temps est constant à tout point de l'aquifère (Earlougher 1977, p. 13; $dp/dt = \text{constant}$). La forme du cône de dépression peut être décrite par une équation d'état d'équilibre, mais sa "position" change avec le temps (Marinelli et Rowe 1985, p. 372).

II. Conception des tests hydrauliques

II-1. Tests d'exploration en formations perméables

En forage d'exploration adapté à une formation perméable, on réalise un test de pompage "en trou ouvert". "La formation est en général testée sur toute son épaisseur, ce qui implique des intervalles d'une longueur supérieure à 100m." (Géoservices 1995, p. 11). Le forage est nettoyé : on retire la boue de forage qu'on remplace par de l'eau claire (qui peut être tracée par des marqueurs comme bromure de sodium, fluorescéine, lithium; en tout cas dont la résistivité est connue). L'appareil de Géoservices en 1995 par exemple consistait en une colonne d'exhaure d'un diamètre de $2\frac{7}{8} = 7,3$ cm (diamètre intérieur 6,2 cm), un seul capteur de pression immergé et une pompe électrique immergée. Il n'y a pas de valve d'obturation. Un test de pompage en trou ouvert (la hauteur du fluide dans l'annulus correspond à la pression de fond) comprend typiquement trois phases (présente Fig. 3; Géoservices 1995, p. 14) :

- une phase de Récupération de Pression Statique, RPS. Elle consiste, une fois l'équipement mis en place dans le forage, de tout laisser au repos un certain temps et d'observer la pression en fonction du temps. En théorie, celle-ci doit tendre vers la valeur de pression initiale de formation avant forage;
- une phase de pompage à débit constant, "Pressure drawdown testing" dans la littérature pétrolière puisque à cause du pompage, la pression de formation baisse. Elle consiste à pomper le fluide hors du puits. Pour l'interprétation par modèles à suivre, l'opération idéale consiste en un pompage à débit constant, q (mais on peut le faire pour plusieurs débits constants différents);
- une phase de remontée ou récupération après pompage, "Pressure buildup testing" dans la littérature pétrolière puisque la pression remonte une fois le pompage arrêté. La pompe est arrêtée et la remontée de pression observée.

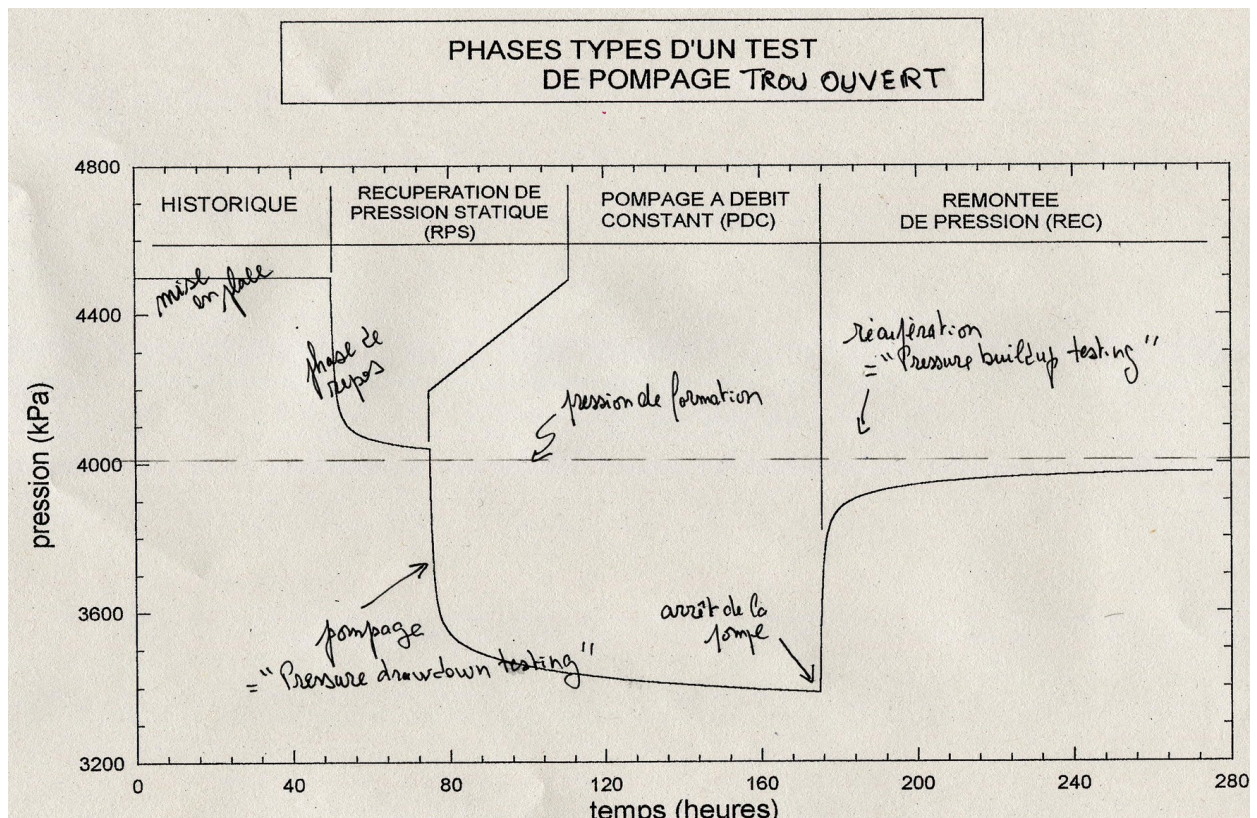


Fig. 3. Conception prévisionnelle simple d'un test hydraulique dans une formation aquifère : Diagramme dit cartésien (= échelles non logarithmiques) schématique de données : Pression vs temps

Les niveaux les plus productifs sont identifiés et quantifiés par débitmétrie avec le micromoulinet (une hélice) qui mesure les vitesses verticales dans le puits. Il est déplacé de 0,5 à 0,1 m avant chaque mesure. Il détecte des vitesses d'écoulement locales d'environ 1cm/s, à partir desquelles, connaissant la transmissivité globale

de la formation, on peut calculer les perméabilités relatives de chaque zone de production.

En deçà du seuil de détection du micromoulinet, des diagraphies quantitatives des profils de température et de conductivité (l'eau tracée du puits a une conductivité différente de l'eau de formation), peuvent permettre de déterminer des transmissivités pour ces zones. Cela est adapté aux formations d'une perméabilité intermédiaire, dans l'intervalle 10^{-5} à 10^{-10} m/s (Géoservices 1995, p. 10). On parle de PLT, Production Logging Tool. Descendu avant la pompe immergée, le PLT est actionné par câble (par un camion de logging avec panneaux de contrôles et enregistreurs intégrés, et le treuil; de là le câble est mis en position via le derrick de forage). Ces diagraphies se font pendant le test trou ouvert, avec autant de passages que l'on veut.

Un exemple, pendant un test n°10 en trou ouvert sur le Dogger, entre 800 et 653 m de profondeur (forage MSE101), Géoservices a réalisé 7 passages (pendant la descente ou la remontée ou les deux) qui vont montrer l'évolution fonction de la séquence en cours : forage au repos, séquence RPS, pompages à différents débits, récupération (Géoservices 1995, p. 142).

L'analyse quantitative des diagraphies PLT par simulation, assez élaborée et spécialisée (non abordée ici), est faite par logiciel et permet de calculer débits, concentrations et transmissivités de chaque zone de production, ainsi donc que la transmissivité totale. Cette dernière a été trouvée en parfait accord avec celle déterminée par ailleurs par la voie habituelle sur les séquences du test qui étaient en cours au même moment. Mais l'interprétation quantitative PLT a montré aussi que ~ 80 % du débit provient de deux niveaux de production bien identifiés (Géoservices 1995 p. 149).

II-2. Tests adaptés aux formations très peu perméables

Les tests entre obturateurs (packers) sont spécifiques à un intervalle donné. On les utilise d'abord pour les formations peu perméables dont on veut connaître les caractéristiques spécifiques sans influence externe. On peut aussi les utiliser pour l'étude d'un tronçon d'une formation perméable, mais il est rapporté que les techniques micromoulinet et/ou diagraphies quantitatives température-conductivité en association à un test en trou ouvert comme vues plus avant sont plus simples, plus faciles, plus directes et moins coûteuses.

Il faut cette fois-ci un "train de test" beaucoup plus complexe avec les obturateurs, une valve d'obturation (et leur lignes de pression les reliant à la surface), plusieurs capteurs de pression. Un certain nombre de précautions sont donc à prendre pour les formations imperméables. Il faut faire une chasse rigoureuse aux petites fuites (par des tests sur les matériels avant l'insertion), contrôler précisément la pression dans les obturateurs (notamment fonction des températures).

▪ Un test type peut être composé des phases suivantes (Fig. 4; par ex. Géoservices 1995 p. 18) :

a) On se base sur des diagraphies pour choisir les zones sur lesquelles vont s'appuyer les obturateurs. On descend le train de test à la cote indiquée;

b) on gonfle les obturateurs, celui du bas d'abord puis l'autre, vanne d'obturation ouverte afin d'éviter une surpression ("[squeeze pressure](#)") dans l'intervalle de test;

c) période d'attente permettant une stabilisation des pressions et un début de dissipation de l'historique des pressions. Cela permet aux effets de compliance d'outil, telle qu'une déformation des obturateurs, et de température de s'être dissipés avant que le test soit réalisé;

d) fermeture de la vanne d'obturation qui marque le début de la phase RPS (Récupération de Pression Statique ou PSR Pressure Static Recovery). Cette phase consiste à observer la pression dans l'intervalle de test, celle-ci devant tendre en théorie vers la pression initiale de formation avant forage. L'intervalle de test est transformé en ce que les hydrogéologues appellent un piézomètre fermé.

e) Pendant la séquence RPS, abaissement du niveau de fluide dans les tubages 2 7/8" par pistonage ou air-lift (injection d'air par un petit tubage qui fait remonter un mélange air-eau), aspiration (voir par prélèvement avec un matériel hydrophile absorbant)..., afin d'avoir une pression appliquée de 1 à 2 MPa inférieure à celle de formation. Il faut cependant s'assurer qu'on n'approche pas de la contrainte principale mineure ce qui pourrait ouvrir de petites fractures,

→ Alors application du choc hydraulique par ouverture et fermeture rapide de la vanne d'obturation, qui démarre la nouvelle séquence, ce qui va induire une production de la formation (P_w , [Pulse withdrawal](#); on comprendra pourquoi un pulse en lisant III-4-1-5-1);

Le pulse est aussi souvent réalisé avec une pompe qui aspire ou injecte de l'eau. Certains trains de test peuvent être équipés d'un "piston générateur de pulse". Celui-ci est disposé sous la valve d'obturation et commandé indépendamment par hydraulique. S'il a été enfoncé ouvert, la commande de sa fermeture

produit un choc hydraulique en dépression très rapide et son volume est connu.

→ Observation de la récupération de pression (on est en condition piézomètre fermé).

Cela peut-être répété plusieurs fois en baissant de nouveau la pression.

f) on peut faire aussi un PI, Pulse d'injection : cette fois on monte le niveau de fluide dans les tubages 2 7/8" afin de générer une pression supérieure à celle de formation et de même, ouverture et fermeture rapide de la vanne d'obturation, ou si le train de test comporte un "piston générateur de pulse" ouverture de ce piston qui avait été enfoncé rétracté.

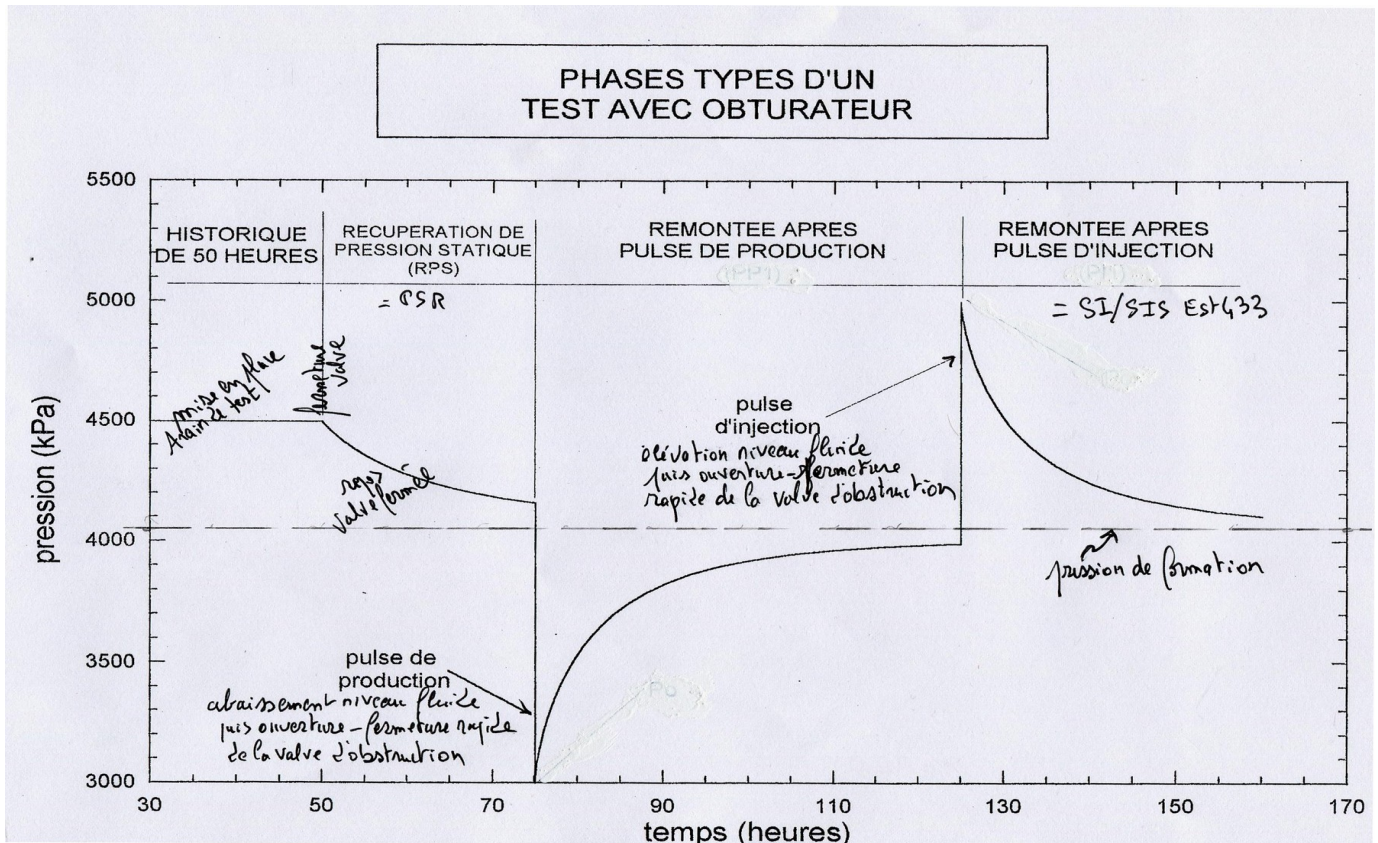


Fig. 4. Conception prévisionnelle d'un test dans une formation très peu perméable : Diagramme cartésien (= échelles non logarithmiques) schématisant de données : Pression vs temps

(A partir de Géoservices 1995, p. 17)

▪ **Le Slug test**, choc hydraulique par ouverture mais sans fermeture de la vanne d'obturation, est un cas un peu à part. Il nécessite la présence d'une valve d'obturation mais n'est pas vraiment réalisable pour une formation très peu perméable (voir III-4-1-5-1). Il s'adresse donc plutôt à des formations de perméabilité intermédiaire. Il peut être réalisé après un pulse pour des données supplémentaires (comme ils affectent plus la pression de formation à cause d'un volume de fluide échangé plus grand, les slug tests doivent être faits après les pulse tests) dans une formation peu perméable, ou en remplacement du pulse dans les formation moyennement perméables et perméables.

III. Interprétations des tests hydrauliques par modèles - 1 : Solutions analytiques et par courbes-types

III-1. L'équation de diffusion

Pour interpréter les données de test, on a recours à l'analyse théorique pour obtenir des images de ce qui peut s'y produire comme on l'a fait pour l'écoulement radial le plus simple (cf. I-1-2). C'est toujours l'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux d'extension infinie, d'épaisseur e , confiné entre deux niveaux imperméables mais cette fois en régime transitoire. L'équation de base, qu'on appelle *équation de diffusion*, est une différentielle qui assure la conservation de masse (ici le taux net de l'écoulement massique du fluide dans n'importe quel élément de contrôle unitaire doit être égal au taux temporel de changement de la masse fluide dans l'élément), le respect d'une équation d'état (liquide de compressibilité petite et constante, ce qui en pratique veut dire isothermale, sur l'intervalle de pression considéré : ρ dépendant de p via le paramètre c_t), des gradients de pression petits (leurs valeurs au carré sont négligées) et respect de la loi de Darcy pour un milieu homogène et isotrope, le tout en coordonnées radiales puisque c'est pour des forages (Earlougher 1977 p. 185) :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{n \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{éq. 17})$$

p : pression (Pa); r : rayon (m, ici quelconque), n porosité, μ viscosité (Pa·s), c_t compressibilité totale de la formation (Pa⁻¹; compressibilité de pore + compressibilité de l'eau), k perméabilité intrinsèque (m²), t temps (sec).

Le groupement $k/n\mu c_t$ est le paramètre de diffusivité hydraulique.

Parce que (Earlougher 1977 tab. A.8 p. 184) de éq. 16 :

$$c_t = \frac{S_s}{n \rho g} \quad (\text{éq. 18})$$

et en utilisant éq. 3, cette équation de diffusion peut être écrite sous sa forme utilisée par les hydrogéologues :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{S_s}{K} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{éq. 19})$$

avec le groupement K/S_s appelé la diffusivité hydraulique.

Si le terme de droite qui comporte le temps est nul, on retrouve l'équation du régime permanent (équation de Laplace). On a vu qu'en coordonnées polaires, celle-ci s'écrit :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial h}{\partial r} \right) = 0$$

se rappelant que $\frac{d}{dr}(u v) = u \frac{dv}{dr} + v \frac{du}{dr}$, et l'appliquant on retrouve le terme de gauche de éq. 19 (avec h).

Cette équation différentielle (éq.17 et éq. 19) est identique à celle de la conduction de la chaleur ou à la diffusion d'une molécule, à la nature des paramètres physiques près. Ces équations différentielles, comme celle de Laplace ou l'équation d'onde (propagation ondulatoire), etc., assurent notamment que les principes de base, conservation de masse, d'équilibre, etc. sont respectés.

La superposition de solutions distinctes dans la théorie des test hydrauliques est possible parce que l'équation différentielle fondamentale de diffusion est linéaire. "... le principe de superposition énonce que ajouter des solutions à une équation différentielle linéaire aboutit à une nouvelle solution de cette équation différentielle, mais pour des conditions aux limites différentes." (Earlougher 1977, p. 15).

▪ Des solutions, qui décrivent la valeur de la pression en fonction de l'espace et du temps sont connues pour des cas géométriques et temporels simples d'intérêts pour les tests hydrauliques classiques. Comme on l'a vu dans l'exemple de l'écoulement radial permanent le plus simple (cf. I-1-2), les solutions mathématiques sont développées lorsqu'on introduit des "conditions aux limites" précises, et en faisant éventuellement usage du principe de superposition. Beaucoup de ces solutions mathématiques viennent de la théorie de la conduction de la chaleur par analogie. Elles doivent être calculées numériquement (comportent par exemple des fonctions de Bessel ou des fonctions exponentielles intégrales) mais, sous certaines conditions strictes, certaines peuvent être ramenées à des formules mathématiques simples. Ces solutions peuvent être écrites en

regroupant des termes de manière à obtenir des relations entre un groupement ayant rapport au temps et un ayant rapport à la pression, et être tracées sur des diagrammes. Ces diagrammes sont des représentations graphiques appropriées de solutions mathématiques et il y a deux types de technique :

a) La ligne droite semi-logarithmique

Pour la géométrie la plus simple (le forage unique dans une formation supposée infinie), roche isotrope et un débit q constant, on dispose d'une solution analytique sous certaines conditions qui sont, en pratique, que le test soit d'une durée suffisante. Cette condition satisfaite, la relation obtenue via un groupement de termes est linéaire sur des diagrammes semi-log. De l'équation de cette droite on peut déduire des paramètres de formation inclus dans les groupements de termes constants. Le facteur de pellicule est obtenu à partir d'une autre équation issue de la même solution.

b) La méthode par concordance avec courbes-types

Si la durée du test est trop courte pour que les données soient analysables par la technique conventionnelle de la ligne droite semi-logarithmique, ou si l'on veut utiliser toutes les données, ou pour des situations plus complexes (présences de fractures par exemple), et si le débit n'est pas de type constant (slug test), on doit avoir recours à des solutions numériques. Les solutions particulières, le plus souvent sous forme non dimensionnelle, étaient publiées sur des diagrammes le plus communément log-log (variés et adaptés à différents usages). Les données étaient reportées manuellement sur une grille de même échelle, mais elle dimensionnelle, et la concordance recherchée sur une des courbes. Aujourd'hui, cela est fait par ordinateur : les courbes théoriques sont calculées et produites directement par le logiciel, comparées aux données, plusieurs essais sont réalisés ainsi avec des valeurs de paramètres différents, et la meilleure correspondance recherchée par une technique de régression par exemple. Les logiciels impriment seulement la courbe-type de la meilleure concordance calculée et les points de données. Cela permet aussi, grâce à ce calage de calculer les ou des, paramètres de formation à partir de groupements de termes définis. Tous les auteurs insistent sur le fait que la reconnaissance du bon modèle théorique est l'étape essentielle (la technique de régression linéaire a beau être performante et réalisée en routine, elle n'en donnera pas moins un résultat qui n'aura pas de sens si ce principe de base n'est pas respecté).

III-2. Les situations modélisées

Il y a deux situations possibles :

- 1) de l'eau sort de ou rentre dans la formation : elle "produit". On parlera donc ici de "production" (ou l'inverse, elle reçoit, même chose de signe inverse). Dans la littérature pétrolière, on parle de *drawdown* car on se réfère à la pression, qui baisse dans la formation bien sûr, si celle-ci produit du fluide.
- 2) Il n'y a plus d'eau qui sort de ou entre dans la formation car on vient de fermer "le robinet" : la valve d'obturation. C'est le *shut-in* de la littérature pétrolière (on "enferme"). On regarde comment la pression remonte (si c'était une production). On parlera ici de "récupération". Dans la littérature pétrolière on parle de *buildup*, puisque la pression remonte se "reconstruit".

Chacune de ces deux situations peut être modélisée, simulée, imagée, par des modèles appropriés :

1) pour la production ou injection :

1a) si le débit produit, q , est constant (+ méthode pour débit un peu variable) :

- pour les dernières données, avec la méthode de la "ligne droite semi-logarithmique" : "diagramme semi-log" = MDH = Cooper-Jacob;
- avec la méthode des courbes types : diagramme de Gringarten et al. 79/Bourdet, de Argawal et al. 70...

1b) si le débit est d'abord très rapide puis diminue de plus en plus (forme concave de la fig. 12) :

- diagramme de Cooper et al. 67 ou Ramey et al. 75 (courbes-type);
- conversion de données en débit constant, puis courbes-types des solutions à débit constant : Peres et al. 89;
- pour le pulse : diagramme de Bredehoef et Papadopoulos (courbes-type).

2) pour la récupération, ce qui est la phase la plus employée en industrie pétrolière, les solutions s'appliquent pour un débit de la phase de production qui a précédé, q , qui était constant (+ méthode pour débit un peu variable) ou qui peut-être assimilé comme tel :

- pour les dernières données, avec la méthode de la "ligne droite semi-logarithmique" : "diagramme de Horner";
- avec la méthode des courbes-type : diagramme de Gringarten et al. 79/Bourdet, de Argawal et al. 70...

- Cas particulier de la phase PSR/RPS qui peut être placée au tout début d'un test (cf. II-1 et II-2) : elle est définie par la fermeture de la valve d'obturation, et succède à une période où du fluide a été injecté dans la formation (ou l'inverse) parce que la pression de la boue pendant le forage (+ mise en place obturateurs, etc.) était supérieure à celle dans la formation. C'est donc une phase de récupération qui est à priori interprétable par les méthodes de Horner et de Gringarten et al 79...

III-3. Méthode de la ligne droite semi-logarithmique

Pour ce qui est de son emploi, Earlougher (1977, p. 26) dans le chapitre sur les tests de production : *"Si suffisamment de données sont disponibles, il faut utiliser les méthodes semilog parce qu'elles sont plus précises que la concordance avec courbes-type."* Et, dans le chapitre sur les test de récupération (1977, p. 47) : *"On ne peut pas dire trop que la concordance avec courbes-type ne devrait pas être utilisée pour les analyses de tests si les techniques d'analyses semi-log peuvent être utilisées. La concordance avec courbes-type ne donne généralement que des résultats approximatifs (dans un facteur de 2 ou 3)."*

Depuis cette monographie de Earlougher, les choses ont beaucoup évolué. L'utilisation des dérivées de pression aux formes bien plus affirmées change la donne et est devenue la pratique "conventionnelle" à partir de la fin des années 1980s (comme dans la courbe log-log de diagnostic ci-dessous). Le gros avantage de la méthode de la ligne droite semi-logarithmique est sa facilité de réalisation même avec une simple feuille de diagramme. De toute façon : *"Les résultats doivent être les mêmes qu'ils soient calculés par l'utilisation des techniques de la ligne droite, de la concordance avec courbes-types log-log ou des techniques de régression linéaire..."* (Gringarten 2008, p. 45).

Pour ce qui est de la méthode, dans le chapitre sur les tests de production Earlougher (1977, p. 23) : *"Deux graphiques de pression sont demandés pour l'analyse du test. Le diagramme de données log-log... est utilisé pour estimer quand les effets de capacité du puits ne sont plus importants.. (...) Le second graphique est le diagramme semi-log..."* Et, dans le chapitre sur le test de récupération (Earlougher 1977, p. 47) : *"Dans tous les tests d'analyse de récupération, le diagramme log-log des données devrait être établi avant que la ligne droite soit choisie sur le diagramme semi-log des données..."*

Lors d'un test de production ou de récupération, les données sont donc reportées au et fur à mesure sur deux diagrammes :

- a) le premier a le rôle qualitatif de "**diagnostique**", dit log-log (fig. 5) : les 2 axes sont en logarithmes, avec toutes les données du test, et qui désigne la partie des données exploitable;
- b) le deuxième, qui est la solution en elle-même, dit "**de détermination**" ou semi-log où seule la mesure du temps en abscisse est en échelle logarithme : le "graphique semi-log" pour le pompage et le slug à débit sub-constant (fig. 7), et celui très utilisé de Horner pour la récupérations post pompage ou post slug à débit sub-constant (fig. 8). Seule le segment exploitable des données est concerné

III-3-1. Utilisation qualitative du diagramme de diagnostic log-log

Nommé log-log car c'est le logarithme du temps en abscisse et le logarithme de la pression ($\pm$ dérivée de la pression) en ordonnées qui sont reportés. Il permet d'avoir une vue d'ensemble sur le test puisque l'échelle logarithmique étale les premières données et contracte les dernières. Il permet de déterminer les différents régimes d'écoulement/récupération.

Il consiste en une représentation des réponses en pression par une ou les deux courbes suivantes :

- le changement de pression dp depuis le début de la phase analysée en fonction du temps écoulé dt depuis le début de la phase;
- depuis la fin des années 80, la dérivée de ce changement de pression dp' en fonction du temps écoulé dt depuis le début de la phase.

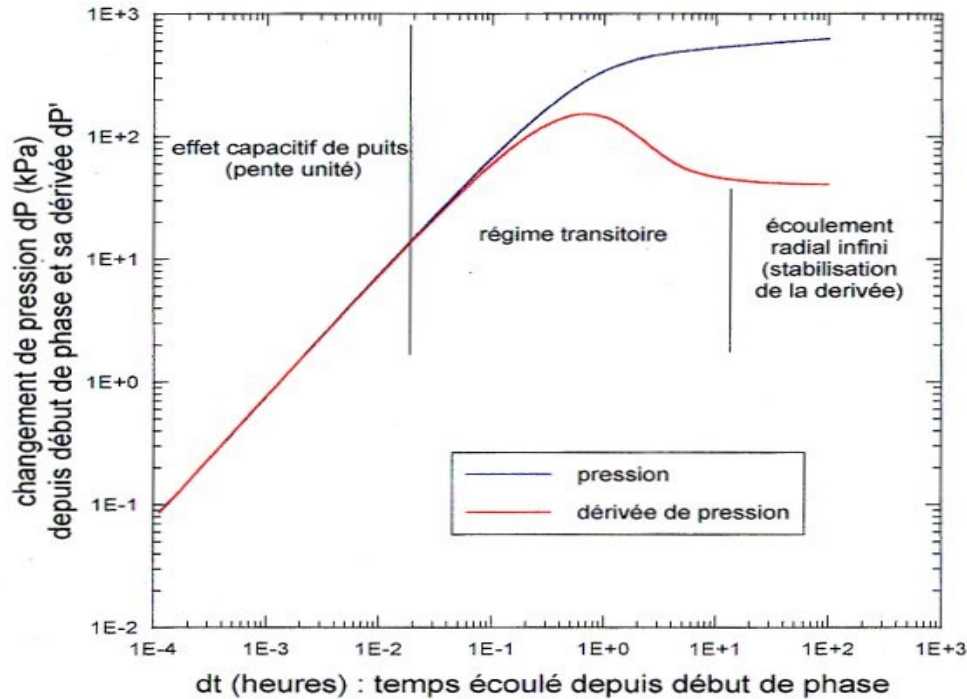


Fig. 5. Diagramme **log-log** (= les deux échelles sont logarithmiques) dit de "**diagnostique**"

Chaque partie d'une courbe est caractéristique d'un régime d'écoulement (Earlougher 1977 p. 11, p. 23 et tous les auteurs). Ces régimes sont également identifiables par le fait qu'ils ont lieu dans un ordre chronologique bien défini qui ne peut être altéré :

a) une période identifiable par une droite de pente unité : un cycle logarithmique de Δp pour un cycle logarithmique de t . Elle indique que l'écoulement est dominé par l'effet capacitif du puits (Δp et proportionnel à Δt) donc que ces données n'apportent aucune information sur les propriétés de formation. Le coefficient d'effet capacitif du puits, C , peut être estimé de cette pente unité (Earlougher 1977, p. 23, p. 11, Géoservices 1995, p. 151) :

$$C = (q \Delta t) / \Delta p \quad (\text{éq. 20})$$

où q est le débit de pompage en surface [C en m^3/Pa].

▪ **La capacité de puits** se produit au départ, entre le moment où l'on a un certain débit en surface (q , celui que l'on mesure et que l'on s'efforce de garder constant) et celui où on a enfin le même débit au contact de la formation plus bas dans le forage. Le pompage (pour prendre cet exemple) si on est entre obturateurs entraîne une décompression donc une expansion du fluide donc une partie du volume de départ ne provient pas de la formation et il ne faut donc pas le compter dans la détermination des paramètres de formation. Lorsque l'on stoppe le pompage, de même celui-ci ne stoppe pas de manière abrupte au niveau de la formation parce qu'il y a une re-compression du fluide. Si on est en trou ouvert (sans obturateurs ni valve d'obturation), au démarrage du pompage, cela correspondra à la baisse du niveau de fluide dans l'annulus (qui baissant avec la pression, produit une quantité d'eau que ce pompage là n'a pas extrait de la formation) et l'inverse à l'arrêt de la pompe. La capacité de puits est plus importante en trou ouvert. Cet effet est accentué par un facteur de pellicule positif qui fait qu'on est obligé d'utiliser une pression bien plus élevée pour un même débit.

b) une période durant laquelle les points de données tombent sous la droite de pente unité, période de transition où l'effet capacitif du puits se fait de moins en moins sentir, qui est de 1 à plus de 1,5 cycles logarithmiques après la fin de la pente unité; Pour la dérivée, à la suite de la ligne droite de capacité, on a un maximum qui est d'autant plus grand que le facteur de pellicule est positif alors qu'il est faible ou nul si le facteur est négatif (Gringarten 2008, p. 51).

c) une période de pente faible avec légère courbature sur ce diagramme là (qui est une droite sur les diagrammes semi-log). L'effet capacitif du puits a disparu. Cette stabilisation indique des conditions d'écoulement/récupération radial(e) en deux dimensions, c'est à dire radial symétrique. Si la courbe des dérivées de pression est tracée, cette période correspond à une stabilisation, valeur constante, de la dérivée

de pression (ce qui signifie que la pression change comme le logarithme du temps). On appelle ce stade : "régime agissant à l'infini". Pour les puits avec un facteur de pellicule positif, un bon critère est que ce régime commence 1,5 cycle logarithmique après la fin de la pente unité de capacité de puits (Gringarten et al 1979, p. 6). Ce régime et cette appellation se comprend. En effet, un puits de forage représente si peu de chose au regard d'une formation géologique, que pour le temps court que représente un test hydraulique, tout se passe comme si le forage se trouvait dans un système infini (i.e. on ne risque pas d'approcher de ses limites en un temps aussi court).

▪ Différence entre production et récupération :

La fig. 6a montre la réponse en pression dans un test idéal. Le forage était à la pression de formation, p_i (ordonnée). On ouvre la valve d'obturation et on commence une production (par ex. un pompage) à débit constant et cela pendant un temps t_p . Puis on ferme la valve d'obturation et on arrête le pompage. Au bout d'un temps infini la pression va revenir à p_i . Il va donc falloir un temps très long pour récupérer la chute de pression qui a résulté de la production (fig. 6a). Le résultat est que les courbes de production et de récupération ne sont pas identiques. Sur le log-log, fig 6b, la ligne en pointillée correspond à la courbe de production (**pressure drawdown**). La réponse en récupération, ligne pleine (**pressure buildup**), dévie de la courbe de production. Elle s'aplatit en direction de la valeur de différence de pression qui était celle au moment où on a arrêté la pompe, à t_p .

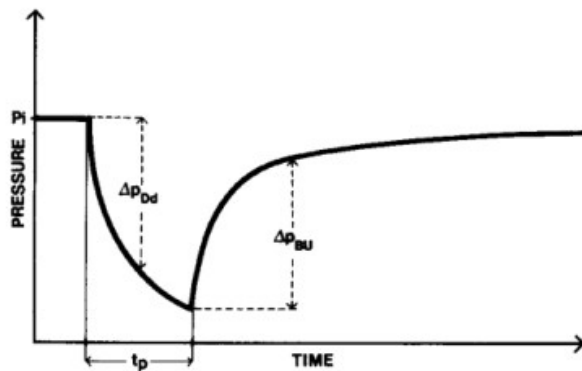


Fig. 6a. Historique des pressions d'un simple test de production-récupération. Diagramme cartésien (=non logarithmique) pression vs temps (Bourdet et al. 1989 fig. 4)

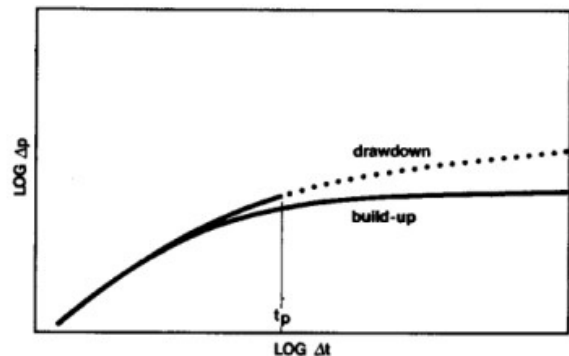


Fig. 6b. Courbes-types de production (**drawdown**) en haut, et de récupération (**build-up**), en bas, dans le diagramme log-log; au bout d'un temps t_p , la différence de pression est inférieure pour la récupération (Bourdet et al. 1989 fig. 4)

Grâce au graphique log-log *diagnostique*, Fig. 5, l'opérateur peut juger si la phase a été observée sur un temps suffisant ou non pour avoir les données nécessaires à l'interprétation.

Le diagramme de diagnostic log-log peut être utilisé quantitativement par concordance avec courbes types (voir III-4-2).

III-3-2. Graphique de détermination pour une production : le graphique semi-log/Miller-Dyes-Hutchinson (MDH)/Cooper-Jacob

Seule l'abscisse, le temps, est sous forme logarithmique, en ordonnées on trouve la pression telle quelle, d'où le nom de semi-log (fig. 7).

C'est le modèle employé pour analyser l'évolution de la pression lors d'une production à débit constant, q , "**Pressure drawdown testing**" (idem pour l'injection, avec le signe opposé) :

a) Il s'applique donc à un pompage.

b) Mais il peut sous condition s'appliquer également aux slug tests : tubage du forage partiellement vidé (ou l'inverse) puis on ouvre la vanne d'obturation, la pression est inférieure à celle de formation qui se met donc à produire (elle est "artésienne" par rapport au niveau dans le tubage). La différence avec le pompage est que le fluide produit s'accumulant dans le tubage fait monter une contre-pression qui va s'opposer à la production, le débit devrait diminuer. Il se trouve que dans la pratique pétrolière du "**drillstem test**" caractéristique de la phase exploratoire, où l'on fait un/des slug tests, assez souvent ce n'est pas le cas. Sur le diagramme cartésien

Pression vs temps, la pression évolue linéairement ou presque. Cela signifie que le débit est constant ou presque. La raison supposée est un "écoulement critique", écoulement à vitesse subsonique à cause des facteurs d'appareillage, perforations fines de la crépine par exemple, souvent des ouvertures de 4,7 mm, avec la nature du fluide (huile et gaz) (Ramey et al. 1975 p. 44; Earlougher 1977 p. 93), mais cela a été observé en hydrogéologie (eau seule) vers - 500 m aussi (Marinelli et Rowe, 1985, fig. 4). Une raison est aussi que ces slug de drillstem tests sont volontairement interrompus assez précocement (la contre pression a peu ou a moins le temps de s'établir) les pétroliers, ou d'autres, étant plus intéressés par la séquence suivante "de récupération" (ou le facteur de pellicule aura aussi moins tendance à évoluer le fluide ne circulant plus). Pour ces slugs dans lesquels on observe une évolution linéaire de la pression, on peut donc utiliser les graphiques semi-log. Le débit s'obtient par un petit exercice de calcul, fonction du changement de pression, du volume, et de la densité du fluide. La méthode de la droite semi-logarithmique s'applique directement si la variation de débit est de moins de 5-10%, et au-delà on peut encore l'appliquer via la méthode du débit variable (Earlougher 1977, sect. 8.3 p. 93). Par contre, si dans un slug test la courbe pression vs temps a la forme concave de la fig. 12, c'est la solution de Cooper et al. 67 ou de Ramey et al. 75 (ou celle de conversion des données en équivalent débit constant, Peres et al. 89) qui s'applique. Donc "Dans ce type de test [on parle toujours du slug], les données détaillées de l'agencement du puits doivent être connues, afin que l'effet et la durée de la capacité de puits puissent être estimés." (Earlougher 1977, p. 22).

▪ Les conditions aux limites imposées avec l'équation de diffusion pour obtenir la solution de débit constant sont que la dérivée de pression est constante sur la paroi du forage, avec la pression constante partout au temps zéro (= idéalement on doit partir de la pression initiale de formation non dérangée) et qui reste constante à l'infini quel que soit le temps. En regroupant ce qui est facteur du temps (qui va être la pente) et tout ce qui ne l'est pas (qui va être l'interception), la solution théorique bien connue (Earlougher 1977 éq. 3.4), non reproduite ici, peut être réduite sous la forme simple (Earlougher 1977 p. 22 et 185) :

$$p = m \log t + p_{1h} \quad (\text{éq. 21})$$

où p est la pression dans l'intervalle de test. Sur un diagramme semi-log pression vs logarithme du temps, ce sera donc une droite ($y = ax + b$) définie : **i)** d'une part par l'interception, p_{1hr} , pression au bout d'une heure (quand $\log t = 0$, c'est à dire quand $t = 1$, soit p au temps de 1hr, alors on peut dire que tous les termes qui ne comportent pas la variable t , non détaillés ici mais qui ont été regroupés dans le terme : p_{1hr} , définissent la valeur d'interception); **ii)** d'autre part, par la pente m par cycle logarithmique (dans l'écriture de Earlougher 1977 p. 22) :

$$m = -\frac{2,3}{4\pi} \frac{q\mu}{t_{int}} \quad t_{int} = -\frac{2,3}{4\pi} \frac{q\mu}{m} \quad (\text{éq.22})$$

où q est de débit de pompage à débit constant (m^3/s), μ la viscosité du fluide (Pa·s) et t_{int} est la transmissivité intrinsèque. La transmissivité et perméabilité intrinsèques (éq. 5) sont ainsi obtenues.

On précise, puisqu'on n'a pas reproduit ici l'équation de base, que le facteur de pellicule, s_{pel} , s'il y a, est présent dans le groupement " p_{1hr} ".

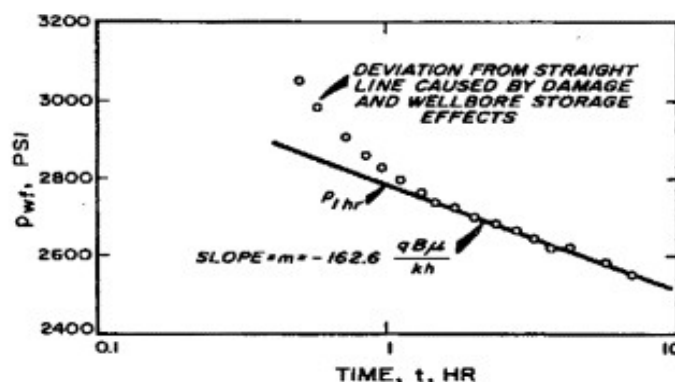


Fig. 7. Graphique "semi-log"/MDH/Cooper-Jacob

Earlougher 1977, p. 23; en unités de terrain des pétroliers, 1 Psi = $6,895 \cdot 10^{-3}$ MPa ; le facteur dans m est différent dans ces unités ; B est un facteur de correction différent de 1 seulement lorsque le fluide contient du gaz

Cette solution mise sous cette forme simple (éq. 21 et 22), a pu être obtenue grâce à une approximation

(approximation logarithmique d'une fonction exponentielle intégrale) qui n'est pas valable lorsque la variable temps est petite. En pratique, cela signifie très directement qu'elle ne peut pas être appliquée sur le début de la réponse de la séquence de pompage/écoulement. *"Un graphique log-log des données du pompage doit être établi pour la sélection de la droite semilog correcte."* (Earlougher 1977 p. 30). *"L'établissement de l'écoulement radial, et ainsi le début de la ligne droite semi-logarithmique, est identifié à partir du graphique de diagnostic log-log comme le temps auquel la dérivée de pression se stabilise."* (Géoservices p. 152).

III-3-3. Graphique de détermination pour phase de récupération : le graphique semi-log de Horner

Seule l'abscisse, fonction du temps, est sous forme logarithmique; en ordonnées on trouve les vraies valeurs de pression d'où le nom de semi-log (fig. 8).

La méthode s'adresse à une phase de récupération de pression, "[Pressure buildup testing](#)", à la suite d'un pompage à débit constant, q (ou injection, de signe opposé). Le temps zéro est donc le moment où l'on stoppe la production/pompe. Mais la méthode peut aussi être valable à la suite des slugs de retrait qui, comme on vient de le voir ci-dessus, sont aussi des séquences dans laquelle la formation produit de l'eau.

La condition est celle définie dans le paragraphe du semi-log/MDH/Cooper-Jacob d'une relative constance du débit (avec éventuellement méthode du débit variable). Le temps zéro est alors le moment où l'on ferme la valve d'obturation. En général pour une récupération de slug à débit sub-constant, on utilise le débit moyen sur la période d'écoulement utilisé. Cela est raisonnable si l'augmentation de pression en retour de l'accumulation du fluide est modérée par comparaison au slug total imposé, mais cela peut conduire à une erreur significative pour les formations très perméables.

Les analyses de tests hydrauliques dans les forages sont généralement réalisées sur les données de récupération parce que les données de production sont souvent affectées par des fluctuations de débit et des phénomènes dynamiques d'écoulement dans l'appareillage. Ces problèmes n'existent pas en récupération puisque la formation ne produit pas.

Le modèle théorique de cette période de récupération est obtenu par superposition de deux solutions : celle pour le pompage constant q appliquée à partir du début du pompage; celle pour une injection avec un débit égal à celui du pompage, $-q$, appliquée au temps zéro. Les deux solutions sont identiques au signe du débit près, mais décalées, et on arrive au résultat voulu qui est un débit nul à partir de, et après le temps zéro. On obtient (à partir de Marinelli et Rowe 1985, éq. 11) :

$$p_i - p = \frac{q \mu}{4 \pi T_{\text{int}}} \ln \left(\frac{t}{\Delta t} \right)$$

t étant le temps dans la première solution qui commence au début du pompage (mais qui ne s'arrête pas avec le pompage physique de durée t_p), et Δt étant le temps dans la solution inverse que l'on a surimposée à partir du temps zéro. L'équation peut donc être ré-écrite, équation de Horner (Earlougher 1977, p. 46 et 185) :

$$p_i - p = \frac{q \mu}{4 \pi t_{\text{int}}} \ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)$$

ou :

$$p = p_i - \frac{q \mu}{4 \pi t_{\text{int}}} \ln \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (\text{éq. 23})$$

où :

p_i : pression de formation initiale avant la période de pompage (qui doit être celle que l'on va retrouver une fois la récupération accomplie);

p : pression dite de récupération (souvent appelée "[Shut-in pressure](#)");

t_p : durée de la période de pompage physique de laquelle on récupère (ou plus généralement "d'écoulement" car c'est applicable à certains slugs et le même raisonnement est valable pour une injection, avec le signe opposé);

Δt : temps de récupération (souvent appelé "[Shut-in time](#)").

Puisque cela repose sur la solution mathématique de base du graphique semi-log avec l'approximation logarithmique, ici de même le résultat ne sera valable qu'à partir d'une certaine valeur de la variable temps (non valable aux temps courts = début de séquence de test). En pratique, cela signifie que l'équation de Horner n'est valable qu'après la dissipation des effets capacitifs et autres du puits. Lorsqu'une telle séquence est faite avec un train de test à deux obturateurs, et puisqu'elle est par définition réalisée la valve d'obturation fermée, valve qui est proche de la formation, alors la capacité de puits est souvent réduite (dépend de la

hauteur de l'intervalle testé).

La quantité dans le logarithme de éq. 23 est appelée "**temps de Horner**" :

$$t_H = \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad \text{avec réciproquement} \quad \Delta t = \frac{t_p}{t_H - 1} \quad (\text{éq. 24})$$

qui est sans unité. Ce temps de Horner est l'abscisse du graphique, la pression de récupération en ordonnée (fig. 8).

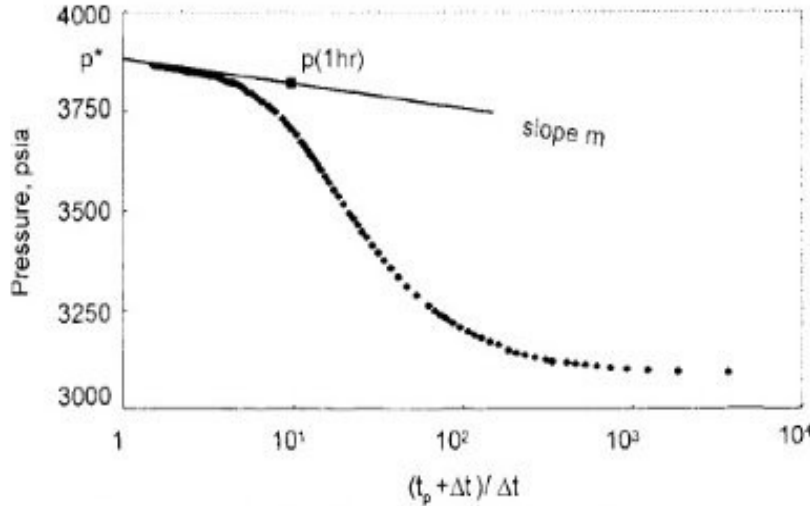


Fig. 8. Diagramme semi-log de Horner

(ici la pression est en psi : 1psi = 6,895 10⁻³ Mpa). On trouvera le diagramme log-log pour ces mêmes données en fig. 26 et 30 (Bourdet et al 1989 fig. 3)

On retrouve une ligne droite passant par le point $\{(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1; (p_i - p) = 0\}$ ou $\{(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1; p = p_i\}$ dont la relation de la pente m avec le débit constant de pompage et la transmissivité intrinsèque, T_{int} , est la même que pour la phase d'étude du pompage (i.e. semi-log/MDH/Cooper-Jacob) au signe près :

$$m = \frac{2,3}{4 \pi} \frac{q \mu}{t_{int}} \quad t_{int} = \frac{2,3}{4 \pi} \frac{q \mu}{m} \quad (\text{éq. 25})$$

en unités d'hydrogéologues :

$$T = \frac{2,3}{4 \pi} \frac{q \rho g}{m}$$

Cette pente m (Pa/1) est ici déterminée par la différence de pression (en Pa) sur une unité logarithmique (= "cycle" ou "décade") du temps de Horner.

Cela va permettre d'estimer la transmissivité intrinsèque, T_{int} , (et donc la perméabilité intrinsèque, k , en divisant par la hauteur, e , testée). On peut exprimer le résultat en perméabilité ("des hydrogéologues", conductivité hydraulique), K (m/s) avec l'éq. 3.

Ce diagramme de Horner permet donc d'estimer la pression initiale de formation, P_i au point $\{(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1; (p_i - p) = 0\}$, c'est-à-dire l'extrapolation des données à un temps de récupération infini.

En effet, le temps de Horner décroît lorsque Δt croît puisque ce dernier est aussi au dénominateur et que t_p est une constante. A la limite il tend donc vers l'unité et cela est situé sur la gauche du graphique [$10^0 = 1$], le temps sur ce graphique s'écoulant de la droite vers la gauche (fig. 8).

Pour la détermination de ces paramètres de formation, la phase analysée doit avoir été observée pendant un temps suffisant de telle façon que l'on puisse extrapoler la ligne droite dessinée par les dernières données enregistrées. Le temps suffisant doit être déterminé par le diagramme log-log (Ramey 1992 et tous les auteurs) comme étant la période correspondant à une dérivée de pression stable qui respecte également la règle des 1,5 cycles logarithmique après la fin de la ligne droite de l'effet de capacité du puits, afin de s'assurer qu'on a atteint en théorie un régime d'écoulement radial infini (voir plus haut diagramme log-log, fig. 5, aussi fig. 25 et 26).

Le diagramme de Horner, en dépit de sa simplicité, reste une méthode de référence dès lors qu'il est utilisé dans son cadre de validité. Son usage complémentaire aux techniques de concordance avec "courbes-types"

apparues depuis est même désirable et même nécessaire (cf. exemple donné dans Gringarten et al. 1979). Un autre avantage éventuel est que, ne travaillant que sur une portion bien sélectionnée des données, il est indifférent aux anomalies qui peuvent exister ailleurs dans les données récoltées (l'analyse logicielle par concordance avec courbes-type par régression non-linéaire automatique se fait elle sur l'ensemble des données; en prenant en compte une partie bizarre de la courbe, la régression va forcer à une mauvaise concordance de la partie normale des données/modèle).

▪ **Phase PSR/SPR (Static Pressure Recovery)** : Parce que au tout début d'un test c'est la première fermeture de la valve d'obturation, elle succède à une période où du fluide a été injecté dans la formation (ou l'inverse) parce que la pression de la boue pendant le forage (+ mise en place obturateurs, etc.) était supérieure à celle dans la formation. C'est donc une phase de récupération qui est à priori interprétable par la méthode de Horner (et de Gringarten et al. 79. avec approximation, etc.).

"En théorie, l'analyse de la phase RPS doit être traitée comme une phase de récupération après une phase de pompage à débit variable. Cependant, les conditions de pression et de débit précédant cette phase sont extrêmement difficile à estimer avec une certitude raisonnable. Notre approche a donc consisté à traiter la phase RPS comme une phase de récupération suivant une longue période d'écoulement à débit constant. Dans de telles conditions, il peut être démontré que la dérivée en fonction du temps de Horner est égale à celle en fonction du temps de récupération ($[t_p + \Delta t]/\Delta t = \Delta t$). De cette manière, il n'est pas nécessaire de connaître la durée de l'écoulement pour construire le graphique de diagnostic log-log. Celui-ci est dressé comme dP en fonction de dt ." (Géoservices 1995, p. 154).

III-3-4. Pellicule

On a défini le facteur de pellicule au début de ce texte avec la loi de Darcy (eq. 8 et 9). s_{pel} est un simple facteur de proportionnalité permanent entre débit et pression pour simuler un changement de perméabilité autour du puits de forage. C'est une modification brutale par l'addition d'un Δp_{pel} comme si cela se produisait sur la paroi, et sur-ajoutée à la solution de l'équation différentielle d'une formation présente jusqu'à "la paroi de forage". Cette approche mathématique traite donc de la pellicule comme étant d'épaisseur infinitésimale. Le facteur de pellicule figure dans l'équation de la pression du modèle de production (semi-log/MDH/Cooper-Jacob) puisqu'il affecte la pression pendant cette phase d'écoulement. On a mentionné plus haut qu'il se trouve dans le terme " p_{1hr} " de l'eq. 21 (celui qui regroupe tous les termes non dépendants du temps) dont la composition n'est pas détaillée ici.

Il n'apparaît pas dans l'équation pour la récupération (Horner) à cause de la superposition des deux solutions inverses opérée pour l'obtenir (parce que physiquement il n'y a pas d'écoulement). L'équation/droite de Horner n'est pas affectée par le facteur de pellicule. Les données, elles, sont bien affectées par la pellicule si celle-ci existe : comme le facteur de pellicule (la baisse de pression additionnelle) est présent avant la récupération, il peut toujours être estimé des données de récupération (la pression "trop" basse due à la pellicule va être récupérée très vite au début de récupération) (Earlougher 1977, p. 46).

Le facteur de pellicule se calcule à partir de l'équation de la baisse de pression pour un(e) pompage/production constant(e) avec démarrage à la pression de formation, au temps de 1 heure après le début de la séquence (le calcul pourrait être effectué à partir d'une valeur autre que 1h mais l'idée est que la perte de pression additionnelle due à la pellicule s'établit tout de suite en début de séquence puisque c'est le premier anneau rencontré). Pour une séquence de récupération c'est une heure après la fin du pompage/production, la pression de départ étant celle en fin de pompage/production. La valeur de P_{1hr} doit donc être lue, non pas sur les données mais doit être extrapolée sur la droite de pente m au temps 1 heure, "cette procédure est nécessaire pour éviter de calculer une pellicule incorrecte en utilisant une pression qui est influencée par la capacité de puits.". Puisque le groupement " p_{1h} " inclue le facteur de pellicule, on réarrange l'équation de base pour donner le facteur de pellicule en fonction de P_{1hr} (Earlougher 1977, p. 23, p. 46, p. 185) ce qui fait :

$$s_{pel} = 1,15129 \left[\frac{p_{1hr} - p(\Delta t=0)}{m} - \log \left(\frac{k}{n \mu c_t r^2} \right) - 0,351378 \right] \quad (\text{eq. 26})$$

ou P_{1hr} (en Pa) est la pression au bout d'une heure, $P(\Delta t=0)$ est la pression du début de la séquence (pression de formation pour une *production*; pression en fin de pompage/production pour une *récupération*), m est la pente de la droite des diagrammes semi-log (en Pa/1), k la perméabilité intrinsèque (en m^2), n la porosité de formation (sans unité), μ la viscosité du fluide (en Pa·s), c_t la compressibilité totale de la formation (en Pa^{-1}) et r le rayon du forage (en m).

Eq. 26 est valable si la phase de pompage, t_p , est bien supérieure à une heure. S'il n'est que de l'ordre de une heure (fréquent dans les drillstem tests pétroliers), il faut utiliser (Earlougher 1977, p. 47, p. 93) :

$$s_{pel} = 1,15129 \left[\frac{p_{1hr} - p(\Delta t=0)}{m} + \log \left(\frac{t_p + 1}{t_p} \right) - \log \left(\frac{k}{n \mu c_t r^2} \right) - 0,351378 \right] \quad (\text{éq. 26-bis})$$

On peut exprimer cette équation 26 de s_{pel} très différemment en : i) développant m (fonction du débit, transmissivité, viscosité (éq. 25); ii) substituant la perméabilité des hydrogéologues à la perméabilité intrinsèque (éq. 3); iii) substituant l'emménagement à la compressibilité totale du système (éq. 16 ou 18) et, iv) en regroupant les valeurs numériques (rentrant la dernière dans le logarithme). Elle devient (par ex. Géoservices 1995, p. 155) :

$$s_{pel} = \frac{2 \pi T}{q \rho g} (p_{1h} - p_{(\Delta t=0)}) - \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2,25 T}{S r_{for}^2} \right) \quad (\text{éq. 27})$$

où q est le débit constant (m^3/s), T la transmissivité (non pas intrinsèque) en m^2/s , ρ la densité du fluide (en kg/m^3), g l'accélération de la pesanteur ($\sim 9,807 m/s^2$), S le coefficient d'emménagement (m/m). On peut substituer (K_e) à T et (S_e) à S .

Le calcul du facteur de pellicule demande que perméabilité/transmissivité et coefficient d'emménagement aient été estimés auparavant.

III-3.5. Superposition pour les conditions de pompage à débit variable

▪ **En production (pressure drawdown)**. Pour des raisons opérationnelles survenant lors d'une phase à débit constant, il est possible que cette dernière soit transformée en un pompage à débit variable. On peut découper la durée du test en périodes pendant lesquelles le débit d'écoulement peut être traité comme approximativement constant. En utilisant le principe de superposition la réponse du système peut être décrite par l'équation suivante (Earlougher 1977, p. 31) :

$$\frac{p_i - p}{q_N} = m' \sum_{j=1}^N \left[\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \log(t - t_{j-1}) \right] + b = m' R(t) + b \quad (\text{éq. 28})$$

où :

p : la pression au temps t (p_i "pression de formation")

j le numéro des intervalles de découpage de 1 à N ,

q_j : débit constant pendant l'intervalle de temps $[t_j, t_{j+1}]$;

$m' = \frac{2,3}{4 \pi} \frac{\mu}{t_{int}}$ duquel on va pouvoir calculer la transmissivité intrinsèque ($= k_e$).

Ainsi, un graphique cartésien $(p_i - p)/q_N$ vs $R(t)$ doit montrer une ligne droite de pente m' ce qui permet de calculer la transmissivité intrinsèque.

Par ailleurs l'intersection (lorsque $R(t)$ est nul), b , contient les paramètres de formation et de puits :

$$b = m' \left[\log \left(\frac{k}{n \mu c_t r^2} \right) + 0,351378 + 0,86859 s_{pel} \right]$$

Une fois qu'on a mesuré la pente et l'intersection, on obtient le facteur de pellicule (à partir de b ci-dessus) :

$$s_{pel} = 1,1513 \left[\frac{b}{m'} - \log \left(\frac{k}{n \mu c_t r^2} \right) - 0,351378 \right]$$

Le meilleur moyen de se familiariser avec la conduite du calcul avec ces intervalles est de regarder un exemple concret comme dans Earlougher (1977 p. 32-3).

L'équation 28 peut être donnée légèrement différemment en termes des hydrogéologues (Géoservices 1995, p. 152) :

$$\frac{dp}{q_N} = \frac{0,183 \rho g}{T} \sum_{j=1}^N \left[\frac{q_j - q_{j-1}}{q_N} \log(t - t_{j-1}) \right] + b' = \frac{0,183 \rho g}{T} R(t) + b'$$

▪ **Graphique log-log** : "De même, dans le cas de débit variable, la dérivée représentée sur le graphique de diagnostic log-log doit être calculée relativement à $R(t)$." (Géoservices 1995, p. 152).

▪ **En récupération (pressure buildup)** : L'équation et diagramme classique de Horner n'est de même valable que si le taux de pompage avant l'arrêt était constant ou ne variait pas trop. Pour l'utiliser en débit non

constant, il est aussi nécessaire d'utiliser le principe de superposition et la réponse en pression de récupération suivant un historique à débit variable peut s'écrire de la façon suivante (Earlougher 1977, p. 55) :

$$p = p_i - m \sum_{j=1}^N \frac{q_j}{q_N} \log \left(\frac{t_N - t_{j-1} + \Delta t}{t_N - t_j + \Delta t} \right) \quad (\text{éq. 29})$$

où m est éq. 25 dans laquelle q est le dernier débit q_N .

Ou en terme des hydrogéologues (Géoservices 1995, p. 159) :

$$\frac{dp}{q_N} = - \frac{0,183 \rho g}{T} \sum_{j=1}^N \frac{q_j}{q_N} \log \left(\frac{t_N - t_{j-1} + \Delta t}{t_N - t_j + \Delta t} \right)$$

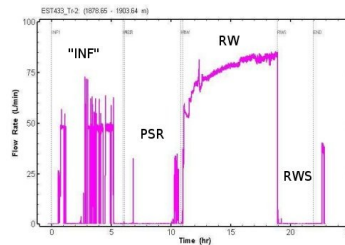
où T est la transmissivité (des hydrogéologues)

Ainsi, un graphique cartésien de la pression vs temps de superposition = le terme Somme (Σ) à droite de éq. 29, sans unités, dessine une ligne droite de pente m (Pa/unité de Σ), et d'interception p_i (quand $\Sigma = 0$ quand Δt est grand).

La transmissivité est alors estimée à partir de éq. 25, le facteur de pellicule de éq. 26 si $t_N - t_{N-1} \gg 1h$ ou de éq. 26-bis en remplaçant t_p par $(t_N - t_{N-1})$ (Earlougher 1977, p. 55).

▪ **Exemple.** Test n°2 de ISS (2009) avec un débit qui a augmenté régulièrement de 60 à 84 l/mn, une variation de 30-40% (ISS fig. 3.2.2b p. 60). On a découpé le déroulement en 3 domaines auxquels on a affecté un débit moyen :

j	t heures	q moyen m ³ /h (m ³ /s)
0	0	0
1	1,75	3,96 (1,1 10 ⁻³)
2	5	4,59 (1,275 10 ⁻³)
$N = 3$	8	4,95 (1,375 10 ⁻³)



La phase de pompage est celle nommée RW. Elle se déroule entre "11h" et "19h". L'axe des Y est le débit en l/mn. (ISS fig. 3.2.2b, p. 60)

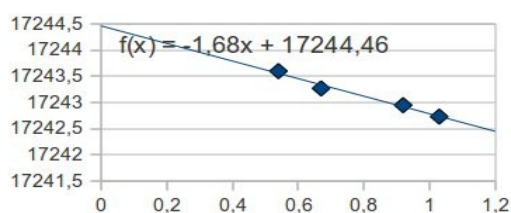
Pour ces données, on écrit le terme somme :

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^N \frac{q_j}{q_N} \log \left(\frac{t_N - t_{j-1} + \Delta t}{t_N - t_j + \Delta t} \right) \\ j=1 &= \frac{3,96}{4,95} \log \left(\frac{8-0+\Delta t}{8-1,75+\Delta t} \right) = 0,8 \log \left(\frac{8+\Delta t}{6,25+\Delta t} \right) \\ j=2 &= \frac{4,59}{4,95} \log \left(\frac{8-1,75+\Delta t}{8-5+\Delta t} \right) = 0,93 \log \left(\frac{6,25+\Delta t}{3+\Delta t} \right) \\ j=N &= \frac{4,95}{4,95} \log \left(\frac{8-5+\Delta t}{8-8+\Delta t} \right) = \log \left(\frac{3+\Delta t}{\Delta t} \right) \end{aligned}$$

Calculs pour différentes valeurs de Δt :

Δt (heure)	$0,8 \log \left(\frac{8+\Delta t}{6,25+\Delta t} \right)$	$0,93 \log \left(\frac{6,25+\Delta t}{3+\Delta t} \right)$	$\log \left(\frac{3+\Delta t}{\Delta t} \right)$	Σ	p kPa
0,75	0,07753	0,25209	0,69897	1,03	17242,73
1	0,07512	0,24020	0,60206	0,92	17242,95
2	0,06684	0,20226	0,39794	0,67	17243,27
3	0,06020	0,17483	0,30103	0,54	17243,60

Comme ISS (2009) ne donne pas de tableau de données, on n'a pu qu'estimer les valeurs de p pour ces différents Δt que très approximativement de leur diagramme de Horner (ISS fig. 3.2.16, p. 82; on retrouve le temps sachant que la valeur de t_p qui a été utilisée pour le temps de Horner est 6,796 h). On n'utilise pas les premières données parce que la solution est basée sur l'approximation logarithmique (non valable pour les valeurs faibles de Δt)



La régression linéaire du traceur donne une pente de $\sim 1,7$ kPa/unité Σ et $p_i \sim 17244,5$.

De éq. 25 avec les valeurs numériques pour la couche en question (test n°2, diagramme de Horner; $\mu = 0,6 \cdot 10^{-3}$ Pa·s) on calcule $t_{int} \approx 8,9 \cdot 10^{-11}$ m²·m et donc ($e = 25$ m) $k \approx 3,6 \cdot 10^{-12}$ m² ou ($\div 0,987 \cdot 10^{-12}$) $\sim 3,6$ darcies.

Et la perméabilité des hydrogéologues de éq. 3 (avec $\rho = 1100,5$ kg/m³) est $\approx 6,4 \cdot 10^{-5}$ m/s.

- Le facteur de pellicule est estimé de éq. 26-bis avec les valeurs de paramètres issues par ailleurs (test n°2, diagramme de Horner; $n = 0,22$; $c_t = 6,38 \cdot 10^{-10}$ Pa⁻¹; $r = 0,076$ m; $p(\Delta t = 0) = 16\,946,3$ kPa), enfin en remplaçant t_p par $(t_N - t_{N-1} = 3h)$. Le calcul donne $s_{pel} \approx 198,5$. Si l'on prend $p(\Delta t = 0)$ à $16\,912,5$ kPa plus représentatif des deux dernières heures (avec un tel test, la valeur ne peut qu'être arbitraire; ISS fig. 3.2.9 p. 69) le calcul donne $s_{pel} \sim 222$ (un telle valeur indique une obstruction absolument massive lors de ce test n°2 de ISS 2009; la raison en sera connue, [là](#), avec de plus de fort doutes sur la salinité de formation donc la densité de fluide).

- Il existe une autre technique en récupération, simplifiée, qui est utile lorsqu'il y a une grande variation de débit et que le temps de pompage/production est inférieur au temps de récupération, dans les slugs (Earlougher 1977, p. 94) :

$$t_p^* = 2 \left[t_p - \frac{\sum_{j=1}^N q_j (t_j^2 - t_{j-1}^2)}{2 \sum_{j=1}^N q_j (t_j - t_{j-1})} \right] \quad q^* = \frac{1}{t_p^*} \sum_{j=1}^N q_j (t_j - t_{j-1}) \quad (\text{éq. 30})$$

le diagramme/équation de Horner est alors utilisé avec ces valeurs modifiées, t_p^* et q^* .

III-4. Méthode de concordance avec courbes-types

Avant l'utilisation des dérivées à la fin des années 1970s, ce n'était pas la méthode prioritaire : *"Pour les tests en forage unique, la méthode de concordance avec courbes-type devrait être utilisée seulement lorsque les techniques d'analyses conventionnelles, telles que celles illustrées dans la section 3.2 [la ligne droite semi-logarithmique] ne peuvent pas être utilisées. Dans de tels cas, l'analyse de courbes-types peut fournir des résultats approximatifs bien que les techniques d'analyse normale échoueraient."* (Earlougher 1977, p. 24; chapitre sur les tests de production). *"On ne peut pas dire trop que la concordance avec courbes-type ne devrait pas être utilisée pour les analyses de tests si les techniques d'analyses semi-log peuvent être utilisées. La concordance avec courbes-type ne donne généralement que des résultats approximatifs (dans un facteur de 2 ou 3)."* (Earlougher 1977, p. 47, chapitre sur les tests de récupération). *"Les courbes-types ont généralement des formes similaires, aussi la phase de concordance peut être difficile."* (Earlougher 1977, p. 24).

Cela a beaucoup changé d'une part depuis que la courbe des dérivées de pression est utilisée en plus de celle des pressions (depuis la fin des années 1980s). Les dérivées de pression ont une bien plus grande capacité à diagnostiquer et à vérifier que le changement de pression lui-même. D'autre part les méthodes numériques sur PC offrent une bien plus grande puissance d'analyse.

La plupart des courbes-types sont sur des diagrammes log-log en rapport à la pression et au temps, mais à échelles sans dimension. *"Les paramètres sans dimension sont définis comme les paramètres réels multipliés par un coefficient qui inclut des caractéristiques de réservoir, si bien que lorsque le modèle approprié est utilisé, les courbes de pression vs temps réelle et théorique sont de forme identique mais décalées d'une translation l'une par rapport à l'autre lorsqu'elles sont dessinées sur des graphiques log-log identiques, avec les facteurs de translation et pour l'axe des pressions et pour celui du temps qui sont proportionnel à des paramètres de réservoir."* (Gringarten et al. 1979, p. 2). Voir plus loin un cas concret avec les équations 68 et 69 et leur commentaire.

Il a été publié des courbes-type pour les tests de production, de récupération et d'autres situations plus compliquées comme des interférences entre forages, des tests à pression constante, la présence de fractures..., la capacité de puits et le facteur de pellicules sont souvent inclus. Chacune a son domaine d'application particulier.

A la fin des années 1970s cette méthode était utilisée pour un test de récupération si la capacité de puits était significative ce que traite mal la technique de la ligne droite semi-logarithmique (à noter que la capacité est moindre lorsque la valve d'obturation, fermée, est proche de la formation) mais elle est plus utile pour les phases de production (Earlougher 1977, p. 94, qui cite des courbes-types appropriées).

Au milieu des années 1980s, des logiciels pour PC étaient déjà écrits qui pouvaient produire ces courbes. Une analyse automatique de test par logiciel comporte deux étapes : une dans laquelle la pression est

calculée avec un modèle approprié; une autre qui compare les valeurs théoriques calculées avec celles mesurées. Les paramètres de la première étape sont changés jusqu'à la meilleure correspondance. Le programme peut utiliser une technique d'analyse par régression (ou une autre technique) pour optimiser la concordance (Earlougher 1977, p. 160). Le critère est la somme du carré des différences qu'on cherche la plus petite possible :

$$\sum_1^n [p_{\text{mesuré}}(t_i) - p_{\text{modèle}}(t_i, k, s, c \dots)]^2 \quad (\text{éq. 31})$$

La régression linéaire est totalement différente des techniques graphiques manuelles. Elle minimise la déviation du modèle par rapport aux données par une quantité équivalente sur tous les intervalles de temps simultanément. L'avantage est qu'elle peut s'appliquer à n'importe quelle courbe et libère du seul choix des courbes publiées de la concordance manuelle. Il peut arriver que la concordance manuelle sur une courbe soit très bonne sauf sur un intervalle de temps spécifique mais cela pour des raisons identifiées, intervalle qu'il faut mieux ne pas prendre en compte (par ex. petite période initiale de débit constant due à de trop petites ouvertures dans la crépine au début d'un slug test interprété avec solution de Ramey et al. 75; Earlougher 1977 p. 101), dans ce cas la régression linéaire standard d'un logiciel écartera du bon résultat (si l'on écarte pas cette partie des données). Le jugement du technicien reste fondamental.

III-4-1. Solutions pour la production en slug et pulse tests

Un slug est un "choc" hydraulique en dépression ou surpression en mettant soudain la formation en contact avec une colonne d'eau plus haute ou moins haute que celle correspondant à sa pression hydrostatique, puis, en laissant l'équilibre s'établir. Il semble que le terme **slug** vient de ce que l'on insérerait, ou retirait, une barre suspendue dans un puits/forage pour en élever ou abaisser le niveau interne; suivant le principe d'Archimède, suivant le poids de la barre on connaissait le volume d'eau déplacée. Une telle méthode est toujours valable. Dans les forages profonds, le slug est produit par ouverture d'une vanne d'obturation après qu'on ait changé le niveau de fluide au dessus. La valve n'est pas refermée (une ouverture-fermeture rapide est un pulse; une fermeture après une certaine durée de slug est une récupération). Il s'agit d'une séquence de production (ou injection) de fluide.

Les 3 types de diagramme que l'on va voir, de Cooper et al 67, de Ramey et al. 75 et de Bredehoeft et Papadopoulos 80 reposent sur une même solution mathématique qui vient directement de la théorie de conduction de la chaleur. L'évolution de la pression dans un test répondant aux critères de la solution doit être similaire à la fig 12, l'écoulement doit être radial et les propriétés hydrauliques de la formation doivent être invariables pendant le test. Les effets de friction et d'inertie sont négligés ici comme avant. Egis Géotechnique (2008, p. 99) : *"Lorsqu'on fait un slug test, il ne faut appliquer qu'une différence de pression initiale modérée pour éviter les effets d'inertie, la possibilité d'un écoulement turbulent, ou des changements élevés dans la compressibilité du système."* Une autre "condition aux limites" pour cette solution utilisée dans ces 3 types de diagrammes est que la pression (ou charge hydraulique) doit être à l'équilibre au départ (égale partout jusqu'à l'infini, non changeante), en pratique il faut connaître la pression initiale non dérangée de formation. Si ce n'est pas le cas, il y a une correction à faire.

III-4-1-1. Diagramme original de Cooper et al. 67 pour le slug test.

C'est la première proposition de représentation graphique de la solution de l'équation de diffusion pour le Slug test. Les conditions aux limites sont que la charge hydraulique ou pression dans le puits au temps zéro est celle imposée par le slug au dessus de la pression de formation, $H_0 = (h_0 - h_i)$, que le débit sortant de l'intervalle de test est proportionnel au changement de pression dans l'intervalle (la colonne de liquide est assumée être en équilibre statique avec la pression dans le forage). La solution et la courbe sont reprises de la théorie de conduction de la chaleur : celle du cylindre conducteur parfait, d'une température initiale donnée, non renouvelée, et d'une certaine capacité, mis en contact dans un milieu infini à température zéro de conductivité bien moins grande (Carslaw and Jaeger 1988, p. 342, éq. 3 et 4 et fig. 45). La pression se substitue à la température, la transmissivité se substitue à la diffusivité thermique, l'emmagasinement reprend les termes chaleur spécifique et capacité calorifique. Le résultat, le changement de charge hydraulique avec le temps, $(h - h_i)$, est donné sous forme normalisée, appelé par les auteurs : $H/H_0 = (h - h_i)/(h_0 - h_i)$.

Comme dans un rapport on peut substituer les pressions aux charges hydraulique puisque seules des constantes les différencient ($p = \rho gh$) et qu'on peut inverser les signes en multipliant les deux par (-1), on peut écrire : $H/H_0 = (p_i - p)/(p_i - p_0) = p_N$, qui va être l'expression utilisée par Ramey et al 75, cf. éq. 35.

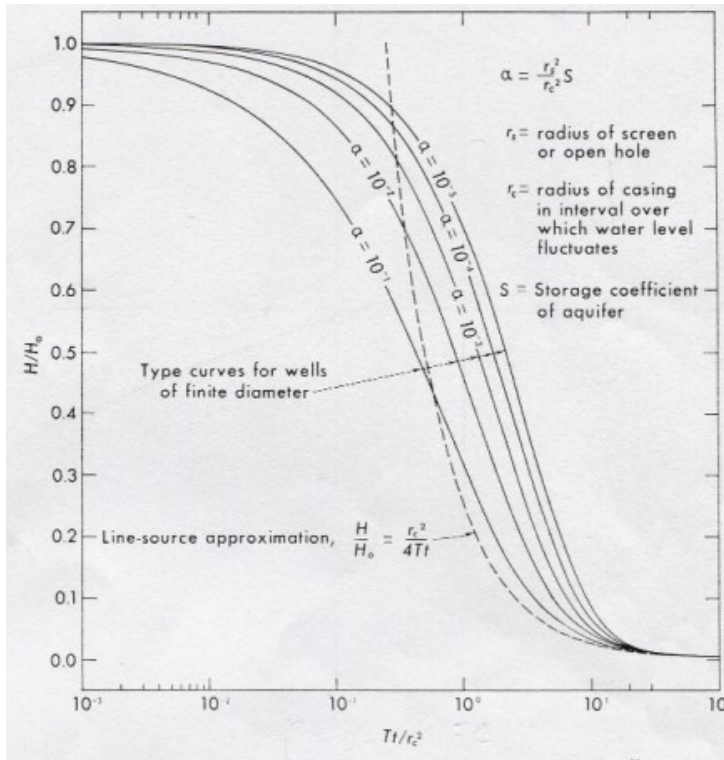


Fig. 9. Courbes-type de Cooper et al 67 (= leur éq. 9 mise en diagramme), H/H_0 avec, pour abscisse à échelle logarithmique : β , et pour différentes valeur de α (une par courbe)

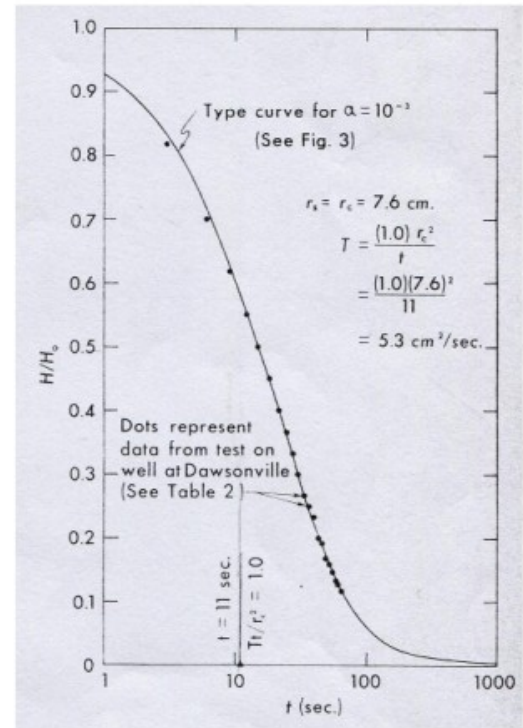


Fig. 10. Points de données d'un slug-test reportés sur diagramme de Cooper et al. 67, à la même échelle que celui des courbes-type, mais le temps (réel) en abscisse. La courbe de type de concordance sélectionnée est représentée sous les points de données.

Cette solution, équation 9 de Cooper et al. (1967 p. 265), qui est calculée par intégration numérique dessine un "S" inversé sur papier semi-logarithmique en fonction d'un temps sans dimension en abscisse :

$$\beta = Tt/r_{tub}^2 \quad T = \beta r_{tub}^2/t \quad (\text{éq. 32})$$

avec T transmissivité en m^2/s , t le temps en sec. et r_{tub} rayon du tubage du forage [qui avec la hauteur de charge définit le volume d'eau concerné]).

Les auteurs donnent une table de valeurs calculées : $H/H_0 (= p_N) = f(\alpha, \beta)$, α étant un paramètre d'emmagasinement sans dimension :

$$\alpha = r^2 S / r_{tub}^2 \quad S = \alpha r_{tub}^2 / r^2 \quad (\text{éq. 33})$$

avec S , emmagasinement et r , rayon du forage. Il y a une courbe solution théorique pour chaque valeur du paramètre d'emmagasinement donc une série de courbes (fig. 9).

▪ Suite à un test, les mesures de pressions normalisées par la valeur du slug initial sont reportées sur un diagramme semi-logarithmique à la même échelle mais l'abscisse étant la valeur réelle du temps (ici, fig. 10 : secondes : 1, 10, 100, 1000...). On superpose ces données avec une des courbes théoriques qui convient en glissant les graphes horizontalement l'un sur l'autre. A partir des données β et t de la concordance retenue on calcule la valeur de T (éq. 32) transmissivité. Dans l'illustration de Cooper et al 67 ci-dessus (fig. 10), on trouve que le temps $t = 11$ sec est en concordance avec la valeur 1 de β d'où ($r = 0,076$ m) on calcule $5,25 \cdot 10^{-4} m^2/s$. Dans cet exemple donné, $r_{tub} = r$ et donc $S = \alpha = 10^3$ m/m (éq. 33). Du aux formes des courbes, la détermination de l'emmagasinement est de beaucoup moins précise que celle de la transmissivité et on s'aidera pour vérifier l'ordre de grandeur de la valeur de S des conditions géologiques et autres (Cooper et al 1967).

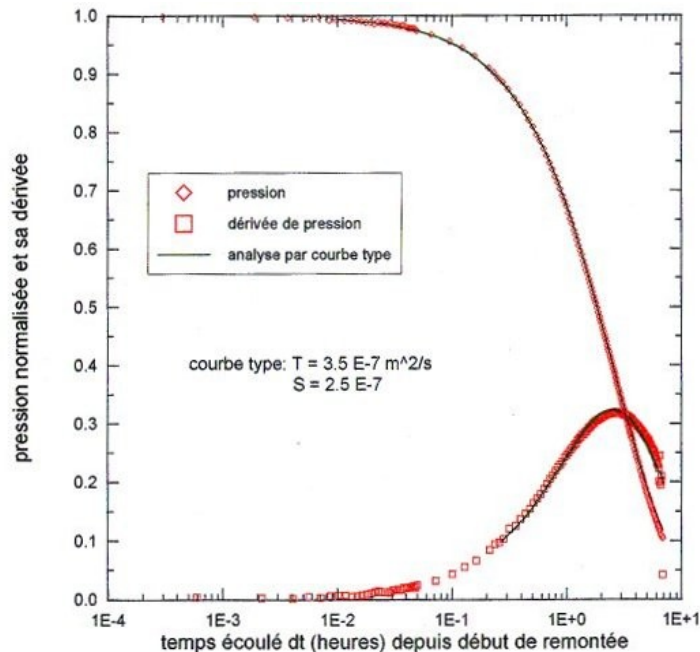


Fig. 11. Diagramme de Cooper et al. 67.

On peut aussi reporter sur ce diagramme les dérivées de pression (voir III-4-1-2-1, "Dérivées").
Exemple d'un slug-test de production au Dogger : résultat d'interprétation par courbe-types, $e = 25,16$ m;
 $K = 1,39 \cdot 10^{-8}$ m/s (forage MSE101, test n°11; Géoservices 1997, fig. 81).

Puisque la valeur utilisée est $H/H_0 = p_N = (p_i - p)/(p_i - p_0)$, "L'analyse rigoureuse de ce graphique veut que la pression soit normalisée à la pression initiale de formation." (Géoservices 1995, p. 22), or celle-ci n'est pas toujours connue.

La solution ne prend pas en compte de facteur de pellicule et à cause de cela, cette solution n'avait plus été recommandée (Earlougher 1977, p. 97). Pourtant ensuite Ramey et al. (1979, p. 44) puis Peres et al. (1989 tab. 2) montraient que la valeur calculée de perméabilité était valide, au moins dans l'exemple retenu. Mais ceux-ci utilisaient un modèle mathématique d'une pellicule d'épaisseur infinitésimale (définie sur le contact dans les "conditions aux limites"). Faust et Mercer (1984 fig. 1) ont montré que si une pellicule positive est d'épaisseur significative (l'exemple qu'ils traitent est celui d'un rayon de pellicule égal à celui du forage) l'utilisation du diagramme de Cooper et al. 67 aboutira à une estimation trop basse de la perméabilité. Le modèle mathématique de Cooper et al. 67 est donc à éviter si l'on suspecte la présence d'une pellicule d'épaisseur non infinitésimale alors qu'il fonctionne bien dans le cas contraire.

On verra plus loin que cette solution de Cooper et al. 67 et ce diagramme s'applique aussi aux pulses tests.

III-4-1-2. Diagrammes de Ramey et al. 75 pour le slug test : effet de pellicule

Cette solution/diagramme est basée sur la solution de Cooper et al 67, donc sur celle de la théorie de conductivité de la chaleur au cylindre conducteur parfait, d'une température initiale donnée, non renouvelée, et d'une certaine capacité, mis en contact dans un milieu infini à température zéro de conductivité bien moins grande. Cette solution de Jaeger (1956, p. 169) peut inclure un effet de pellicule (une résistance thermique) qui dans les "conditions aux limites" est définie sur le contact. En terme physique, il s'agit donc d'une pellicule d'épaisseur infinitésimale. Dans l'énonciation du problème hydraulique équivalent, la pression de formation ne dépasse pas celle nécessaire pour soulever le fluide jusqu'à la surface (au delà de quoi le régime change, ce n'est plus un slug test). A l'ouverture de la valve d'obturation, le débit est d'abord élevé, puis il diminue graduellement avec l'accumulation du fluide dans le tubage. Il n'est pas nécessaire de connaître le débit dans l'énoncé d'un tel problème. Par contre cette solution n'est pas applicable au débit constant, c'est à dire lorsqu'il y a écoulement à la surface et n'est donc applicable ni pour les pompages ou productions artésiennes ni lorsque en slug test on observe un débit constant en fond de puits (ce qu'indique une relation linéaire entre pression et temps en diagramme cartésien, lui même indiquant que le niveau liquide s'accroît à un taux

constant) comme cela a été longuement commenté dans III-3-2.

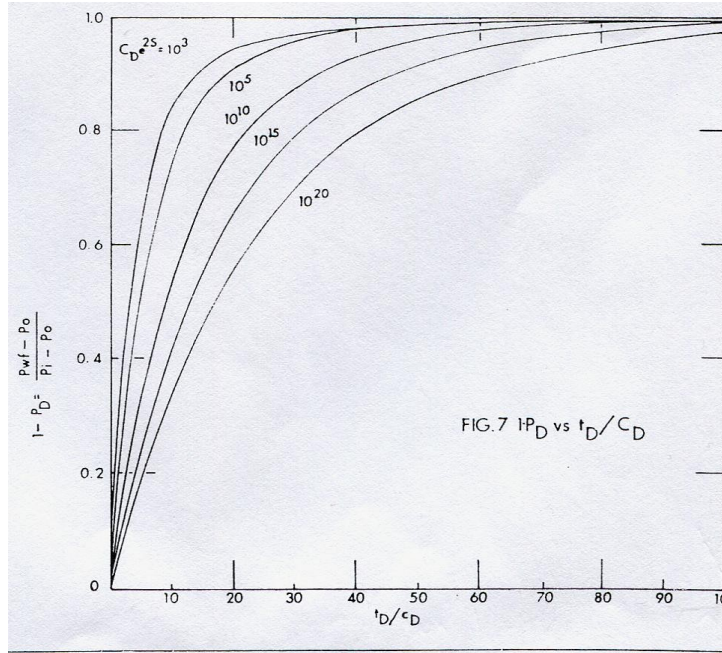


Fig. 12. Diagramme cartésien de la pression ($1-p_N$) vs temps t_D/C_D dans la solution pour le slug (Ramey et al. (1975, fig. 7). La trace des données d'une production sur diagramme cartésien pression vs temps doit avoir cette forme concave vers le bas pour que cette solution s'applique.

Pour simuler la présence d'une pellicule tout en proposant une solution présentable de manière compacte, Ramey et al 75 utilisent la méthode artificielle d'un "rayon effectif". Notant que dans l'éq. 11 le facteur de pellicule est simplement ajouté au terme logarithmique au dénominateur, il avait déjà été proposé qu'on fasse comme si s_{pel} était une sorte de distance additionnelle sur laquelle le fluide doit s'écouler (ce qui est incorrect physiquement, s_{pel} n'est qu'un facteur sans dimension, lui-même une opération mathématique réalisée sur la "paroi" du forage). Pour cela, on substitue très arbitrairement un "rayon de forage équivalent" en posant, à partir de éq. 11 :

$$\frac{2\pi k e \Delta p}{\ln\left(\frac{r_e}{r}\right) + s_{pel}} = \frac{2\pi k e \Delta p}{\ln\left(\frac{r_e}{r_{f\acute{e}q}}\right)}$$

soit :

$$\ln\left(\frac{r_e}{r_{f\acute{e}q}}\right) = \ln\left(\frac{r_e}{r}\right) + s_{pel} \quad \text{puis} \quad \frac{r_e}{r_{f\acute{e}q}} = \exp\left[\ln\left(\frac{r_e}{r}\right) + s_{pel}\right] \quad \text{et} \quad \frac{r_e}{r_{f\acute{e}q}} = e^{s_{pel}} \left(\frac{r_e}{r}\right)$$

d'où (se rappelant que $1/e^x = e^{-x}$) :

$$r_{f\acute{e}q} = r e^{-s_{pel}} \quad (\text{éq. 34})$$

Lorsqu'il n'y a pas de pellicule, $s_{pel} = 0$, $e^{-s_{pel}} = 1$ et $r_{f\acute{e}q} = r$. Une pellicule positive provoque une résistance supplémentaire; cet effet *ressemble* à une réduction du rayon de forage c'est à dire à une plus grande distance à parcourir relativement au rayon physique. Inversement, une pellicule négative *ressemble* à une augmentation du rayon de forage (moins grande distance à parcourir pour arriver dans la cavité).

Ce rayon équivalent, éq. 34, va être utilisé dans les groupements du temps sans dimension, t_D (éq. 36) et capacité de puits sans dimension (éq. 37). Dans ces deux groupements sans dimension, on a le rayon du forage au carré au dénominateur. Or, $(r e^{-s})^2 = r^2/e^{2s}$ (rappel : $(e^a)^b = e^{ab}$ et que $e^{-a} = 1/e^a$). Donc si on utilise le "rayon équivalent", t_D devient $t_D e^{2s}$ et C_D devient $C_D e^{2s}$, le rayon figurant dans ces expression restant le vrai rayon physique de forage.

Ramey et al. (1975) arrivent de cette manière à présenter la solution avec effet pellicule sous forme compacte. La pression normalisée, p_N , est exprimée ici en fonction des deux groupements sans dimension : $C_D e^{2s}$ et t_D/C_D , qui sont des groupements sans dimension classiques qu'on retrouve dans d'autres solutions de

courbes-type. La pression en ordonnée, le temps en abscisse et on a alors une courbe par valeur du troisième paramètre C_{De}^{2s} ("s" est le facteur de pellicule s_{pel}). Ramey et al. (1975) donnent des tables des valeurs de p_N vs t_D/C_D pour différentes valeurs de C_{De}^{2s} . Cette solution est présentée sous trois formes graphiques, deux en log-log et une en semi-log. Chacune a son système de coordonnées plus sensible à un intervalle particulier du test :

- a) le semi-log p_N vs t_D/C_D ("Ramey-A"; fig. 13, 15, 17) : *"le meilleur quand on a et les données à court terme et les données à long terme et qu'elles doivent être traitées sur un même plan"*, s'apparente à la courbe type de Cooper et al. 67;
- b) le log-log p_N vs t_D/C_D ("Ramey-B"; fig. 14) : *"ne donne pas une bonne résolution sur les données de début"* où toutes les courbes sont compressées à une valeur de 1 quelle que soit la valeur de C_{De}^{2s} (ce qui n'est pas le cas des deux autres diagrammes). Par contre il peut être utile lorsque la valeur initiale du slug est mal connue, en ramenant les données de départ à 1 si elles n'y sont pas sur ce diagramme. Ostrowski et Kloska 1988 montrent qu'on peut arriver à très bien interpréter des données sans cette valeur initiale par cette technique.
- c) le log-log $(1-p_N)$ vs t_D/C_D ("Ramey-C"; fig. 16), ordonnée qui peut s'écrire $1-p_N = \frac{(p(t)-p_i)}{p_i-p_0}$: *"donne la meilleure résolution pour les données précoces"*, où les courbes, linéaires, sont très séparées les unes des autres, il est donc adapté à l'étude du facteur de pellicule. Ici c'est pour les données à long terme que les courbes convergent toutes vers la valeur de 1, donc lorsqu'elles sont dominées par la réponse de formation. Si ce n'est pas le cas suite à un changement de la valeur initiale du slug, p_0 , sur le diagramme Ramey-B (lorsqu'elle est mal connue), on pourra ajuster sur ce diagramme Ramey-C la valeur de p_i (Ostrowski et Kloska 1988).

Depuis l'apparition des PC, on peut calculer directement ces courbes par logiciel (algorithme de Stehfest). Bien que cette transposition par un "rayon de forage équivalent" soit arbitraire, les auteurs ont vérifié par comparaison avec une solution théorique incluant l'effet de pellicule (qui elle ne peut pas être présenté sous forme compacte) que les résultats sont très bons pour les valeurs élevées du groupement C_{De}^{2s} (facteur de pellicule positif) et deviennent moins bon pour les valeurs petites du paramètre C_{De}^{2s} .

Dans ces figures, le rapport de la pression normalisée est le même que dans Cooper et al. 67 (Earlougher 1977, p. 97) :

$$p_N = \frac{H}{H_0} = \frac{(p_i - p(t))}{p_i - p_0} \quad (\text{éq. 35})$$

où p_0 est la pression imposée au départ du slug, p_i la pression de formation et $p(t)$ la pression dans l'intervalle de test en fonction du temps (en Pa).

Il est donc nécessaire de connaître ou d'estimer la pression de formation.

Le temps sans dimension est défini par une expression classique que l'on retrouve dans d'autres solutions de courbes-type (Earlougher 1977, p. 185; Marinelli et Rowe 1985, p. 371) :

$$t_D = \frac{kt}{n\mu c_t r^2} \quad \text{ou} \quad t_D = \frac{Kt}{S_s r^2} \quad (\text{éq. 36})$$

k perméabilité intrinsèque (m^2), t temps (sec), n porosité, μ viscosité (Pa·s), c_t compressibilité totale de la formation (Pa^{-1} ; compressibilité de pore + compressibilité de l'eau), r rayon du forage (m) et avec les termes des hydrogéologues, K est la conductivité hydraulique (m/s) et S_s l'emménagement spécifique (m^{-1}). Tous les termes, hormis t et t_D étant constants, il suffit de donner une valeur à ces termes pour passer du temps sans dimension au temps réel.

En rapport aux paramètres α et β de Cooper et al 67, on a : $t_D = \beta/\alpha$.

Et le coefficient de capacité de puits sans dimension (Marinelli et Rowe 1985 éq. 17; Ostrowski et Kloska 1988 éq. 3) :

$$C_D = \frac{C}{2\pi n c_t e r^2} \quad \text{ou} \quad C_D = \frac{C \rho g}{2\pi S_s e r^2} \quad (\text{éq. 37})$$

où C est le coefficient de capacité de puits (m^3/Pa) qui dans cette solution doit être connu, e est l'épaisseur testée (m), ρ la densité du fluide (kg/m^3), g est l'accélération de la pesanteur (d'une valeur moyenne de $9,807 m/s^2$), et S_s l'emménagement spécifique (m^{-1}). On passe de C réel à C_D sans dimension en donnant leur valeur à tous les autres termes.

En rapport aux paramètres α et β de Cooper et al 67, on a : $\alpha = 1/(2 C_D)$ ce qu'on trouve en remplaçant C par sa valeur (éq. 41).

D'où, employés avec les formules construites avec le concept de "rayon équivalent" :

$$\frac{t_D e^{2s}}{c_D e^{2s}} = \frac{t_D}{c_D} = \frac{2 \pi k e t}{\mu C} \quad \text{ou} \quad \frac{t_D}{c_D} = \frac{2 \pi K e t}{C \rho g} \quad (\text{éq. 38})$$

En rapport aux paramètres α et β de Cooper et al 67, on a : $\beta = t_D/2 C_D$. Là aussi on trouve l'équivalence en remplaçant C par sa valeur, éq. 41.

Comme le rayon n'apparaît plus et que le facteur de pellicule est exprimé via le rayon, ce paramètre t_D/C_D n'est pas affecté par le facteur de pellicule.

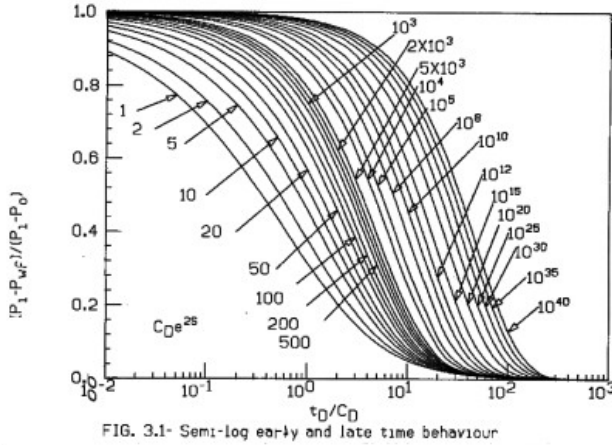


Fig. 13. Courbes-type sur le diagramme semi-log, "Ramey-A", p_N vs t_D/C_D pour différentes valeurs du groupement sans dimension : $C_D e^{2s}$ (Mateen 1983, p. 21)

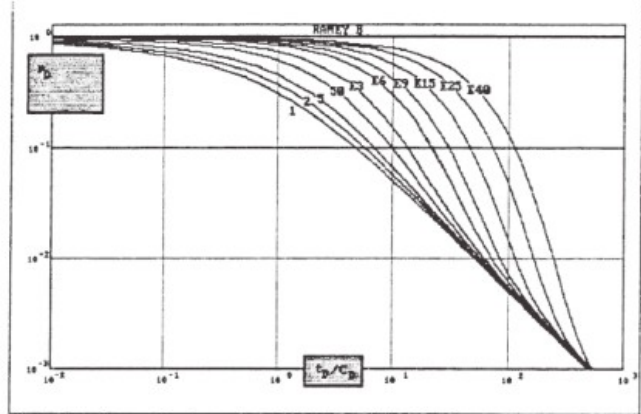


Fig. 14: Ramey et al.'s Type Curves Type B

Fig. 14. Courbes-type sur diagramme log-log "Ramey-B", p_N vs t_D/C_D pour différentes valeurs du groupement sans dimension : $C_D e^{2s}$ (Ostrowski et Kloska 1988)

A cause de l'utilisation de t_D/C_D pour la présentation compacte, la solution de Ramey et al. n'est valable que pour une capacité de puits qui ne change pas (le diamètre du tubage doit être constant et la compressibilité ne doit pas changer).

Des fig. 13 et 14 et 17 on voit que le retour de pression dans un slug test s'effectue essentiellement en un temps t_D/C_D d'environ 100.

A partir de là, la méthode est celle classique des courbes-type : on reporte les données sur un diagramme dont l'ordonnée est dans ce cas la même que celles des courbes-type mais le temps brut en abscisse, l'échelle (logarithmique) devant être de même taille. L'ordonnée est la même que Cooper et al. 67 : la pression normalisée va de 1 à 0 (on part de $p(t) = p_0$). Quand on ouvre la valve d'obturation (ou qu'on insère dans, ou retire un barre de, un forage ouvert), le rapport P_N est 1 et il va devenir inférieur à 1 avec le mouvement du fluide dans le tubage. Dès lors que l'ordonnée est p_N (sur deux des diagrammes sur trois, dont le semi-log), on démarre en haut à gauche. "Le pourcentage de récupération est lu à partir de la valeur de pression normalisée. Par exemple, une valeur de pression de 0,55 signifie une récupération de pulse de production de 45%. Ainsi plus le pourcentage de récupération est élevé, plus la concordance de courbe type tend vers l'unicité, définissant ainsi de façon plus précise la transmissivité de la formation." (Géoservices 1995, p. 22).

Puis, en détermination manuelle, on procède par concordance avec les solutions sans dimensions par simple translation horizontale. Lorsque les données expérimentales ont pu être superposées sur l'une des courbes types, on choisit un point pratique, n'importe où sur le diagramme, par exemple l'intersection de deux lignes d'échelle, où l'on peut lire la correspondance entre les échelles du test : le temps vrai = le "méridien" passant au point de concordance choisi, t_{conc} , et même chose sur le diagramme des courbes types pour $(t_D/C_D)_{conc}$. Enfin la valeur du dernier paramètre, $C_D e^{2s}$, est connue de la courbe retenue (fig. 15 et 16). Sur PC, un programme d'optimisation par régression non linéaire fait ce travail.

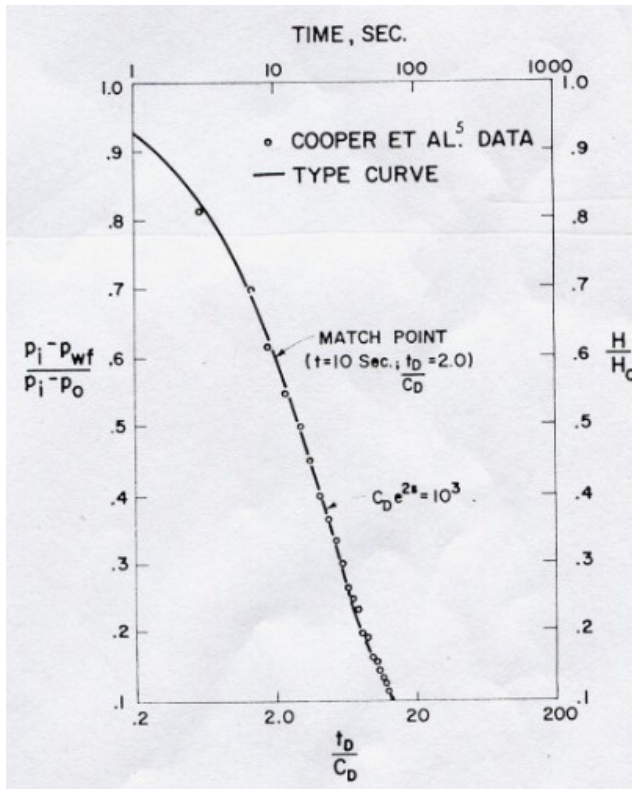


Fig. 15. Diagramme semi-log P_N vs t_D/C_D (Ramey-A) avec les données de Cooper et al. (fig. 10 ci-dessus), et concordance sur courbe type (Ramey et al. 1975 fig. 8)

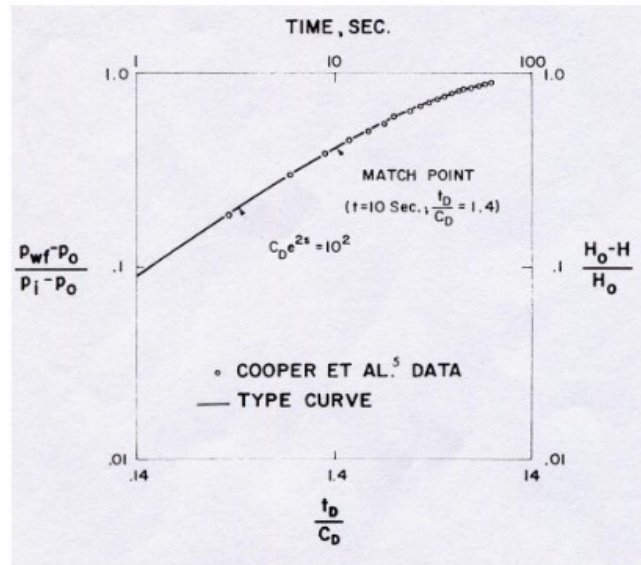


Fig. 16. Diagramme log-log $(1-p_N)$ vs t_D/C_D (Ramey-C) [notez que $(p_i - p_o)/(p_i - p_o)$ est équivalent à $1 - p_N$], avec les données de Cooper et al. (fig. 10 ci-dessus) et concordance sur courbe-type (Ramey et al. 1975, fig. 10)

Pour les 3 diagrammes de Ramey, Agarwal et Martin 75, la procédure est la même. La perméabilité/transmissivité est alors calculée à partir de la concordance (subscript "conc") du facteur temps (de Earlougher 1977, p. 100) :

$$k e = \frac{1}{2\pi} \mu C \frac{(t_D/C_D)_{\text{conc}}}{(t)_{\text{conc}}} \quad K e = \frac{1}{2\pi} C \rho g \frac{(t_D/C_D)_{\text{conc}}}{(t)_{\text{conc}}} \quad (\text{éq. 39})$$

Il faut avoir estimé le coefficient de capacité de puits. C'est la variation de volume qui se produit pour un changement donné de pression :

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p} \quad (\text{éq. 40})$$

où ΔV est le changement de volume du fluide dans le tubage du test dans les conditions du puits, Δp le changement de pression au fond du puits.

Pour un niveau de fluide qui change = qui monte ou descend en slug test (Ostrowski et Kloska 1988 éq. 4) :

$$C = \frac{\pi r_{\text{tub}}^2 \times 1}{\rho g \times 1} = \frac{\pi r_{\text{tub}}^2}{\rho g} \quad (\text{éq. 41})$$

où $(\pi r_{\text{tub}}^2 \times 1)$ est le volume par unité de longueur.

Lorsque le tubage est rempli jusqu'en haut, éq. 40 devient : $C = V_{\text{tot}} c_{\text{fluide}}$ où V_{tot} est le volume total du tubage, et c_{fluide} la compressibilité du fluide dans le tubage dans les conditions du forage (Earlougher 1977, p. 10); [ne pas confondre C qui décrit ce qui se passe dans le forage et c_t qui décrit ce qui se passe dans la formation].

De même, le facteur de pellicule, s_{pel} , est estimé de la valeur du groupement $(C_D e^{2s})_{\text{conc}}$ qui caractérise la courbe retenue par concordance : $C_D e^{2s} = [C_D e^{2s}]_{\text{conc}}$, soit $e^{2s} = [C_D e^{2s}]_{\text{conc}} / C_D$. Remplaçant C_D par sa valeur, se souvenant que $y = e^x \rightarrow x = \ln y$ ($2s = \ln \{[C_D e^{2s}]_{\text{conc}} / C_D\}$) :

$$s_{\text{pel}} = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{2\pi n c_t e r^2}{C} (C_D e^{2s})_{\text{conc}} \right] \quad \text{ou} \quad s_{\text{pel}} = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{2\pi S_s e r^2}{C \rho g} (C_D e^{2s})_{\text{conc}} \right] \quad (\text{éq. 42})$$

Pour calculer ce facteur de pellicule, avec cette solution de Ramey et al. 75, il faut donc estimer/connaître les valeurs de porosité, n , et compressibilité totale de la formation, c_t (ou emmagasinement spécifique, S_s). La définition de s_{pel} est celle de éq. 9.

Ramey, Agarwal et Martin 75 et Ostrowsky et Kloska 1988 recommandaient qu'on utilise les trois diagrammes ensemble pour l'interprétation d'un test entre obturateur.

Application : Ramey et al. 75 ont mis les données de Cooper et al 67 sur leurs 3 diagrammes. Pour le calcul de C , $r_{tub} = 0,076$, $\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$ d'où $C = 1,85 \cdot 10^{-6} \text{ m}^3/\text{Pa}$. Pour le calcul de K et k , $\mu = 1 \cdot 10^{-3} \text{ Pa}\cdot\text{s}$, $e = 98 \text{ m}$. Ils ont respectivement pour leurs digrammes A, B et C les concordances $(t_D/C_D)_{conc}/(t)_{conc}$: 2/10s; 1,95/10s et 1,4/10s (fig. 15 et 16 ci-dessus pour concordances sur diagrammes A et C). On calcule respectivement $K = 5,89 \cdot 10^{-6}$, $5,74 \cdot 10^{-6}$ et $4,12 \cdot 10^{-6} \text{ m/s}$ ou $k = 6 \cdot 10^{-13}$, $5,86 \cdot 10^{-13}$ et $4,2 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$ (0,61; 0,59 et 0,43 darcy). Comme Cooper et al. 67 ont trouvé avec leur solution/diagramme $K = 5,36 \cdot 10^{-6} \text{ m/s}$ ($T = 5,25 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{s} \div 98 \text{ m}$), Ramey et al (1975 p. 44) constatent que la méthode de Cooper et al. 67 "a donné la perméabilité avec justesse" ce qui s'explique parce que (t_{DE}/C_D) sur leur diagramme, dont on tire K ou k , est indépendant du facteur de pellicule. Avec les dérivées en plus, Ostrowski et Kloska (1988) ont une concordance de temps $(t_D/C_D)_{conc}/(t)_{conc} = 0,148$ pour les 3 diagrammes soit $k = 4,44 \cdot 10^{-13} \text{ m}^2$ ou $K = 4,36 \cdot 10^{-6} \text{ m/s}$.

Pour le facteur de pellicule, sachant que $n = 0,25$; $c_t = 1,02 \cdot 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$ et $r (= r_{tub}) = 0,076 \text{ m}$, que la concordance pour leur diagrammes respectivement A, B et C était avec $(C_D e^{2s})$ de 10^3 , 10^3 et 10^2 , on calcule successivement $s_{pel} = -0,359$; $-0,359$ et $-1,51$ (petite pellicule négative). Avec les dérivées en plus, Ostrowski et Kloska (1988) ont eu concordance pour les 3 diagrammes de $(C_D e^{2s})$ de $2 \cdot 10^2$ soit un facteur de pellicule de $-1,17$.

Comme les solutions de Cooper et al. 67 et Ramey et al. 75, donnent des valeurs de perméabilité équivalentes indépendamment de la pellicule, s'il y a une pellicule, c'est la valeur de l'emmagasinement, S ou nc_t qui devrait être incorrecte avec la solution de Cooper et al. 67, assumant que cette valeur entrée dans la solution de Ramey et al. est la bonne. Cet aspect du problème a été discuté par Faust et Mercer (1984, p. 504) qui soulignent : "*Dans leur [Ramey et al 75] approche, les effets de la pellicule infinitésimale tendent à être indifférentiables des effets d'une baisse du coefficient d'emmagasinement dans la solution de Cooper et al. Par conséquent, leur analyse montre que les estimations de la conductivité hydraulique sont insensibles à une pellicule infinitésimale.*".

La "pellicule" du modèle Ramey et al. 75 est définie dans les "conditions aux limites" du problème sur le contact du forage. En terme physique cela signifie, pour que le modèle mathématique soit applicable, représentatif, qu'elle doit être fine, "infinitésimale". Cela a aussi été discuté par Faust et Mercer (1984, p. 504) qui montrent, par voie numérique et par voie théorique, que si la pellicule n'est pas d'épaisseur infinitésimale, la perméabilité/transmissivité calculée est affectée par la pellicule si celle-ci est positive (d'une perméabilité inférieure à celle de la formation). Par un petit artifice théorique (Faust et Mercer 1984 éq. 3 et fig. 2), reporté sur un diagramme de Cooper et al. 67, ils calculent par la méthode des courbes-types qu'une pellicule de perméabilité 10^{-9} m/s et d'épaisseur égale à celle du forage, conduit à une estimation d'une perméabilité de formation de 10^{-8} m/s pour une formation d'une grande perméabilité théorique. Cela n'est qu'un ordre de grandeur au dessus de la perméabilité de pellicule et montre que la présence d'une pellicule d'épaisseur significative peut conduire à une large sous-estimation de perméabilité. C'est une limite additionnelle à l'applicabilité du modèle mathématique de Ramey et al. 75.

III-4-1-2-1 Dérivées

Ostrowski et Kloska (1988) ont montré l'intérêt d'ajouter les dérivées sur ces diagrammes, les formes bien plus prononcées de leurs courbes-type permettant une meilleure distinction pour les concordances. Le mieux est de réaliser la concordance simultanément sur les pressions et sur les dérivées de pression.

La pression normalisée p_N est dérivée par rapport au groupe sans dimension t_D/C_D . Ils préfèrent la différentiation directe de la solution originale (techniquement expliquent-ils pour les courbes types : dérivée de la solution dans l'espace de Laplace puis inversion numérique par l'algorithme de stehfest) plutôt que celle du logarithme de la méthode de Bourdet (voir III-4-2-3). Reporter les valeurs effectivement calculées de dérivée de pression convient bien pour les diagrammes Ramey-A et Ramey-C, alors que les diviser par 10 convient mieux pour le diagramme Ramey-B. Pour le lissage des courbes de dérivées (la dérivation amplifie beaucoup le bruit de fond au point de rendre les interprétations difficiles), ils recommandent la "méthode des 3 points" utilisée par Bourdet (voir fig. 29 dans III-4-2-3), la méthode des moindres carrés ne servant que pour des données avec un très fort bruit de fond.

Sur diagramme semi-log (Ramey-A, fig. 17), la valeur maximale de la dérivée est d'autant plus élevée, pointue et tardive que la valeur du groupe sans dimension $C_D e^{2s}$ est élevée ($s = s_{pel}$). Or ce groupe est

proportionnel à une valeur exponentiel du facteur de pellicule.

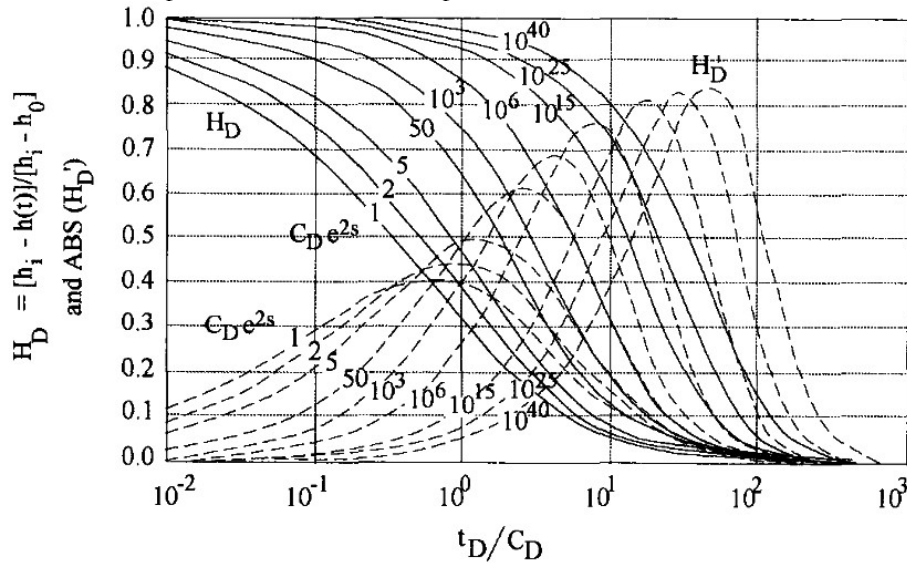


Fig. 17. Le diagramme semilog p_N vs t_D/C_D , "Ramey-A" : série de courbes-type pression et dérivées de pression en rapport au groupement sans dimension t_D/C_D [lire p_N pour H_D , et p'_N pour H'_D] (in Chakrabarty et Enachescu 1997)

De cette solution de Cooper/Ramey et al. 75, Bourdet (2002 p. 335) écrit : "Quelle que soit la méthode utilisée [y compris la dérivée], l'analyse des slug test n'est pas aussi précise que l'analyse d'une réponse de production standard avec un débit de surface constant. Les deux facteurs suivant sont identifiés comme limitations principales pour l'interprétation des slug tests :

1. La définition de la pression initiale : Toutes les analyses de slug tests utilisent le rapport sans dimension de pression de l'équation... [= P_N , éq. 35]. Avec ce groupe, la pression initiale du réservoir, p_i , doit être connue avec précision et une petite erreur dans p_i peut introduire une grande distorsion sur la courbe des dernières données. Cela est particulièrement vrai dans les puits de basse pression, quand la pression d'écoulement devient proche de la pression initiale et la différence ($p_i - p(t)$) relativement petite.
2. L'effet de capacité de puits : A cause du changement de niveau du fluide, le coefficient de capacité du puits, C , est grand et, comme la durée de la période d'écoulement est généralement petite, la réponse est souvent influencée par l'effet de capacité de puits sur tout le temps d'écoulement. On ne voit pas le régime d'écoulement variable et il est difficile de conclure sur une concordance de manière unique."

On ajoutera, le problème de l'épaisseur de pellicule discuté plus avant, duquel dépend l'applicabilité de cette solution.

Marinelli et Rowe (1985) qui ont conduit une série de 44 tests entre double obturateur à des profondeurs de 400 à 500 m dans des faciès de perméabilité variée ($2 \cdot 10^{-5}$ à $3 \cdot 10^{-11}$ m/s) rapportent que dans la plupart des cas, ils ne sont pas arrivés à des concordances satisfaisantes avec les diagrammes de Cooper et de Ramey sur les séquences slug et ont décidé de ne pas s'en servir.

III-4-1-2-2 Conversion de données pour solutions à débit constant, Peres et al 89

Au début des années 1970s, il a été montré que la pression sans dimension d'un slug test (p vs t concave vers le bas comme sur la fig. 12), peut être exprimée de manière exacte comme une pression de la solution pour une production à débit constant à la surface, p_{DC} , celle avec capacité de puits et pellicule, via sa dérivée (Peres et al. 1993 éq. 10; Peres et al. 1989 éq. 21) :

$$p_N = C_D \frac{dp_{Nc}}{dt_D} \quad \text{ou} \quad h_N = C_D \frac{dh_{Nc}}{dt_D} \quad (\text{éq. 43})$$

ou p_N est comme ci-dessus, éq. 35, p_{Nc} est la pression normalisée pour la solution de production à débit constant, q , éq. 44 ci-dessous (Peres et al 1989 éq. 7; Earlougher 1977, p. 185), C_D est le coefficient de capacité de puits sans dimension (éq. 37 ci-dessus; Peres et al. 1989 éq. 4) et t_D est le temps sans dimension (éq. 36 ci-dessus; Peres et al. 1989 éq. 1).

L'équation 43 de droite est donnée sous forme de charge hydraulique, $h = p/\rho g$ avec $h_N = (h_i - h(t))/(h_i - h_0)$.

Cette relation (éq. 43) est générale, valable partout dans le réservoir et pour tous les réservoirs (Peres et al. 1993,

p. 293).

La pression, ou la charge hydraulique, convertie est calculée par (à partir de Peres et al 1989 éq. 41) :

$$p_{Nc} = \frac{2\pi k e}{\mu C (p_i - p_0)} \int_0^t (p_i - p) dt \quad h_{Nc} = \frac{2\pi K e}{C \rho g (h_i - h_0)} \int_0^t (h_i - h) dt \quad (\text{éq. 44})$$

[On notera que p_{Nc} et h_{Nc} sont équivalents, égaux]

Vu l'équation 43 il y a évidemment intégration. L'intégration est le calcul d'une surface sous une courbe, on peut le faire par la règle du trapèze, la règle du point médian ou autres techniques. Ici la surface est celle entre l'axe p_i ou h_i et la courbe décrite par les valeurs successives de p ou h (dont la première valeur est p_0 ou h_0). " dt " est le temps séparant ces mesures.

La dérivée de la pression ou de la charge hydraulique convertie est elle (Peres et al. 1989 éq. 42) :

$$\frac{d(p_{Nc})}{d(\ln t_D)} = \frac{2\pi k e}{C \mu (p_i - p_0)} (p_i - p) t \quad \frac{d(h_{Nc})}{d(\ln t_D)} = \frac{2\pi K e}{C \rho g (h_i - h_0)} (h_i - h) t \quad (\text{éq. 45})$$

On obtient ainsi la dérivée convertie par la simple multiplication de la baisse de pression du slug test par le temps correspondant, sans même besoin de procéder à une différentiation numérique.

Ainsi, on peut se passer de la solution de Cooper/Ramey et al. et utiliser les courbes-types pour une production à débit constant avec capacité de puits et pellicule comme celles de Gringarten et al. 79.

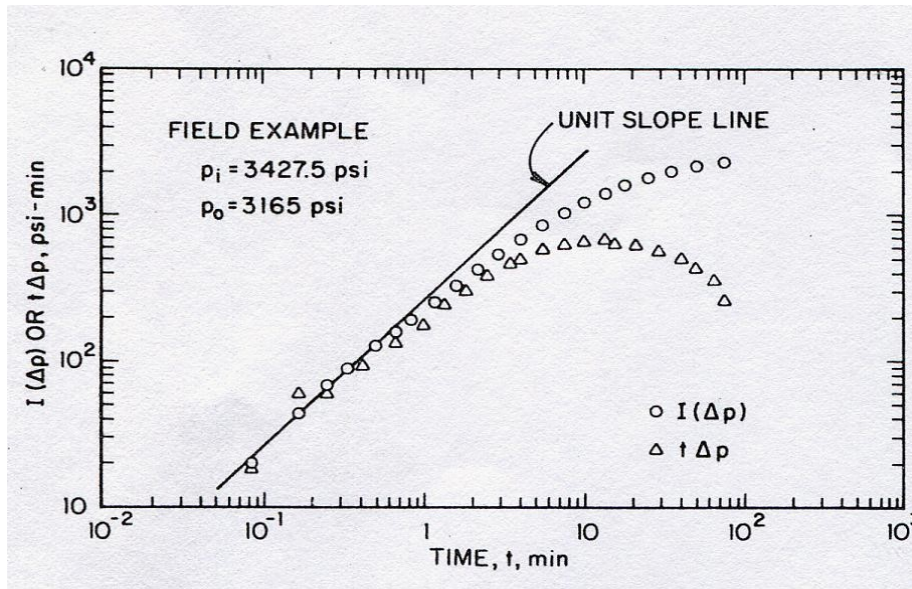


Fig. 18. Données de la baisse de pression d'un slug test converties en équivalent pression de solution à débit constant,

$$\int_0^t (p_i - p) dt \quad (\text{ici reporté en psi} \cdot \text{mn}) \quad \text{vs temps (mn)}$$

$$(p_i - p) t \quad (\text{psi} \cdot \text{mn}) \quad \text{vs temps (mn)}$$

diagramme log-log. Elles sont ainsi exploitables par ajustement sur les courbes-types de Gringarten et al. 79 (comme par ex. fig. 30) pour déterminer les paramètres de formation (Peres et al. 1993, fig.3).

[1 psi = 6,895 10⁻³ MPa]

Avec les valeurs de concordance on peut alors calculer la transmissivité/perméabilité à partir de l'éq. 44 :

$$\frac{2\pi k e}{\mu C} = \frac{(p_{Nc})_{\text{conc}}}{\left[\int_0^t (p_i - p) dt \div (p_i - p_0) \right]_{\text{conc}}} \quad \text{ou} \quad \frac{2\pi K e}{C \rho g} = \frac{(h_{Nc})_{\text{conc}}}{\left[\int_0^t (h_i - h) dt \div (h_i - h_0) \right]_{\text{conc}}} \quad (\text{éq. 46})$$

On peut aussi le calculer de la concordance sur le temps :

$$\frac{2\pi k e}{\mu C} = \frac{(t_D/c_D)_{\text{conc}}}{(t)_{\text{conc}}} \quad \text{ou} \quad \frac{2\pi K e}{C \rho g} = \frac{(t_D/c_D)_{\text{conc}}}{(t)_{\text{conc}}} \quad (\text{éq. 47})$$

Le facteur de pellicule est calculé de la valeur du groupement $[C_D e^{2s}]_{\text{conc}}$ comme dans les solutions de Ramey

et al. 75 ou Gringarten et al. 79 : éq. 42.

III-4-1-2-3. Élimination des effets de capacité de puits : "deconvolution", "normalisation de débit"

On peut aussi convertir les données de slug test en équivalent pression de "solution pour production à débit constant sans effet de capacité de puits". Cela peut aussi être nommé solution de "débit constant au niveau de la formation", l'effet de capacité de puits étant de rendre inégal le débit entre celui mesuré en surface (pris constant par définition dans ces solutions) et celui au contact de la formation en début de test qui lui n'est pas constant à cause de l'effet capacitif, sauf justement s'il n'y a pas d'effet capacitif. "Les effets de changement de débit du à la capacité de puits peuvent être éliminés des données mesurées par les dites méthodes de "déconvolution". Dans toute méthode de déconvolution, le principe de Duhamel est utilisé pour générer des données de charge hydraulique [de pression idem] qui seraient obtenues si le puits était en production à débit constant sans effet de capacité de puits." (Peres et al. 1989, p. 1596).

Peres et al (1989) montrent qu'il faut convertir d'abord les données en modèle à débit constant : éq. 44 ci-dessus. Un moyen approximatif de traiter ce problème de débit variable est la "méthode de normalisation de débit", $p_{Nc}^* \approx p_{Nc}/q_{Nc}$ ou $h_{Nc}^* \approx h_{Nc}/q_{Nc}$, où q_{Nc} est le débit sans dimension au niveau de la formation (Peres et al 1989 éq. 50),

$$q_{Nc} = 1 - C_D \frac{dp_{Nc}}{dt_D} = 1 - C_D \frac{dh_{Nc}}{dt_p}$$

et p_{Nc}^* ou h_{Nc}^* est la solution pour la pression ou la charge hydraulique sans dimension d'un puits produisant à débit constant sans capacité de puits (débit constant au contact de la formation). On arrive à la forme de la méthode de "normalisation de débit" (Peres et al 1989 éq. 51) :

$$p_{Nc}^* = \frac{2\pi k e}{\mu C(p-p_0)} \int_0^t (p_i - p) dt \quad h_{Nc}^* = \frac{2\pi K e}{C \rho g(h-h_0)} \int_0^t (h_i - h) dt \quad (\text{éq. 48})$$

[on peut substituer p et h dans ces équations parce que le facteur constant qui les distingue, ρg , sort de l'intégrale et il s'annule avec celui du terme inférieur]

Dés lors qu'on a vérifié que les données sont bien superposables sur des courbes solutions pour débit constant dans un aquifère homogène isotrope, on sait qu'elles peuvent être représentées, lorsque le temps a été suffisant (approximation logarithmique; lorsque t_D est supérieur à environ 25, valable pour pratiquement toutes les durées de slugs sauf les plus petites), par l'équation de droite semi-logarithmique (appelée de Theis ou Jacob en hydrogéologie), ici sous forme non dimensionnelle (Peres et al. 1989 éq 54) :

$$h_{Nc}^*(t_D) = 1/2 \ln(2,246 t_D) + s_{pel} \quad (\text{éq. 49})$$

d'où l'égalité (éq. 48 et éq. 49), en remplaçant t_D (éq. 36) par sa valeur :

$$\frac{2\pi K e}{C \rho g(h-h_0)} \int_0^t (h_i - h) dt = 1,151 \log\left(\frac{2,246 K t}{S_s r^2}\right) + s_{pel} \quad (\text{éq. 50})$$

[1,151 = 1/2 x par 2,302 car on passe de ln à log]

ce qui indique qu'un diagramme semi-logarithmique de $\frac{\int_0^t (p_i - p) dt}{(p - p_0)}$ ou $\frac{\int_0^t (h_i - h) dt}{(h - h_0)}$ vs temps devrait produire une ligne droite semi-logarithmique avec la pente :

$$m = \frac{1,151}{2\pi} \frac{C \rho g}{T} \quad \text{ou} \quad m = \frac{1,151}{2\pi} \frac{C \mu}{T_{int}} \quad (\text{sec/cycle}) \quad (\text{éq.51})$$

$$T = \frac{1,151}{2\pi} \frac{C \rho g}{m} \quad (\text{m}^2/\text{sec}) \quad \text{ou} \quad T_{int} = \frac{1,151}{2\pi} \frac{C \mu}{m} \quad (\text{m}^2 \cdot \text{m}) \quad (\text{éq. 52})$$

Dans l'exemple de la fig. 19 (Peres et al. 1989, fig. 8), on a $m = 6,97$ sec/cycle pour les données $t > 20$ sec. Pour le slug test conventionnel, $C \rho g = \pi r^2$ (cf. éq. 41) et donc pour un rayon de 7,6 cm, $T = 4,8 \cdot 10^{-4} \text{ m}^2/\text{sec}$.

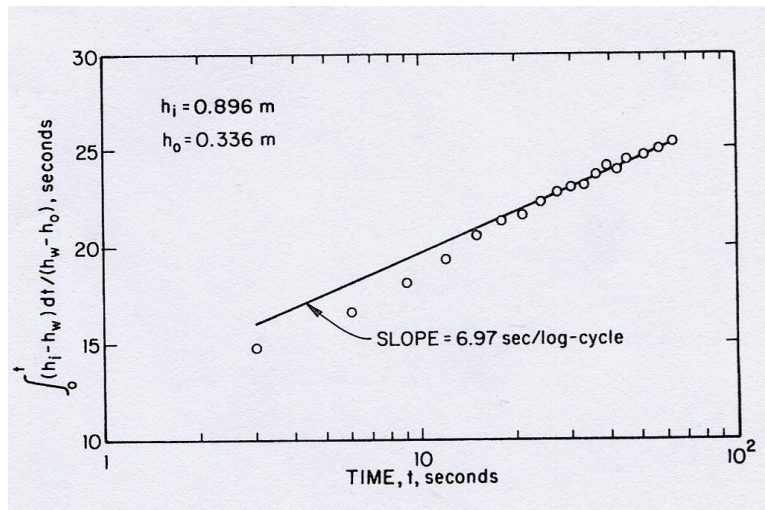


Fig. 19. "Diagramme demi-log de la charge hydraulique de décharge normalisée; exemple de terrain" (Peres et al. 1989 fig. 8)

Le groupe $C_D e^{2s}$ peut être obtenu en réarrangeant éq. 50 pour avoir (Peres et al 1989 éq. 58) :

$$C_D e^{2s} = \frac{m}{1,151(2,246)t^*} \cdot \exp \left(\frac{2(1,151)}{m} \left[\frac{\int_0^t (h_i - h) dt}{(h - h_0)} \right]_{t=t^*} \right) \quad (\text{éq. 53})$$

où le terme entre crochets représente la valeur des données à débit normalisé à $t = t^*$ pris sur un point de la ligne droite.

Sur l'exemple de la figure 19 cette valeur* est 25,336 sec pour $t^* = 63$ s et on a :

$$C_D e^{2s} = \frac{6,97 \text{ sec}}{1,151(2,246) 63 \text{ sec}} \cdot \exp \left(\frac{2(1,151)(25,336 \text{ sec})}{6,97 \text{ sec}} \right) \approx 184$$

et l'on peut calculer s_{pel} pour une valeur donnée de C_D (éq. 37).

Variante par concordance :

S'appuyant sur le travail de Peres et al. (1989), Chakrabarty et Enachescu (1997) proposent de déterminer les paramètres de formation par concordance de ces données "déconvolutées" avec des courbes-type avec pellicule mais sans capacité de puits telles que les courbes de Agarwal et al. 70 (III-4-3 ci-dessous) pour lesquelles on prend $C_D = 0$.

Si l'on traite ce travail particulier ici, c'est qu'il semble qu'il ait été utilisé pour une interprétation d'un test au Trias (forage EST433, l'un des deux auteurs, C. Enachescu de Golder Associates était présent au moins à la fin de ces tests, et il a écrit un rapport de contrôle pour egis-géotechnique sur le rapport préliminaire des opérateurs des tests.

Ils reportent sur un diagramme log-log $\frac{\int_0^t (p_i - p) dt}{(p - p_0)}$ ou $\frac{\int_0^t (h_i - h) dt}{(h - h_0)}$, et sa dérivée, calculée en respect au

logarithme du temps calculée numériquement. Les données ainsi exprimées doivent être ensuite superposées sur les courbes-types de la solution Agarwal et al 70 avec $C_D = 0$, mais exprimées sous la forme p_{Nc}^* ou h_{Nc}^* vs t_D , fig. 20 (le logiciel doit calculer les courbes sous cette forme) :

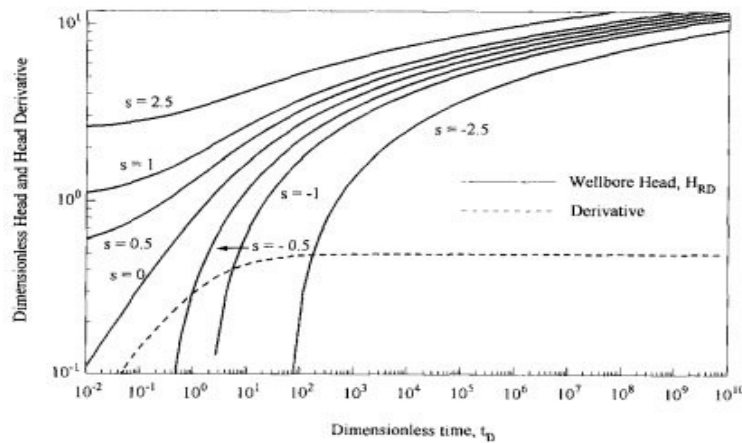


Fig. 20. Courbes-types de la solution Agarwal et al. 70 pour $C_D = 0$ exprimées sous la forme h_{Nc}^* vs t_D (" H_{RD} " est h_{Nc}^* ou p_{Nc}^* ; s est le facteur de pellicule, s_{pel}) (Chakrabarty et Enachescu 1997 fig. 4).

Malheureusement, "Pour les valeurs positives élevées de pellicule, les courbes de pression sont très semblables les unes aux autres et il en résulte un problème de non unicité dans la concordance des données." (Chakrabarty et Enachescu 1997, p. 803).

De l'éq. 48 ci-dessus on a avec la concordance sur les courbes-type :

$$\frac{2\pi k e}{C\mu} = \frac{(p_{Nc}^*)_{conc}}{[(\int_0^t (p_i - p) dt)/(p - p_0)]_{conc}} \quad \text{ou} \quad \frac{2\pi T}{C\rho g} = \frac{(h_{Nc}^*)_{conc}}{[(\int_0^t (h_i - h) dt)/(h - h_0)]_{conc}} \quad (\text{eq. 54})$$

et de t_D (eq. 36), avec la concordance :

$$\frac{k}{nc_i \mu r^2} = \frac{(t_D)_{conc}}{(t)_{conc}} \quad \text{ou} \quad \frac{T}{Sr^2} = \frac{(t_D)_{conc}}{(t)_{conc}} \quad (\text{eq. 55})$$

pour le slug, $C\rho g = \pi r^2$ (eq. 41), on peut donc calculer k ou T ($= Ke$) puis nc_i ou S ($= S_s e$), le facteur de pellicule, s_{pel} , étant celui de la courbe de concordance.

Parce qu'il semble que ces courbes aient été utilisées pour une séquence, adoptée comme "nominale" d'un test au Trias (forage EST 433, test n°1, séquence SW (ISS 2009, fig. 3.1.7 p. 28), on reproduit deux applications pour lesquelles ont été fait le diagramme de Ramey et al. 75 et le log-log sur données déconvolutées de Chakrabarty et Enachescu (1997). Les lignes continues (charge hydraulique ou pression) ou discontinues (dérivée de charge hydraulique ou de pression) sont les courbes-types, et les petits points qui forment des parties plus foncées, les données :

- Leur Ex. 1, synthétique, pour une transmissivité "relativement haute" et un effet de pellicule positif (" H_{RD} " est h_{Nc}^* ou p_{Nc}^*) :

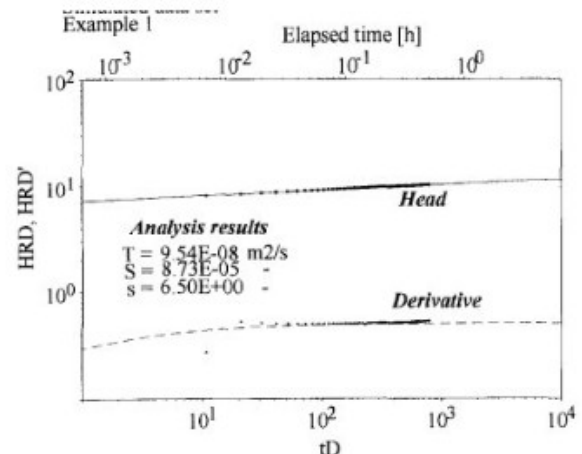
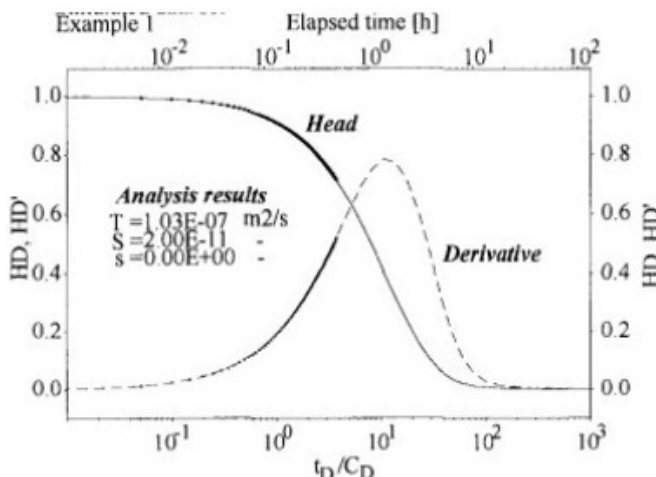


Fig. 21. mêmes données de slug test ("ex.1") traitées à gauche avec le diagramme semilog de Ramey et al. 75, à droite avec et le log-log avec données déconvolutées et les courbes-types de meilleure concordance (Chakrabarty et Enachescu 1997)

On voit que pour un coefficient de pellicule même modéré, les courbes-types déconvolutées sont vraiment très plates.

- Leur Exemple 3 est dans des grès triasiques en Angleterre (Sellafield), $e = 51\text{m}$, délimitée par un obturateur, valve d'obturation ouverte 1 heure à partir du début du slug avec une baisse de niveau au départ d'environ 50 m ($\sim 0,5\text{ MPa}$) :

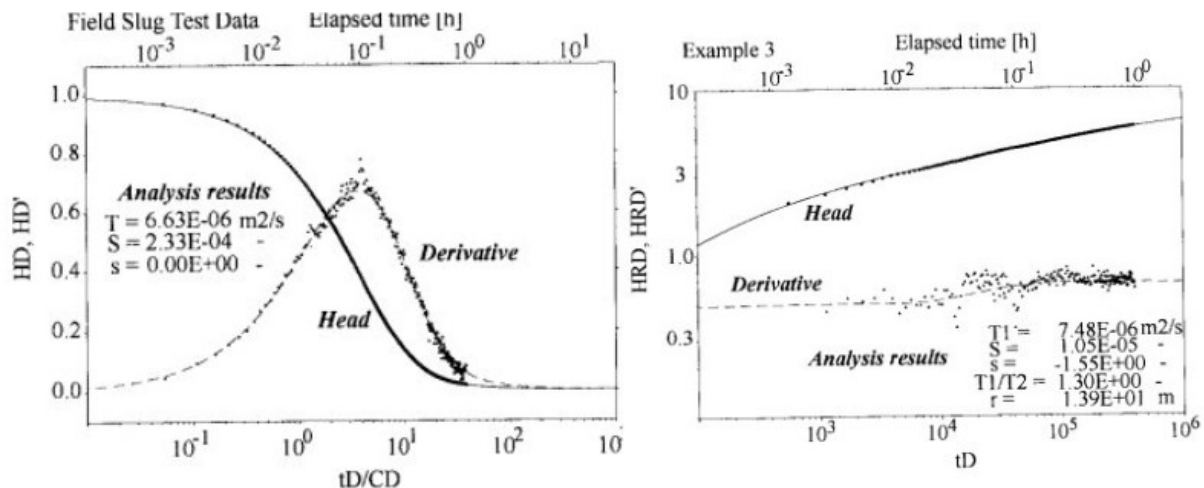


Fig. 22. mêmes données de slug test ("ex. 3") traitées à gauche avec le diagramme semilog de Ramey et al. 75 et à droite avec le log-log avec données déconvolutées et les courbes-types de meilleure concordance (Chakrabarty et Enachescu 1997).

Dans cet "exemple 3", l'effet de pellicule est nul/négatif et la courbe des pressions déconvolutées est moins plate. Ils ont interprété la trace des dérivées de données de pression déconvolutées sur le log-log avec un modèle à deux perméabilités (transmissivité 1 et 2), en plus de l'effet de pellicule.

L'élimination des effets de capacité de puits / "deconvolution" / "normalisation de débit" qui succède à une Conversion de données de slug test pour solutions à débit constant avec capacité de puits et pellicule est surtout pour les slug tests trop courts dont la réponse est dominée par la capacité de puits. Car dans ce cas, avec la conversion en pression avec capacité de puits, on tombera, en procédant à la concordance, sur la ligne unité qui caractérise le régime capacitif (diagramme de Grintgarten et al. 79; fig. 25 ci-dessous) et il sera très difficile voir impossible de choisir la bonne concordance. En supprimant ce qui a trait à la capacité de puits on dégage au maximum les informations contenues sur la formation. L'intérêt d'une telle conversion est donc principalement pour des aquifères de faible perméabilité, ou pour tirer des informations d'un test très court en rapport à la perméabilité ou encore dans les situations où il y a une grande capacité de puits comme dans les forages de grand diamètre sans obturateur. Il faut connaître la pression de formation qui rentre à chaque étape du calcul en plus de celle du début de la séquence slug test.

III-4-1-3. Solution pour le pulse test, Bredehoeft et Papadopoulos 80

Elle est toujours basée sur la solution pour le slug test de Cooper et al. 67. Pour le "pulse test" : valve d'obturation brièvement ouverte et fermée alors que la pression dans le tubage est différente de celle de formation, ou bien usage d'une pompe haute pression ou bien d'un "piston générateur de pulse", les conditions aux limites sont exprimées de manière différente. Plutôt qu'une égalité de variation de volume entre tubage et formation, on pose que la vitesse avec laquelle l'eau s'écoule du puits vers la formation, toujours définie par la loi de Darcy sur l'interface roche forage, est égale à la vitesse avec laquelle l'eau du volume contenu dans le système mis sous pression se décompresse au fur et à mesure que la pression redescend. En fait la solution de Cooper et al. 67 (reprise par les éq. 8, 9 et 10 de Bredehoeft et Papadopoulos

1980) est la solution pour le pulse test aussi si on remplace partout la quantité (r_{tub}^2) par la quantité ($V_f C_f \rho_f g / \pi$) où V_f , C_f , ρ_f sont le volume dans la section pressurisée, la compressibilité et la densité du fluide, et g l'accélération de la gravité (Bredehoeft et Papadopoulos 1980 p. 234).

Dans l'expression de la solution p_N (équ. 35) $= H/H_0 = f(\alpha, \beta)$, r_{tub}^2 se trouve dans les paramètres sans dimension temps $\beta = T t / r_{\text{tub}}^2$ et d'emménagement $\alpha = r^2 S / r_{\text{tub}}^2$ de Cooper et al. 67 (équ. 32 et 33 ci-dessus).

Ainsi, on peut écrire (Bredehoeft et Papadopoulos 1980 équ. 12 et équ. 8) :

$$\text{slug test : } p_N = \frac{H}{H_0} = f(\alpha, \beta) = f\left(\frac{r^2 S}{r_{\text{tub}}^2}, \frac{T t}{r_{\text{tub}}^2}\right)$$

$$\text{pulse test : } p_N = \frac{H}{H_0} = f(\alpha, \beta) = f\left(\frac{\pi r^2 S}{V_f C_f \rho_f g}, \frac{\pi T t}{V_f C_f \rho_f g}\right)$$

Cooper et al (1967, tab. 1) donnent une table des valeurs de la solution $p_N = H/H_0 = f(\alpha, \beta)$ fonction de α et β , et Bredehoeft et Papadopoulos (1980, tab.1) donnent des valeurs complémentaires. Depuis l'apparition des PC, on peut calculer directement ces courbes par logiciel (algorithme de Stehfest).

L'analyse des données se fait par la technique de Cooper et al. 67. C'est exactement le même diagramme. Dans la voie manuelle, on prépare une famille de courbes types, une pour chaque valeur de α , de $f(\alpha, \beta) = p_N = H/H_0$ vs β sur du papier semi-logarithmique. Les données mesurées de p_N sont reportées en fonction du temps réel sur un papier logarithmique de même échelle et on fait la concordance avec une courbe type en faisant coïncider les axes β et t en déplaçant le diagramme latéralement. La valeur de α est celle de la courbe type retenue, les valeurs de β et t sont celles d'un point (d'une ligne verticale en fait) de concordance. On utilise ces valeurs pour déterminer la perméabilité/transmissivité et l'emménagement spécifique/emménagement de l'intervalle testé :

$$K = \frac{V_f C_{\text{sys}} \rho_f g}{\pi e} \frac{(\beta)_{\text{conc}}}{(t)_{\text{conc}}} \quad k = \frac{V_f C_{\text{sys}} \mu_f}{\pi e} \frac{(\beta)_{\text{conc}}}{(t)_{\text{conc}}} \quad \text{fluide unique (équ. 56)}$$

$$S_s = \frac{V_f C_{\text{sys}} \rho_f g}{\pi e r^2} \alpha \quad n c_i = \frac{V_f C_{\text{sys}}}{\pi e r^2} \alpha \quad \text{fluide unique (équ. 57)}$$

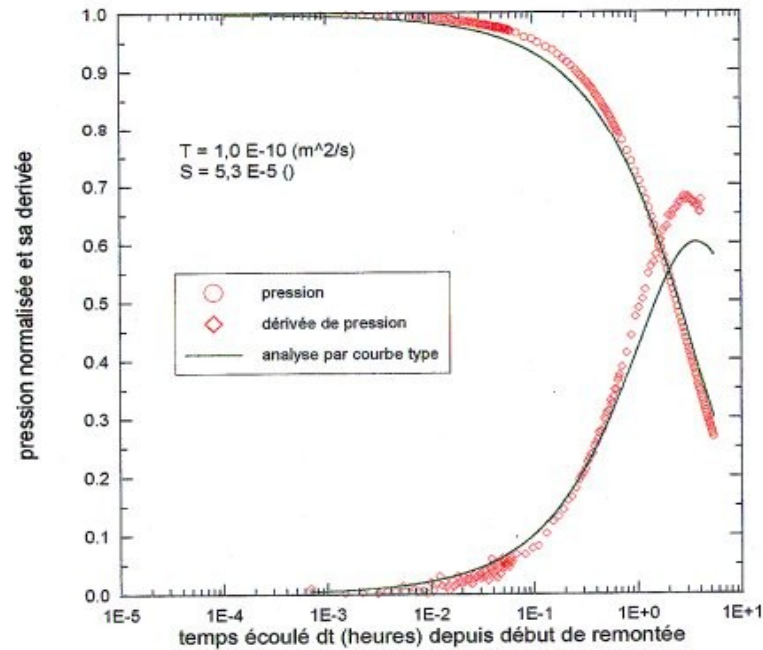
K : perméabilité (m/s) et k perméabilité intrinsèque (m^2); e longueur de l'intervalle de test (m); r : le rayon du forage (m); S_s emménagement spécifique (m^{-1}); V_f : volume du fluide de la section pressurisée (m^3); ρ_f : densité du fluide (kg/m^3), g accélération de la gravité (en moyenne $9,81 \text{ m/s}^2$); μ_f : viscosité du fluide; n : porosité (sans dimension)

Dans ces formules, C_{sys} (Pa^{-1}) a été substitué à C_f donné par Bredehoeft et Papadopoulos 80, une nécessité. En effet, Neuzil (1982) a montré que la compressibilité effective est celle de l'ensemble du système (i.e. "parois" du volume de fluide emprisonné y comprises), C_{sys} , et non pas seulement du fluide dedans. C_{sys} dépend de la compressibilité du fluide mais aussi de la compliance des équipements notamment des obturateurs ($\pm$ valve d'obturation, tubage, etc.) et est donc plus élevé que la compressibilité de l'eau ce qui fausserait la perméabilité calculée d'autant (Earlougher 1977, p. 10; Neuzil 1982; Marinelli et Rowe 1985, p. 372).

La méthode des dérivées appliquées pour les diagrammes de Ramey et al. 75 (cf. III-4-1-2-1)) est aussi applicable pour les pulse tests de Bredehoeft et Papadopoulos (Ostrowski et Kloska 1988, p. 7). Elle a été utilisée par Géoservices (Fig. 23).

Fig. 23. (ci-dessous) ↓ Diagramme de "Cooper"-Bredehoeft et Papadopoulos.

Résultat d'une concordance sur courbe-type, Géoservices (1995, fig. 37), pulse-test de production (1,564 MPa) dans l'Oxfordien (forage MSE101 : C3b : -460 à -481,45 m), avec pression et dérivée de pression. Le décalage observé sera supprimé en prenant en compte l'historique des pression (à savoir la phase RPS précédente avec modèle numérique), voir fig. 38 plus loin



III-4-1-3-1. L'unique solution pour les roches très peu perméables

Dans le pulse test, le volume de fluide qui s'écoule dans la formation par unité de baisse de pression ($V_f C_f \rho_f g$) est plus petit que celui du slug test (πr_{tub}^2) ce qui donne des courbes "déplacées".

Bredehoeft et Papadopulos (1980, fig. 4) font un calcul concret (fig. 24) qui compare la baisse de charge hydraulique imposée dans un pulse avec la baisse de niveau d'eau d'un slug-test conventionnel pour le même système, même géométrie et paramètre de formation identiques ($K = 10^{-12}$ m/s comme une argile; $S = 4 \cdot 10^{-4}$, $T = K_e = 1 \cdot 10^{-11}$ m²/s, $r = 0,1$ m, $r_{\text{tub}} = 0,02$ m; $C_f = 4,6 \cdot 10^{-10}$ Pa⁻¹; $\rho_f = 1000$ kg/m³ et hauteur d'eau au départ dans le tubage = 90 m, la pression est appliquée en haut du système clos pour le pulse, cette eau est supposée amenée d'un coup et le système reste ouvert pour le slug).

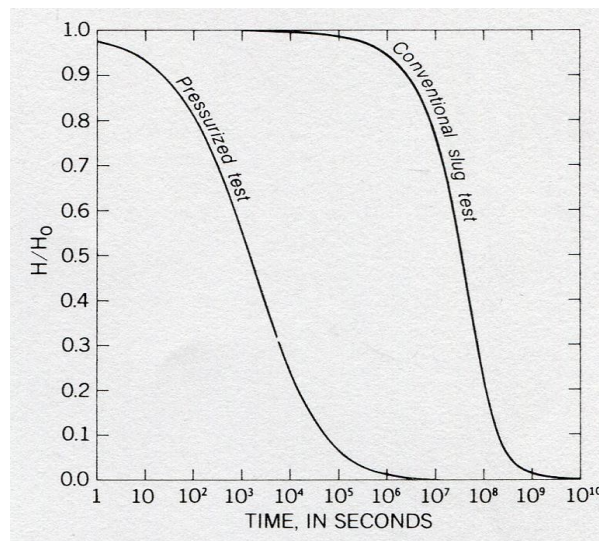


Fig. 24

Dans cet exemple, la diminution complète du changement de pression/charge hydraulique imposé via un pulse test est très long (10^7 sec = 116 jours) mais via un slug test la baisse du niveau est encore

considérablement plus longue (10^{10} sec $\approx$ 320 ans). Cependant, pour interpréter valablement un test on n'a besoin que des données entre une valeur de p/p_0 ou H/H_0 allant de 1 jusqu'à 0,5 à 0,2 sur l'ordonnée. Sur la fig. 24, cela est atteint en 24 mn à 4 heures pour le pulse test (ou pressure test) ce qui devient très intéressant, voir la seule méthode possible pour les roches très peu perméables alors que le slug convient aux niveaux aquifères ou de perméabilité intermédiaire.

On notera que si les quantités (r_{tub}^2) et $(V_f C_f \rho_f g / \pi)$ avaient été égales, la durée aurait été la même dans les deux cas. Cela sera le cas si $r_{\text{tub}} = (V_f C_f \rho_f g / \pi)^{1/2}$. Mais cela sera souvent impossible. Par ex. pour le calcul menant à la fig. 24 ci-contre, il aurait fallu que le rayon du tubage de test pour le slug soit de 0,78 millimètre ($7,8 \cdot 10^{-4}$ m). On comprend la raison du schéma prévisionnel des tests en roches très peu perméables (cf. II-2, fig. 4).

Pour les critères de durée et de conditions initiales, Géoservices (1995, p. 25) écrit : *"En ce qui concerne les pulse test, le critère permettant leur analyse par concordance de courbe type nécessite une récupération d'au moins 70% par rapport à la pression initiale de formation. Cette pression initiale n'étant pas connue par interprétation classique, ce type d'interprétation n'a pu être effectué de façon rigoureuse. Cependant il est possible de réaliser une concordance de courbe type en normalisant la pression enregistrée à la pression avant pulse et non à la pression initiale de formation. Bien que n'étant pas idéale, cette méthode permet d'obtenir une toute première estimation de la transmissivité."*

En effet, la solution mathématique des diagrammes Coopers/Ramey est pour une condition initiale égale partout et non changeante, p_i . Si ça n'est pas le cas, il y aura toujours une petite composante, dans la réponse du pulse test, qui n'est pas du au test lui-même mais à ce retour déjà en cours vers p_i (c'est le cas dans la fig. 23; cette composante sera d'autant moins forte que la formation aura été tenue en condition de shut-in le plus longtemps possible avant le pulse test).

Un changement de température du fluide de forage (mis soudain en contact avec le fluide de formation de température différente) peut générer un changement de pression. Son importance va dépendre du coefficient d'expansion thermique du fluide qui dépend de la température. Pour l'eau, entre 0 et 100°C, il varie de $3,9 \cdot 10^{-5}$ à $7,5 \cdot 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$. Cette correction est effectuée au delà d'un changement de température de 0,2 à 0,3 °C (Moe et al. 1990, p. 17). Si ce critère devient important, on peut utiliser un modèle numérique (cf. IV-2-5).

La solution de ces modèles Cooper/Ramey n'est valable pour une perméabilité de roche constante. Il est donc conseillé de ne pas imposer de différence de pression trop forte qui pourrait changer la perméabilité, voir ouvrir de petites fractures si la contrainte principale mineure est dépassée.

III-4-1-3-2. Compressibilité du système avec double obturateurs, C_{sys}

A) Théorie :

Géoservice (1995 p. 150) : *"Lors de l'application d'un pulse (de production ou d'injection), l'écoulement induit par ce choc hydraulique dépend directement de la compressibilité du système, C_{sys} puits-train de test-fluide [Pa^{-1}] , ou encore de la capacité du puits, C [m^3/Pa].*

Ceci est démontré par les relations suivantes [en zone de test fermée]:

$$C_{\text{sys}} = \frac{(dV/dp)}{V_{\text{sys}}} \quad \text{et} \quad C = C_{\text{sys}} V_{\text{sys}} = dV/dp \quad (\text{eq. 58})$$

où :

dV : changement de volume lors de l'application du pulse;

dp : changement de pression lors de l'application du pulse;

V_{sys} : volume de la zone testée

[on a retrouvé eq. 40]

Ainsi, le débit d'écoulement q [pour le pulse test] est :

$$q = dV/dt = C \times dp/dt = C_{\text{sys}} V_{\text{thx}} \times dp/dt \quad (\text{eq. 59})$$

[on a retrouvé eq. 20]

La transmissivité étant directement reliée au débit d'écoulement, il est important d'avoir une bonne estimation de la compressibilité du système ou de l'effet capacitif du puits isolé lors de l'interprétation d'un test sous obturateurs."

B) Compressibilité calculée à partir des pulses [où C_{sys} est nécessaire pour calculer les paramètres de formation, cf. eq. 56 et 57] :

Géoservice (1995 p. 150) : *"Le calcul de compressibilité effectué sur la plupart des pulses de production ou*

d'injection nécessite la connaissance des paramètres suivants :

- changement de pression dans le tubage de test au dessus de la vanne d'obturation. Cette pression est traduite en changement de volume dV [qui est égal à celui entré ou sorti de l'intervalle de test entre l'ouverture et la fermeture de la valve; dans le cas d'un train de test avec "piston générateur de pulse" par ex., le volume est connu directement de ce dernier];

- changement de pression dans l'intervalle testé dp ;

- volume initial de fluide V_{sys} dans l'intervalle de test.

La compressibilité est alors égale à (comme ci-dessus) [Neuzil 1982 p. 440] :

$$C_{sys} = \frac{(dV/dp)}{V_{sys}} \quad (\text{éq. 58})$$

Éq. 58 n'est valable que pour des formations très peu perméables afin qu'une très faible fraction de l'eau rentre ou sorte de la formation pendant le moment de pressurisation/dépressurisation (mais les pulses sont pour ce genre de formation).

- Exemple de Neuzil (1982) dans un forage peu profond dans des shales, la valve d'obturation étant à la surface : pressurisation par une pompe à main : $20 \times 100 \text{ cm}^3 = 2 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3$, volume du shut-in : $1,59 \text{ m}^3$, pression du pulse : $0,462 \text{ MPa} \rightarrow C_{sys} = 2 \cdot 10^{-3} / 1,59 / 0,462 \cdot 10^6 = 2,7 \cdot 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$ alors que la compressibilité de l'eau, C_f , à 10°C est de $4,8 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ plus de 5 fois moins.

- Se référant notamment à Neuzil 1980, pour leur système employé en forage profond, Moe et al. (1990, p. 15) : *"..le... système est considéré être plus rigide que ces systèmes et donc, à notre avis, la compressibilité du système est probablement un facteur 2 ou 3 plus grand que la compressibilité de l'eau."*

- Pour les tests dans le Callovo-oxfordien (forage MSE101 entre 480 et 680m), Géoservices (1995, p. 18) : *"Ces calculs ont eu pour résultat une compressibilité toujours comprise entre $8,5 \cdot 10^{-10}$ et $2 \cdot 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$, ce qui correspond à une compressibilité faible d'ordre de grandeur tout à fait normal aux pressions auxquelles les tests sont réalisés."*

III-4-2. Solution avec capacité de puits et pellicule pour phase de production ou de récupération, débit q constant : le graphique de Gringarten et al. 79/Bourdet

III-4-2-1. Capacité de puits incluse

L'un des défauts de la méthode de la "ligne droite semi-logarithmique", à cause de l'approximation logarithmique qui permet de l'obtenir, est qu'elle ne s'applique que une fois atteint un "écoulement radial à deux dimensions agissant à l'infini". On n'utilise donc que les dernières mesures du test, toutes celles antérieures restant sans usage or, dans un test de qualité, celles-ci ont un sens et sont porteuses d'information aussi.

Gringarten et al. (1979) ont présenté une solution qui permet d'utiliser les données de début de test/séquence, en prenant en compte la capacité de puits.

Aux conditions aux limites amenant à la solution de la "ligne droite semi-logarithmique", donc pour un débit constant, q , et une dérivée de pression constante sur la paroi du forage, est imposé en plus l'effet de compressibilité du système avec la variation de pression (conservation de masse ainsi considérée coté forage aussi; Marinelli et Rowe 1985 éq. 14).

Ici aussi (comme dans Ramsey et al 1975), pour les conditions d'état quasi-permanent (qui sont atteintes assez vite, pas au tout début), l'effet d'une pellicule est introduit approximativement par le concept de rayon apparent du forage, le rayon fictif étant $r_{feq} = r e^s$ (éq. 34; "s" étant s_{pel}). Pour incorporer l'effet de pellicule, on substitue ce rayon dans la solution (c'est à dire qu'on multiplie le rayon par e^{-s}). La validité de cette approche a été vérifiée pour les facteurs de pellicule positifs.

La solution est présentée sur le graphique log-log : p_D vs t_D/C_D en fonction du paramètre $C_D e^{2s}$ ("s" pour s_{pel}) : fig. 25. Le groupe sans dimension t_D/C_D est toujours éq. 38 (il ne comporte pas le rayon donc est indépendant du facteur de pellicule puisque celui-ci est introduit via le rayon) et dans le groupe sans dimension $C_D e^{2s}$: C_D est toujours éq. 37.

La pression sans dimension est (Gringarten et al. 1979 p. 5; Earlougher 1977, p. 185) :

$$p_D = \frac{2\pi k e}{q \mu} \Delta p \quad \text{ou} \quad p_D = \frac{2\pi K e}{q \rho g} \Delta p \quad (\text{éq. 60})$$

Cela vient directement de la forme axiale de la loi de Darcy : $\Delta p = \frac{q \mu}{2\pi k e} \ln\left(\frac{r_e}{r}\right)$;

où k et K sont respectivement les perméabilités intrinsèque (m^2) et des hydrogéologues (m/s), e l'épaisseur

testée (m), q le débit constant (m^3/sec), μ la viscosité (Pa·sec) et ρ la densité du fluide (kg/m^3), enfin g est l'accélération de la pesanteur ($\sim 9,807 \text{ m/s}^2$), Δp est le changement de pression depuis le début du test, pris positif (Pa).

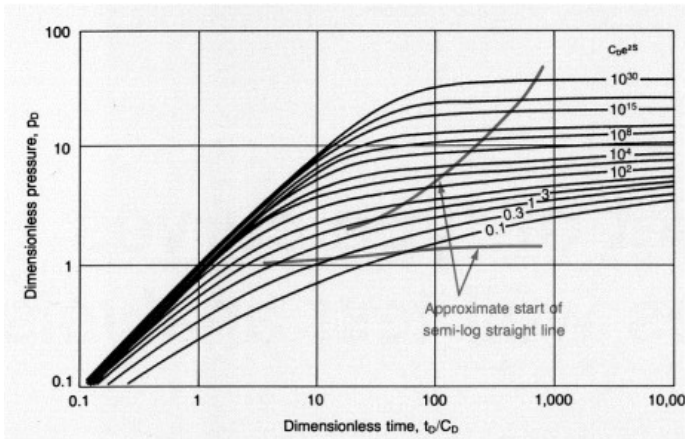


Fig. 25. "Courbes-type" log-log de Gringarten et al. 79
 p_D vs t_D/C_D pour différents $C_D e^{2s}$

Récupération après débit constant, avec capacité de puits et pellicule (Bourdet et al. 1983, fig. 2).

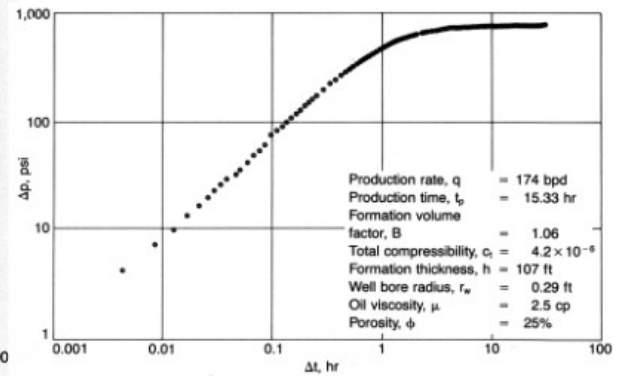


Fig. 26. Données reportées sur le diagramme log-log de diagnostic classique Δp vs Δt pour concordance avec les courbes-types de Gringarten et al. 79 (Bourdet et al. 1983 fig. 1).

Le diagramme utilisé pour le report des données est le diagramme log-log classique (fig. 26) dont les propriétés de diagnostic ont déjà été présentées plus haut (III-3-1). Ces propriétés sont valables aussi bien pour le diagramme non dimensionnel de Gringarten et al. : droite initiale $p_D = t_D/C_D$ de la capacité de puits, et finalement "régime radial infini" qui sur un semi-log $p_D = f(t_D/C_D)$ donnerait la ligne droite.

Comme le "régime radial infini" ne produit pas de forme caractéristique sur le diagramme log-log, Gringarten et al. ont indiqué en pointillé le "début approximatif de la ligne droite semi-log" sur leur diagramme (fig. 25).

La voie manuelle permet d'en expliquer le fonctionnement. La première étape est de reporter les données de test/séquence sur le log-log classique Δp vs Δt (fig. 26) de la même taille que celui des "courbes-type" puis de faire la concordance avec l'une des courbes-type. S'il y a une capacité de puits, le moyen le plus pratique est de faire concorder les droites initiales des deux diagrammes (données de test et "courbes-type") puis de faire glisser le graphe des données le long de cette direction 45° jusqu'à obtenir la meilleure concordance. Cela produit deux binômes liés de valeurs (le subscript "conc" pour "concordance") :

$$p_{D\text{conc}}, (t_D/C_D)_{\text{conc}} \text{ et } \Delta p_{\text{conc}}, \Delta t_{\text{conc}}$$

La perméabilité peut alors être calculée de la concordance de pression :

$$k e = \frac{q \mu (p_D)_{\text{conc}}}{2 \pi (\Delta p)_{\text{conc}}} \quad (\text{éq. 61})$$

ou bien de la concordance de temps (éq. 39) si on connaît le coefficient de capacité de puits, C . Les résultats obtenus devraient être identiques.

Alternativement, connaissant k , la concordance de temps peut être utilisée pour calculer C .

Un facteur de pellicule peut être calculé pour toute valeur spécifique de compressibilité totale de la formation, c_t (ou d'emménagement spécifique, S_s en termes d'hydrogéologie) avec l'éq. 42.

III-4-2-2. Application du modèle à la récupération

La validité du modèle pour des données de récupération (interruption d'un pompage ou d'un slug de production à débit sub-constant, "shut-in") doit être discutée. En effet, les courbes types de la fig. 25 sont celles théoriques pour une production (pendant le pompage ou le slug à débit sub-constant) et non pas de récupération (par comparaison à la technique de la "ligne droite semi-logarithmique", elles correspondent à la solution du "graphique semi-log/MDH/Cooper-Jacob" et non pas à celle du graphique de Horner).

D'un autre côté c'est un modèle de production constante, q . "En pratique, il n'est pas possible de garantir un écoulement parfaitement constant pendant une production, surtout au tout début de l'écoulement [la réponse

est alors déformée, particulièrement avec l'échelle log-log qui étale la réponse des temps précoces]. *L'analyse log-log considère la réponse globale pendant une période d'écoulement et donc ne prévoit pour aucun taux de variation pendant la période analysée. Par conséquent, seules les récupérations, enregistrées dans les puits où l'on ferme la valve d'obturation conviennent pour la concordance de courbes* [il n'y a plus d'écoulement donc le puits est contrôlé]. *Lorsque l'interprétation est réalisée sur ordinateur, la courbe-types de récupération est générée pour l'historique d'écoulement avant la fermeture de la valve (courbes multi-débit)... et la concordance est réalisée sur la réponse théorique exacte.*" (Bourdet et al. 1989, p. 295).

L'usage manuel de ces courbes de production pour la récupération vient d'une approximation. La production ayant duré un certain temps, la baisse de pression n'évolue plus que lentement, et d'autant plus lentement que la production aura été longue. Par contre, lorsqu'on arrête le pompage ou qu'on ferme la valve d'obturation on a de suite une vigoureuse remontée de pression. Or pour la récupération, le procédé mathématique est le même que pour la "méthode de la ligne droite semi-logarithmique" qui a permis d'établir l'équation de Horner : par superposition (mathématique) d'une injection de même débit ($-q$) sur la production q (qui continue mathématiquement) qui donne la solution voulue que l'écoulement est nul à partir du moment où physiquement on stoppe la pompe ou on ferme la valve d'obturation. Si l'on néglige la faible évolution de pression due à la partie pompage (qui mathématiquement ne s'arrête pas), c'est à dire que l'on prend comme référence dans la soustraction la dernière valeur de pression à l'arrêt du pompage ou à la fermeture de la valve d'obturation (une valeur fixe), et que ce moment est aussi notre temps zéro, sur cette base, on peut utiliser les courbes-type comme approximation.

Avec les restrictions, Marinelli et Rowe (1985, p. 374) : *"Alors que...[ce qu'on vient juste d'expliquer] est valide pour les temps précoce de fermeture de la valve, il y a une tendance à sous-estimé. $[\Delta p]$ au temps plus grands. Ainsi, quand on fait la concordance de données de récupération calculées de cette manière, il est courant que les points des dernières données tombent légèrement sous la courbe-type appropriée. Par conséquent, il faut donner la préférence à la concordance sur les premières données."*

Le critère de validité, exprimé en durée relative du temps de récupération par rapport au temps de production est dépendant du facteur de pellicule, via le groupe sans dimension $C_D e^{2s}$. Dans un puits endommagé (facteur de pellicule positif) la fonction p_D est grande et varie peu sur un grand intervalle de temps (fig. 25 courbes du haut) et dans ce cas les courbes peuvent être utilisées même si la période de récupération est plus longue que la période de production (Gringarten et al. 1979 p. 7 et 10). Par contre pour les facteurs de pellicule négatifs (forages stimulés; petites valeurs de $C_D e^{2s}$) elles ne peuvent être utilisées que pour une période de récupération de durée inférieure à celle de production.

On voit que la méthode de Gringarten et al. avec approximation permet de tirer des informations des données précoces de tests/séquences, données qui sont écartées par la méthode de Horner. Ces deux méthodes sont complémentaires puisque la méthode de Horner est pleinement valide pour les dernières données là où celle de "Gringarten et al. avec approximation" perd de sa validité.

Parce que les courbes-types se ressemblent, la méthode de concordance n'est pas toujours évidente.

L'exemple choisi par Gringarten et al. (1979, p. 9-10) montre qu'on peut obtenir une bonne concordance sans pour autant avoir le bon résultat. Dans leur exemple, cela a été détecté par un coefficient de capacité de puits, C , qui apparaissait peu compatible avec celui estimé des caractéristiques de l'intervalle de test, et une valeur de facteur de pellicule calculée de l'éq. 42 (dans laquelle il y a C) qui semblait contradictoire avec la valeur/signification globale de $C_D e^{2s}$ (dont plus la valeur est grande, plus on a un forage "abimé", forte pellicule; plus elle est petite, plus on a un forage "amélioré" comme par traitement à l'acide, perforation des grès, voir par fracturation, naturelle ou hydraulique).

Il y a donc un moyen d'éviter cet écueil. Puisque ces courbes (fig. 25 et 26) sont de diagnostic, elles permettent de savoir quand le "régime radial infini" est atteint. Avec le segment de données correspondant à ce régime, on peut procéder à l'analyse avec le diagramme de Horner. On obtient la perméabilité à partir de la pente m (eq. 25), la pression de formation, p_i , au temps de Horner = 1 et le facteur de pellicule de l'éq. 26 ou 27.

Ayant ainsi obtenu k indirectement, on connaît dès lors la valeur de $(P_{Dconc} / \Delta p_{conc})$ et la concordance avec les courbes-types est guidée. Les résultats de cette concordance correspondent très bien avec ceux obtenus via le diagramme de Horner (bien que les techniques et les modèles diffèrent), comme ils le doivent, et apportent des informations supplémentaires sur la capacité de puits.

Marinelli et Rowe (1985) qui ont conduit une série d'analyse de récupération après slug tests à débit sub-constant entre double obturateur à des profondeurs de 400 à 500 m dans des faciès de perméabilité variée ($2 \cdot 10^{-5}$ à $3 \cdot 10^{-11}$ m/s) ont eu de bons résultats avec cette double méthode Horner/Gringarten et al 79-"avec

approximation".

Maintenant si Δp des données préparées pour la concordance est calculé non pas par rapport à la dernière pression de production mais par rapport à une pression extrapolée (au temps Δt considéré) de production (qui est partie de la solution mathématique), il n'y a plus les restrictions mentionnées ci-dessus, l'analyse de données de récupération avec des courbes-types de production est valide sans restriction (Gringarten et al. 1979 p. 10).

▪ **PSR/SPR** (Static Pressure recovery) en tout début de test

Géoservices (1995, p. 154) a traité ce cas particulier de la manière suivante : "En théorie, l'analyse de la phase RPS doit être traitée comme une phase de récupération après une phase de pompage à débit variable. Cependant, les conditions de pression et de débit précédant cette phase sont extrêmement difficile à estimer avec une certitude raisonnable. Notre approche a donc consisté à traiter la phase RPS comme une phase de récupération suivant une longue période d'écoulement à débit constant. Dans de telles conditions, il peut être démontré que la dérivée en fonction du temps de Horner est égale à celle en fonction du temps de récupération ($[t_p + \Delta t]/\Delta t = \Delta t$). De cette manière, il n'est pas nécessaire de connaître la durée de l'écoulement pour construire le graphique de diagnostic log-log. Celui-ci est dressé comme dP en fonction de dt ."

III-4-2-3. Dérivées (Bourdet)

Cette solution de Gringarten et al. 79 peut être exprimée par la pente, la dérivée, de p_D par respect à $\ln(t_D/C_D)$: p'_D , (relation semi-log puisque seul le groupement du temps est en logarithme naturel) qui peut aussi être écrite sous la forme de dérivée par rapport au temps multiplié par le temps :

$$p'_D = \frac{dp_D}{d(\ln(t_D/C_D))} = (t_D/C_D) \frac{dp_D}{d(t_D/C_D)} \quad (\text{éq. 62})$$

Cette dérivée semilog a plusieurs avantages, Bourdet et al. (1989, p. 296) : i) elle va souligner le régime d'écoulement radial infini d'intérêt primordial dans l'interprétation des tests; ii) sous cette forme, et les changements de pression et les dérivées de pression sont rendus sans dimension par le même groupement ($2\pi k h e / q \mu$) ce qui permet une concordance double; iii) en utilisant une dérivation par rapport à un *temps effectif d'Agarwal* l'analyse d'une récupération est convertie en analyse d'une production ce qui simplifie la procédure d'analyse; iv) elle ne dépend pas spécialement de la pression de départ de la séquence et peut être interprétée même si cette donnée de départ manque ou est mal définie.

Les dérivées de données d'un test, $\Delta p'$ (fig. 28), sont, comme la pression dans l'analyse précédente; reportées en ordonnée d'un log-log vs Δt (Bourdet 2002, p. 36) :

$$\Delta p' = \frac{dp}{d(\ln \Delta t)} = \Delta t \frac{dp}{dt} \quad (\text{éq. 63})$$

Pendant la période initiale de capacité de puits, les changements de pression et de dérivées de pression sont identiques. En échelle logarithmique la pression et la dérivée de pression suivent une ligne droite de pente unité (asymptote pour les courbes types).

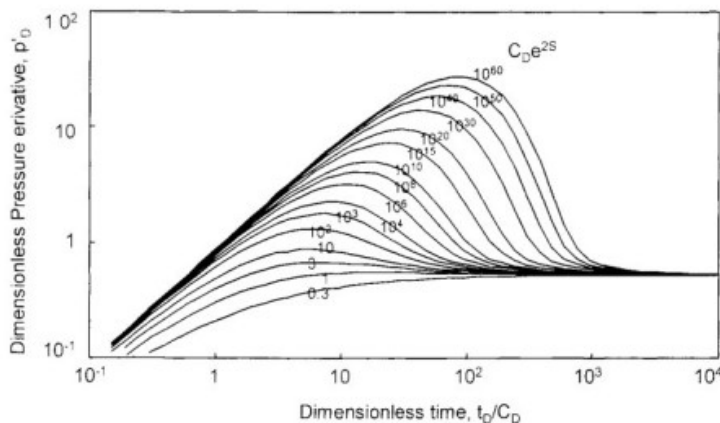


Fig. 27. Courbes-type log-log (Gringarten et al 79) en dérivée semilog de pression (Bourdet 2002, fig. 2.14)

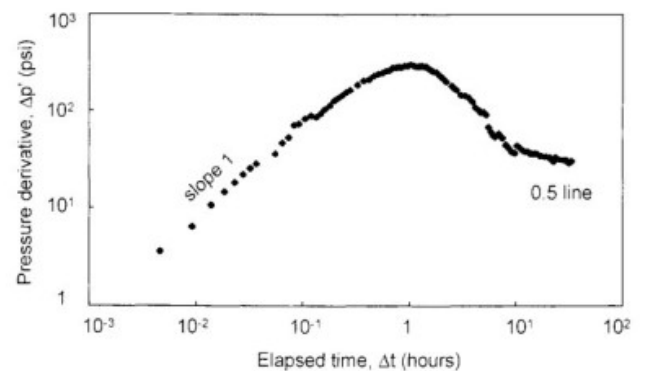


Fig. 28. Données sur le diagramme de diagnostic log-log en dérivée semilog de pression (Bourdet 2002 fig. 2.13)

Lorsque plus tard le régime d'écoulement radial infini est atteint, la dérivée devient une constante (puisque en semi-log la pression produit une ligne droite) qui en termes sans dimension se stabilise à une valeur de 0,5 (fig. 27). Grâce à ce comportement caractéristique de la dérivée sur diagramme log-log, on n'a plus forcément besoin d'un diagramme conventionnel semi-log pour déterminer la perméabilité. Avec la dérivée, le diagramme log-log en plus de son rôle ubiquiste de diagnostic, sert en même temps de "diagramme de détermination" pour l'écoulement radial.

Lorsque les données montrent les régimes de capacité de puits et d'écoulement radial infini, la concordance est unique à cause de ces comportements uniques à chaque extrémité.

Pour la concordance :

- 1) le segment de dérivée constant est mis en concordance sur la ligne $p'_D = 0,5$ des courbes-types (peu importe la position du temps) et on calcule la perméabilité :

$$k e = \frac{q \mu}{2 \pi} \frac{(p'_D)_{conc}}{(\Delta p')_{conc}} \quad (\text{éq. 64})$$

- 2) la courbe des données est déplacée le long de cette droite jusqu'à ce que les données de capacité de puits concordent avec une asymptote à la pente unité des courbes-type. Cela produit la concordance de temps ce qui permet de calculer C , le coefficient de capacité de puits (de éq. 38) :

$$C = \frac{2 \pi k e}{\mu} \frac{(\Delta t)_{conc}}{(t_D/C_D)_{conc}} \quad (\text{éq. 65})$$

- 3) La lecture directe du groupement $C_D e^{2s}$ qui produit la meilleure concordance entre les deux asymptotes permet de calculer le facteur de pellicule, s_{pel} (éq. 42).

Le facteur de pellicule n'est plus présent dans les réponses de dérivées lorsqu'on a atteint le régime d'écoulement radial infini, c'est uniquement sur le segment de transition entre les deux régimes qu'il peut être estimé.

Ces courbes-type, bien qu'obtenues pour une phase de production, sont valables pour une phase de récupération si la dérivée est prise, non pas par rapport au logarithme naturel du temps mais qu'elle le soit par rapport au logarithme naturel du *temps effectif d'Agarwal* (Bourdet et al. 1989, p. 296; Bourdet 2002, p. 42) :

$$\Delta p' = \frac{dp}{d \ln \left(\frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t} \right)} = \frac{t_p + \Delta t}{t_p} \Delta t \frac{dp}{dt} \quad (\text{éq. 66})$$

Cela au lieu de éq. 63. De telles réponses en dérivée d'une phase de récupération, quand reportées sur le diagramme log-log fonction de Δt concordent avec les courbes-types (de production) de dérivée en semilog de cette solution de Gringarten et al. 79.

Un problème se pose avec les dérivées, le processus de différentiation amplifie le "bruit de fond" qui est toujours présent (précision des capteurs de pression, circuits électriques, vibrations etc.). La réponse en dérivée n'est pas une courbe de données brutes. Les points sont alors fort dispersés et l'ensemble peu interprétable lorsque le bruit de fond est élevé et les mesures espacées ce qui a été fréquent mais l'est moins avec les appareillages actuels.

Un but essentiel dans le calcul est donc d'améliorer le rapport signal-bruit. La méthode recommandée est celle des 3 points :

$$\frac{dp}{dX} = \frac{\left(\frac{\Delta p}{\Delta X} \right)_1 \Delta X_2 + \left(\frac{\Delta p}{\Delta X} \right)_2 \Delta X_1}{\Delta X_1 + \Delta X_2} \quad (\text{éq. 67})$$

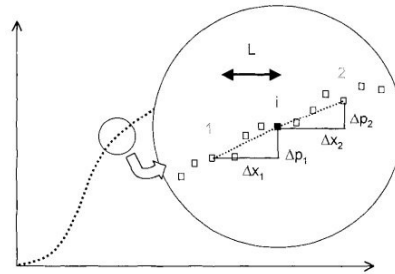


Fig. 29. Dérivées méthode des 3 points

un point avant (gauche =1) et un point après (droite =2) du point d'intérêt, i . L'algorithme estime les pentes à gauche et à droite et attribue la moyenne pondérée au point i . X est la fonction temps : $\ln \Delta t$ pour une production, et logarithme naturel du *temps effectif d'Agarwal* pour la récupération. On commence par prendre les points consécutifs. Si le résultat révèle un trop grand de bruit de fond (souvent lorsque la

fréquence de mesure est élevée puis quand la variation de pression devient faible), on augmente la distance au point d'intérêt, définie comme "L" sur l'axe du temps. L est la fenêtre de cycle logarithmique de dérivée. On prend de chaque côté le premier point qui dépasse cette distance. L définit donc le degré de lissage de la courbe ($L=0$: pas de lissage). Plus L est grand, plus on augmente la variation de pression traitée et moins le bruit de fond se fait sentir. Il faut trouver un compromis entre le lissage et une distorsion possible de la courbe que cela peut engendrer. Les valeurs habituelles du coefficient L dépendent du logiciel. En général, L, exprimé en terme de la fonction temps, est moins de 0,2 ou 0,3 cycle logarithmique (Bourdet 2002, p. 44). Lorsqu'on arrive aux derniers points, les points manquent sur la droite et on a ce qu'on appelle les "effets de fin".

De même qu'elle est plus sensible au bruit de fond, la dérivée est plus sensible aux écarts avec la définition du modèle théorique utilisé (par ex. mauvaise évaluation du temps de production, t_p , etc.). Aussi il est recommandé d'utiliser les deux types de courbes (fig. 30) :

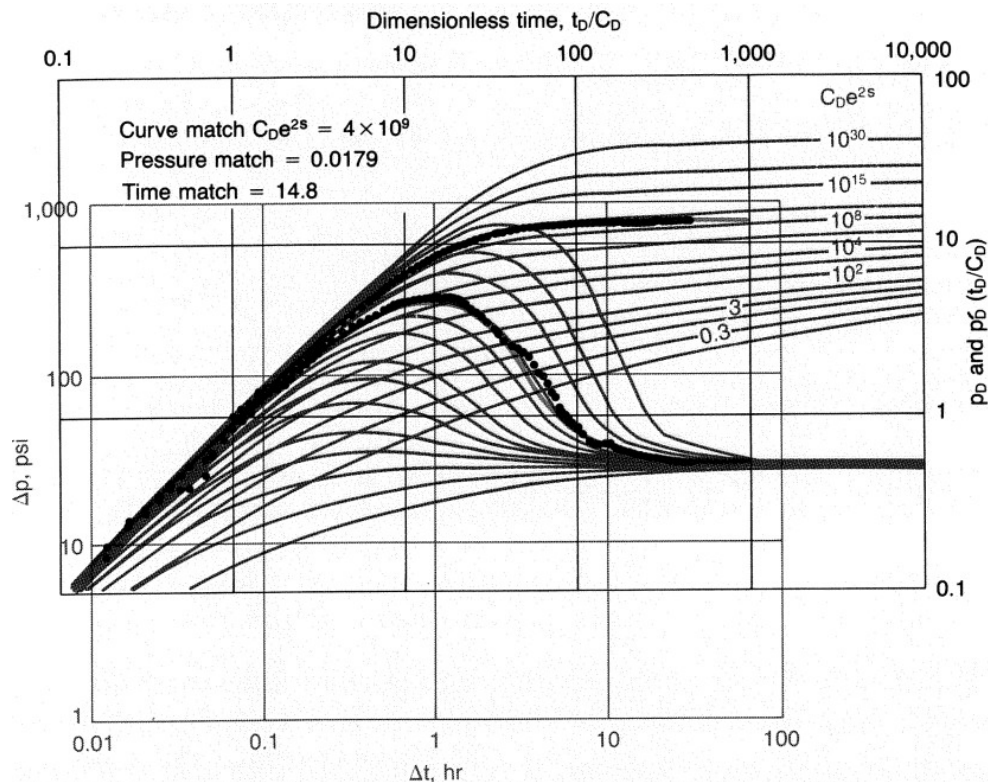


Fig.30. Courbes-types de Gringarten et al. 79 : en pression et en dérivée semilog de pression. La suite des points gras sur ces courbes respectives, à la valeur de $C_D e^{2s} = 10^{10}$ est un exemple de concordances combinées sur les deux expressions de la solution. Les données qui sont reportées (Bourdet et al 1983, 1989), sont les mêmes que celles des fig. 8 (diagramme de Horner) et fig. 26 (log-log de diagnostic) ci-dessus.

III-4-3. Solution avec capacité de puits et pellicule pour phase de production ou de récupération à débit constant : le graphique de Agarwal et al. 70

Les courbes-types sont calculées d'une solution analytique de l'équation de diffusion pour un débit q constant pour un réservoir infini et une pellicule très fine. Elles sont dessinées sur un diagramme log-log p_D vs t_D (fig 31), où p_D est éq. 60 et t_D éq. 36.

Les données elles sont reportées sur le diagramme log-log Δp vs Δt , établi sur une grille de même échelle que celle des courbes-types. La concordance se fait les grilles des deux diagrammes parallèles mais en bougeant le diagramme et verticalement et horizontalement.

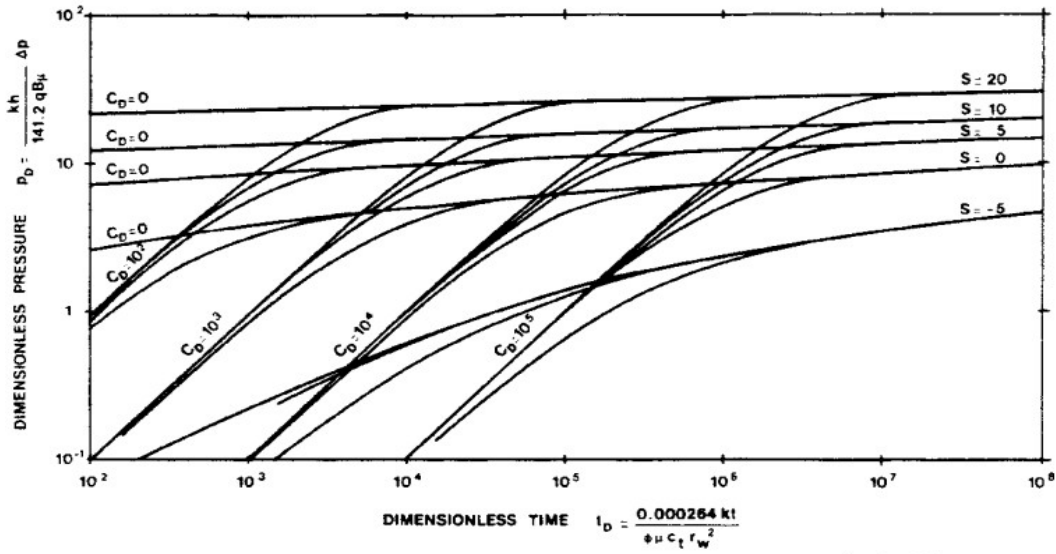


Fig. 31. Diagramme d'Agarwal et al. 70 : log-log p_D vs t_D , courbes types (in Gringarten et al. 1979)

On peut montrer à cette occasion qu'un diagramme $\log \Delta p$ vs $\log \Delta t$ aura une forme identique à un diagramme de $\log p_D$ vs $\log t_D$. De par leur définition, les pressions et temps sans dimension sont fonction linéaires des pressions et temps réels, donc le logarithme de la variation de pression réelle ne différera du logarithme de la variation de pression sans dimension que d'une quantité constante :

$$\log \Delta p = \log p_D - \log \frac{2\pi k e}{q \mu} \quad \text{ou} \quad \log \Delta p = \log p_D - \log \frac{2\pi K e}{q \rho g} \quad (\text{éq. 68})$$

$$\log \Delta t = \log t_D - \log \frac{k}{n \mu c_t r^2} \quad \text{ou} \quad \log \Delta t = \log t_D - \log \frac{K}{S_s r^2} \quad (\text{éq. 69})$$

d'où la forme identique mais avec un décalage vertical de $\log(2\pi k e / q \mu)$, pour la pression, et un décalage horizontal $\log(k / n \mu c_t r^2)$ pour le temps. Mettre les deux courbes en concordance donnera par exemple des estimations de $k e$ de $(2\pi k e / q \mu)$ si on connaît q et μ et de $n e$ de $[k e / (n e) \mu c_t r^2]$ si on peut estimer μ , c_t et r .

Lorsqu'il y a une capacité de puits, on a la droite de pente unité pour les premières données, caractéristique des courbes log-log. Cela n'est plus le cas si l'on a pas de capacité de puits, $C_D = 0$ (alors, pour un facteur de pellicule élevé, on a presque une ligne horizontale, fig. 31). Le moment auquel commence le régime d'écoulement radial infini correspond approximativement à l'intersection de $C_D = 0$ et $C_D \neq 0$ pour les valeurs appropriées de C_D et S_{pel} ($S_{pel} = "s"$ sur fig. 31). Une analyse des données par la technique de la ligne droite semi-logarithmique ne sera valide que pour les points au delà de cette intersection (Gringarten et al. 1979, p. 4). Les valeurs des paramètres calculées par ces deux méthodes doivent correspondre.

Une utilisation efficace de ces courbes-types demande que l'on connaisse C_D (éq. 37). Dans ce cas, la concordance se fait facilement avec l'une des courbes ayant cette valeur ce qui donne le facteur de pellicule, S_{pel} .

On calcule alors la perméabilité de la concordance sur les pressions : éq. 61.

Connaissant k , on peut calculer le produit porosité-compressibilité totale de formation : $n c_t$, c'est à dire l'emménagement spécifique des hydrogéologues (éq. 16), à partir de la concordance sur le temps, avec (à partir de l'éq. 36) :

$$n c_t = \frac{k}{\mu r^2} \frac{(\Delta t)_{conc}}{(t_D)_{conc}} \quad \text{ou} \quad S_s = \frac{K}{r^2} \frac{(\Delta t)_{conc}}{(t_D)_{conc}} \quad (\text{éq. 70})$$

mais les auteurs mentionnent que ce dernier calcul n'est pas souvent utilisé à cause d'une incertitude sur le rayon effectif (la section de forage peut être ovalisée, etc.). Si C_D ne peut pas être évalué, la concordance devient difficile parce que différentes courbes $\{C_D, s\}$ ont des formes semblables. Dans ce cas, on s'en sert comme diagramme qualitatif de diagnostic.

Gringarten et al (1979 fig. 10) ont trouvé que cette solution transposée dans les groupements sans dimension

qu'ils ont utilisés dans leur présentation donne des courbes qui se correspondent. Ces courbes du diagramme de Argawal et al. 70 peuvent donc être utilisées en phase de récupération pour les mêmes raisons, de la même manière et avec les mêmes restrictions que celles de Gringarten et al. 79.

IV. Interprétations des tests hydrauliques par modèles - 2 : Solutions numériques

IV-1. Une autre manière de traiter les problèmes physiques

Les solutions analytiques et par courbes-types pour les tests hydrauliques ont été développées sur plus d'un demi-siècle, bien avant les ordinateurs individuels, par ou pour les hydrogéologues et les pétroliers. Elles sont utilisables partout, par tout le monde, certaines avec seulement un crayon et un papier. Elles continuent de se perfectionner (Gringarten 2008). Tous, par définition travaillaient et travaillent sur des horizons aquifères dont ils exploitent ou cherchent à exploiter le contenu fluide.

Depuis la fin du 20^{ème} siècle, un intérêt s'est développé pour les roches *non perméables* dans la classification, pour en retirer ou y mettre des choses. Il s'est révélé très difficile de déterminer les perméabilités très basses et leurs pressions hydrostatiques associées. De nombreux problèmes surgissent qui rendent les solutions analytiques et par courbes-type disponibles d'un usage beaucoup plus restreint dans ce cadre là.

Comme ailleurs en physique lorsque les solutions analytiques ne sont pas disponibles ou pour les problèmes complexes, on peut passer depuis l'avènement des ordinateurs au calcul numérique. Une simulation du problème est élaborée par un montage, conceptuel et mathématique, par petits éléments. L'aboutissement est un nombre important d'équations simples simultanées qui peuvent être résolues avec l'algèbre matricielle par ordinateur. Par conséquent il n'y a plus l'équation différentielle globale (comme eq. 17 et 19) qui donne l'assurance que les principes de conservation de masse, d'équilibre, etc. sont respectés. Comment s'y prend-t-on pour que ces principes de base soient (approximativement) respectés ?

Comme on est dans le domaine des sciences de la Terre, on va prendre l'exemple basique très important de la déformation des corps solides, pour lesquels il doit y avoir un équilibre des forces et une compatibilité des déplacements. Une première version "populaire" de l'étude des déformations dans un milieu continu pour la mécanique des sols est celle par la méthode des éléments finis utilisée dès 1960 pour les calculs de stabilité des ouvrages de génie civil (Clough 1960). Le concept utilisé dans cette méthode là, plutôt que d'équilibrer des forces et des déplacements, est celui d'énergie. La méthode des éléments finis utilise pour le bilan le dit principe de travail virtuel. Le travail est une énergie, définie à la fois par les forces et les déplacements, le lien entre les deux est donc établi. Il permet d'appliquer le principe de conservation d'énergie (sous entendu l'énergie potentielle d'un corps élastique déformé) dont il avait été prouvé que c'est une condition suffisante. C'est l'outil, principe, de cette méthode.

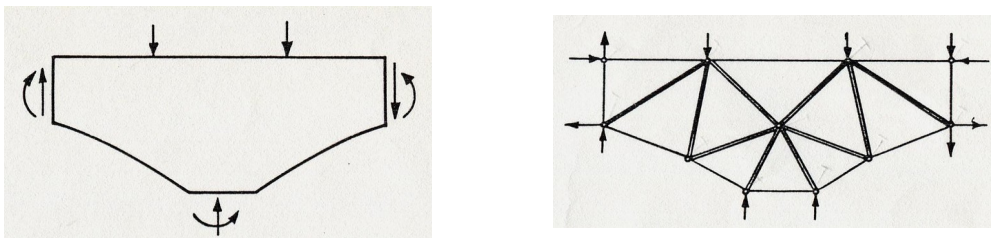


Fig. 32. Système à modéliser (à gauche) et son idéalisation en éléments finis (à droite)
(Clough 1960 fig. 1)

Dans cette application (Clough 1960), la déformation de chaque élément était définie arbitrairement comme étant constante ou variant de manière linéaire le long de ses frontières. Ces éléments sont connectés à leurs points nodaux (4 si c'est un rectangle, 3 si c'est un triangle) où est faite la balance énergétique. Le seul lien de l'élément avec le monde extérieur est ces 4 ou 3 nodes. De cette manière, la compatibilité en grand est assurée partout dans le système mais les méthodes numériques sont approximatives parce que l'équilibre n'est pas toujours respecté aux frontières des éléments (i.e. en dehors des points nodaux seuls considérés dans le bilan, rien ne dit qu'il n'y a pas des chevauchements sur les cotés de l'élément). La précision augmente avec la quantité d'éléments en laquelle le volume est divisé et c'est un compromis précision/temps de calcul. Toute méthode de calcul numérique est laborieuse, mais maintenant, c'est l'ordinateur qui le fait.

Ces méthodes sont lourdes, en tout cas au départ, parce qu'il faut développer un logiciel spécialisé complexe, ou disposer d'un existant, mais leur gros avantage est la versatilité : on peut construire son système. Il faut porter un très grand soin dans la définition des propriétés des éléments à cause des conséquences que cela

peut avoir sur le milieu continu, d'autant que souvent les résultats que l'on cherche ne peuvent pas être validés par une solution analytique (qui n'existe pas). La validation d'une méthode numérique relativement à des résultats connus (par ex. la reproduction de résultats de solutions analytiques en l'appliquant déjà aux géométries simples de ces dernières) est l'étape sine qua non.

IV-2. Le module GTFM Pickens et al. 87

Devant interpréter des tests hydrauliques dont beaucoup avaient été faits sur des granites très peu perméables, Pickens et al. (1987) ont développé un simulateur numérique pour des tests hydrauliques, dans l'optique d'analyser les aspects spécifiques rencontrés dans les basses perméabilités. Ils ont choisi le GTFM. La description qui suit est valable aussi pour un autre logiciel utilisé pour les roches très peu perméables, nSIGHTS puisque : *"On peut trouver une description des équations de base de nSIGHTS dans Pickens et al 1987, qui présentent le code GTFM (Graph Theoretic Field Model), le précurseur DOS de nSIGHTS."* (Rohs et Enachescu 2011, p. 7).

IV-2-1. Le logiciel simulateur

Le Graphic-Theoretic Field Model, GTFM, est une méthode de calcul numérique pour problèmes de milieux continus et de champs au même titre que le sont celle des éléments finis ou celle des différences finies. Elle est basée sur la dite "théorie des graphiques linéaires" des mathématiques : on construit un graphique en liant des "nodes" (qui sont ici des centres de futurs volumes et non pas des points de pourtour d'éléments comme dans la méthode des éléments finis vue ci-dessus) par des "edges" (~ "arêtes") qui sont au départ des sortes de vecteurs qualitatifs, qui représentent chacun (les) deux variables conjuguées; plus tard un volume sera associé à chaque node ce qui établira le "milieu continu". C'est un procédé de découpage de l'espace qui part d'une description d'un système physique.

Les équations d'équilibre et de compatibilité sont assurées par le dit "principe d'orthogonalité" constitutif du modèle. Il pose que la somme orientée d'une variable nommée "across" dans un circuit donné du "graphique" est nulle à tout instant (en forme mathématique un produit de matrices = 0), et que la somme orientée d'une variable conjuguée nommée "through" (les deux termes *across* et *through* portent l'idée de "traverser") est nulle à tout instant (aussi un produit de matrices = 0). Ces variables conjuguées sont par exemple respectivement le déplacement et la force et ce postulat correspond à celui observé en physique du phénomène de compatibilité (pour les déplacements) ou d'équilibre (pour les forces). Le nom orthogonalité vient de l'orthogonalité des matrices et le principe énonce que la somme des produits scalaires des variables "through" et "across" associé à chaque "edge" est zéro à chaque instant. Ce principe a le rôle du travail virtuel-minimum d'énergie potentielle de la méthode des éléments finis (Savage et Kevasan 1979 p. 126-7).

propriétés mathématiques de matrices orthogonales et produit scalaire nul [ici](#) § IV-12.

Donc, pour revenir aux tests hydrauliques, la différence avec toutes les solutions qu'on a vu plus avant est qu'il n'y a plus d'équation différentielle de diffusion, elle qui était le point de départ des solutions analytiques (eq. 17 et 19). L'application mathématique de ce principe d'orthogonalité qui assure le respect des principes de base la remplace.

Le problème est qu'il faut identifier des variables conjuguées "through" et "across", définitions mathématiques de ce système. Une règle générale n'existait pas encore pour cela mais on vient de mentionner que, dans l'ordre, déplacement et forces le sont. D'autres identifiées sont par exemple flux de chaleur et température, courant et voltage et enfin, pour ce qui nous intéresse ici pour l'écoulement en milieu poreux : débit, q , (variable "through") et pression, p (variable "across").

La géométrie de GTFM Pickens et al. 1987 est radiale unidimensionnelle donc le découpage sépare des anneaux concentriques. Cela revient à une formation homogène verticalement, et confinée. Il y a deux frontières physiques : la paroi de forage et celle externe. Et il y a une hétérogénéité pour pouvoir définir une pellicule. L'espacement choisi entre les nodes est petit et constant près de la paroi de forage et s'accroît d'un facteur multiplicatif constant en s'éloignant.

L'emménagement dans un volume lié à un node, qui varie avec le temps est difficile à représenter dans un découpage strictement spatial et est traité par des "edge" supplémentaires qui alimentent les nodes.

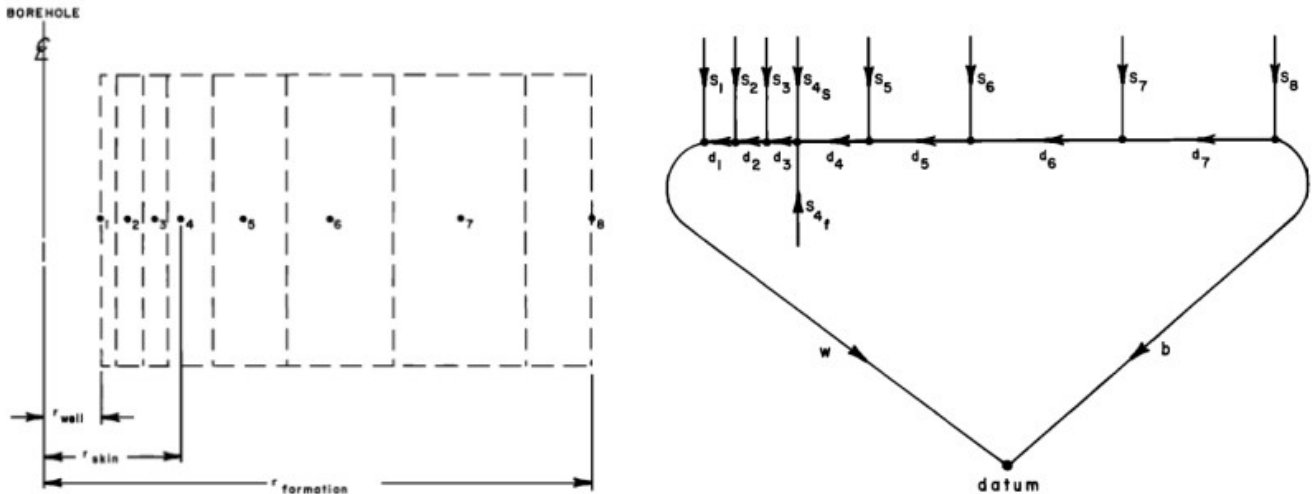


Fig. 33. Construction schématique du système mathématique GTFM représentatif du forage. A gauche la discrétisation à partir du centre et des nœuds définis (points, 1, 2, 3..., le premier sur la paroi forage/formation, avec skin possible).

A droite le graphique GTFM (**field graph**) avec les nœuds reliés par ces sortes de petits vecteurs qualitatifs, les "edges". Les d_1, d_2 , etc (horizontaux) sont les "edges" de l'écoulement radial, les $s_1, s_2...$ (verticaux) sont celles de l'écoulement d'emménagement en provenance d'un nœud auxiliaire virtuel. Le nœud "datum" est le point de référence lié aux deux limites, interne et externe, w est l'écoulement au nœud du puits, b est l'écoulement au nœud limite le plus externe (Pickens et al. 1987, figs. A1 et A2).

Ce cadre posé, une série d'équations, dite "terminales" (une pour chaque "edge" qui lie deux nœuds), va définir les propriétés constitutives et les conditions aux limites du domaine. L'ensemble doit donner une solution complète au problème de milieu continu. Cela "résulte en une série d'équations algébriques identiques à ce que l'on aurait dérivé avec la méthodologie des éléments finis ou des différences finies.", "...peut être résolu par n'importe quelle technique de solution de matrices..." (Pickens et al. 1987 p. 1351, 1374).

Ces propriétés constitutives (représentatives de processus physiques) énoncent les inter-variations entre les variables "through" et "across". C'est par exemple la loi de débit de chaleur de Fourier, ou la loi de Hooke pour l'élasticité (il y a un petit travail d'écriture supplémentaire, la déformation et la contrainte de la loi de Hooke n'étant pas des variables "through" et "across", il faut les exprimer en terme de déplacements et de forces qui eux le sont).

Pour l'écoulement en milieu poreux qui nous intéresse, c'est la loi de Darcy qui lie débit, q , et différence de charge Δp .

Les "fluides de forage" et de "formation" sont homogènes dans l'intervalle de test.

Puisque le but est une comparaison avec les pressions mesurées au cours des tests hydrauliques, la solution est exprimée en terme de pression (la variable "across").

L'équation "terminale" d'écoulement radial dans la formation et dans la pellicule, q appelé d , est la loi de Darcy (éq. 1; ici A est du type $2 \pi r e$) (pour une pression constante sur la limite extérieure, Pickens et al 1987, éq. A14) :

$$q = d_i = \frac{K_i}{\rho g} 2 \pi \frac{(r_i + r_{i+1})}{2} e \frac{(p_{i+1} - p_i)}{(r_{i+1} - r_i)} \quad (\text{éq. 71})$$

L'équation "terminale" d'écoulement du à l'emménagement, q appelé s , est le volume d'eau d'emménagement (V_s de équation 15) relative au temps. L'écriture dépend des variables utilisées (définies dans éq. 16 plus avant) (Pickens et al 1987, éq. A15) :

$$q = s = V (c_f + n \beta) \frac{dp}{dt} \quad (\text{éq. 72})$$

▪ L'équation "terminale" d'écoulement sur le nœud qui représente la paroi de forage définit le type de séquence de test :

- séquences de pompage :

- sans capacité de puits : débit imposé : $q = w = q(t)$, qui peut être variable,
- avec capacité de puits, on ajoute un terme : $q = w = q(t) - C \, dp/dt$, où :
 - si la capacité est due à un mouvement de fluide dans le tubage, C est donné par éq. 41,
 - si l'effet de capacité de puits est dû à la compression dans une zone de test isolée, C est donné par éq. 58.
- Slug test : $q = w = C \, dP/dt$ avec C donné par éq. 41;
- Pulse test (isothermique) : $q = w = C \, dP/dt$ avec C donné par éq. 58.
- séquence "d'historique" (des pressions) : c'est évidemment la pression qui est imposée $\rightarrow q =$ inconnu
- L'équation "terminale" d'écoulement sur le node qui représente la limite externe dépend des conditions aux limites choisies :
 - pour une pression aux limites qui reste constante ($p = p_i$) : $q =$ inconnu.
 Mis à part les séquences de longue durée (comme un puits de pétrole mis en exploitation qui finira par atteindre les limites de la ressource), cette condition aux limites est celle habituelle des tests hydrauliques. En effet, un puits de forage représente si peu de chose au regard d'une formation géologique, que pour les temps courts des tests, tout se passe comme si le forage se trouvait dans un système infini. C'est le régime qu'on appelle traditionnellement écoulement radial à l'infini (Earlougher 1977, p. 6).
 - pour une limite externe imperméable : $q = 0$
 Cela peut se produire si un forage se trouve près de failles imperméables ou autres barrières.

La simulation de plusieurs séquences en continu "est accomplie en utilisant la pression nodale de la fin d'une séquence comme condition initiale de la séquence suivante du test. Pour la première séquence, p est initialisé sur la pression statique de formation." (Pickens et al. 1987, p. 1374, p. 1351).

Vérification (fondamentale et indispensable, sine qua non) du modèle.

La précision et capacité du modèle a été vérifiée en simulant la pression dans le "puits de forage" pour une variété de types de tests et par comparaison avec des solutions analytiques d'une part, et, pour les situations complexes avec les résultats d'un autre modèle numérique plus ancien : SWIFT. SWIFT, *Sandia Waste Isolation Flow and Transport*, est un modèle numérique par différences finies aux possibilités beaucoup plus larges, notamment pour la simulation thermique, qui était en fonctionnement depuis une décennie (l'une des personnes ayant participé à ce code est passée ensuite à Intera Technologies Inc.). La comparaison du code GTFM avec les solutions analytiques est dite excellente (diagramme de Cooper et al. 67, Bredehoeft et Papadopoulos 80 par ex.), celle avec SWIFT aussi pour des calculs avec pellicule (slug-test).

IV-2-2. Usage

Géoservices (1995) a utilisé ce logiciel pour analyse de tests hydrauliques sur Callovo-oxfordien très peu perméable, et aussi sur les Oxfordien et Dogger :

"GTFM traite les facteurs tels que les effets thermiques, le volume de la zone de test, et les débits de pompage variables, en lisant un fichier de températures, volumes ou débits de pompage en fonction du temps (fichiers appelés fichiers courbe) et en calculant la réponse de la pression du à ce facteur. Les réponses combinées de la pression de formation et de la pression due aux facteurs non-idéaux sont alors comparés aux données mesurées. La pression sur ces graphiques est normalisée à la pression de formation estimée à l'aide de la simulation... (...) ...

Les phases de test (durée, amplitude de pulse, etc.) sont entrées comme phase à simuler. Les paramètres propres à la formation et au puits sont également fournis au programme. Il s'agit en particulier de la compressibilité du système, des dimensions géométriques du puits et de l'équipement utilisé. Les paramètres de formation recherchés (conductivité hydraulique, pression de formation et emmagasinement spécifique) sont alors estimés par simulation des phases propres au test. (...) Lorsqu'une concordance raisonnable a été trouvée entre la simulation et les données, le programme d'optimisation est lancé afin d'optimiser les valeurs de ces paramètres par rapport aux données. L'optimisation s'effectue en général de manière à obtenir la meilleure concordance possible avec les pressions observées mais aussi avec les courbes de diagnostic et les courbes de graphique semi-log. Ces courbes, qui sont plus sensibles à la variation des données, mettent effectivement mieux en évidence les différences entre la simulation et les données et permettent de déterminer la cause de ces différences. Une bonne concordance de ces courbes, plus particulièrement de la dérivée, indique une très bonne estimation du modèle." (Géoservices 1995, p. 26).

Un test est constitué de plusieurs séquences (slug, pompage, récupération, etc.; fig. 3 et 4). Les différentes séquences doivent donner les mêmes résultats. Pour avoir une vue d'ensemble du résultat de simulation par rapport aux points de données sur l'ensemble du test, on utilise le diagramme cartésien, simple diagramme pression vs temps sur toute la durée du test (fig. 34) :

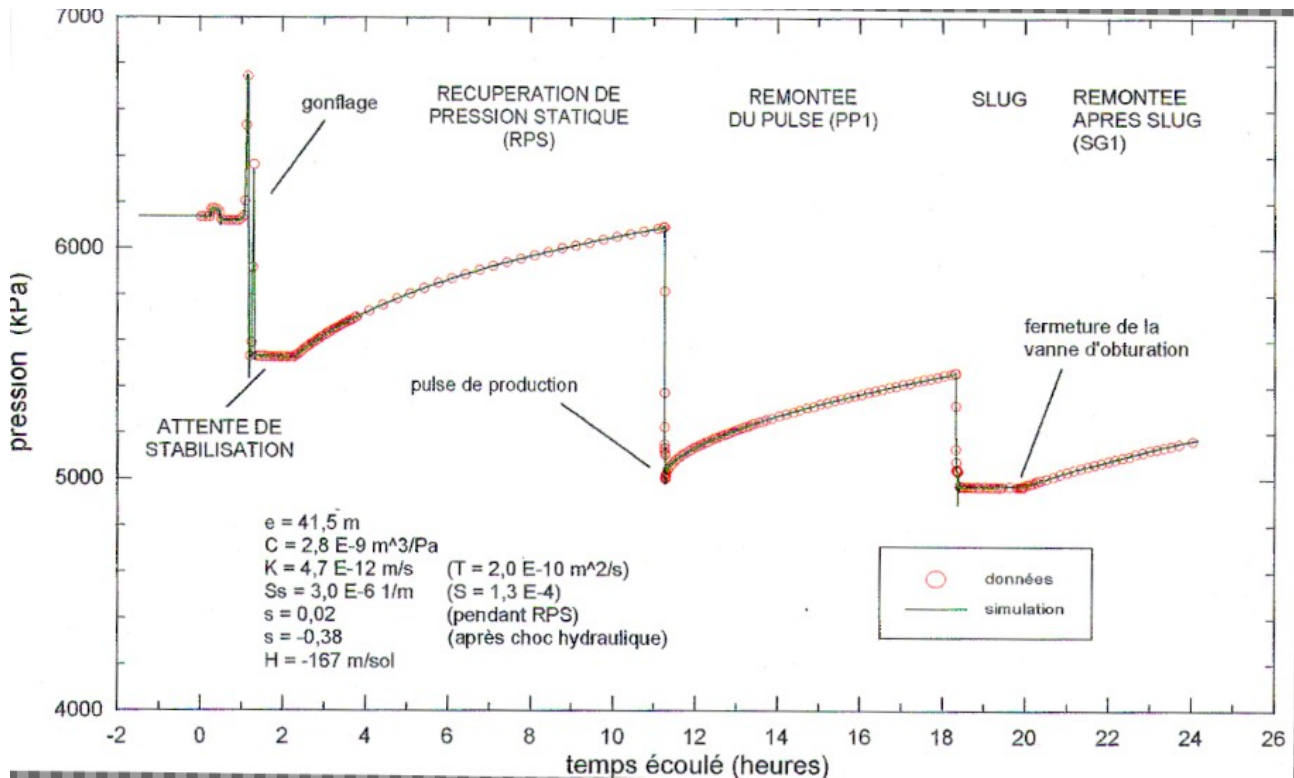


Fig. 34. Diagramme cartésien. Vue d'ensemble d'un résultat de simulation avec le code Pickens et al. 87 d'un test entre double obturateurs sur argilites du Callovo-Oxfordien (-586,51 à -545 m/sol; forage MSE101, test n°8); pas de prise en compte d'effet de température ; prise en compte d'un pellicule au départ, considérée détruite lors du pulse de production (Géoservices 1995, fig. 57 p. 90).

Mais comme l'écrit donc aussi Géoservices (1995, p. 26) : "...courbes de diagnostic et les courbes de graphique semi-log. Ces courbes, qui sont plus sensibles à la variation des données, mettent effectivement mieux en évidence les différences entre la simulation et les données et permettent de déterminer la cause de ces différences.". Les résultats de simulation numérique sont donc aussi présentés pour une étude plus fine de chaque séquence sur des diagrammes spécifiques au type de chaque séquence. Pour des séquences de production/pompage à débit constant, l'utilisateur va produire un diagramme log-log de diagnostic et un diagramme semi-log/MDH/Cooper-Jacob; pour une séquence de récupération, ou une séquence RPS de début de test, un diagramme log-log de diagnostic et un diagramme de Horner; pour un slug test un diagramme de Cooper et al. 67 ou un diagramme de Ramey et al. 75, et pour un pulse test un diagramme de Cooper-Bredehoeft-Papadopoulos 80.

En voici des exemples :

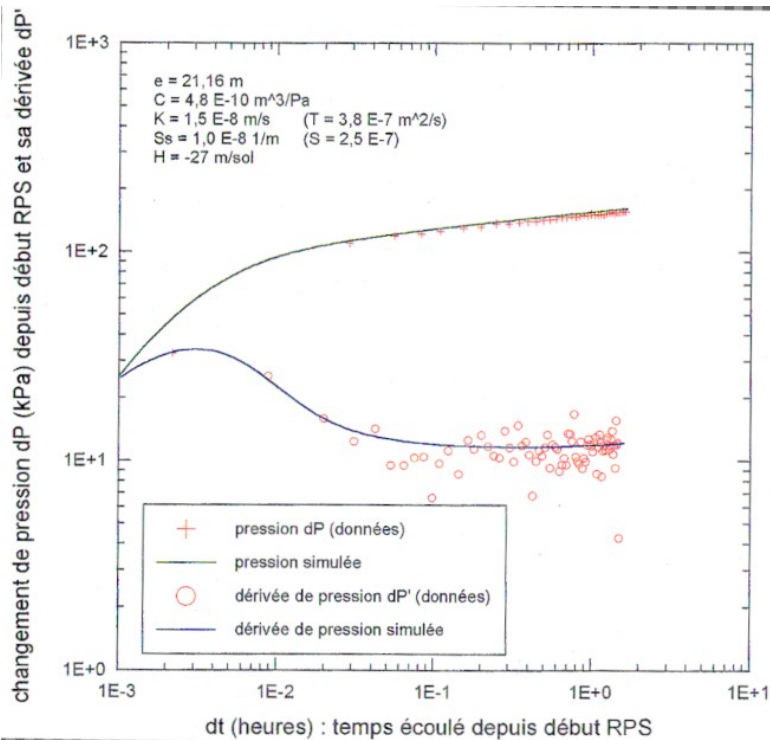
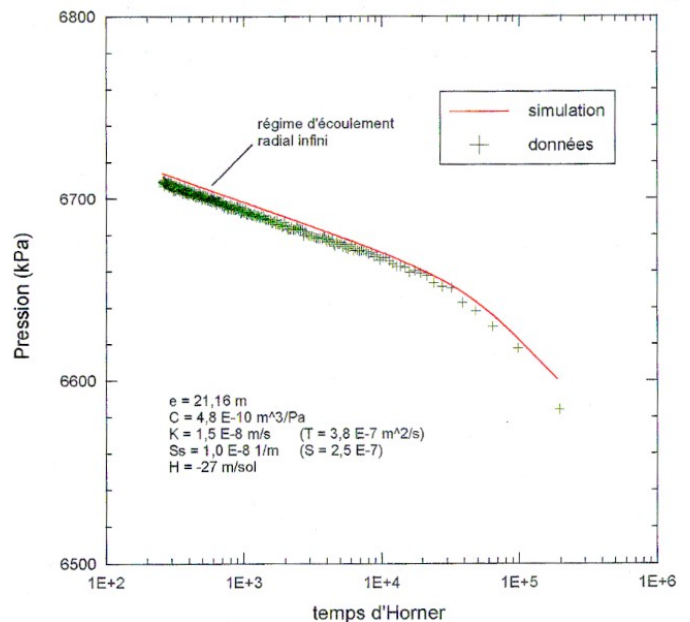


Fig. 36. Diagramme de Horner pour un test sur le Dogger (-650 à 675,16 m, forage MSE101, test n°11), séquence de récupération statique, RPS. Comme la ligne continue est produite avec le simulateur numérique Pickens et al. 87. on n'a pas seulement la droite du régime "radial infini" de la solution analytique mais elle suit toutes les données (Géoservices 1995, fig. 80, p. 119).



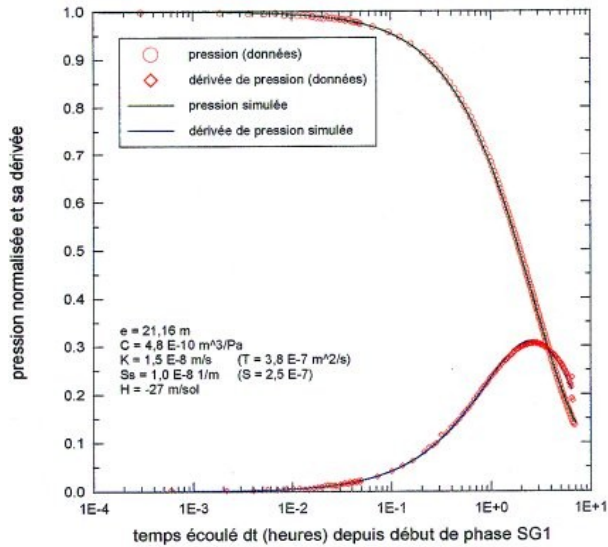


Fig. 38. Diagramme de "Cooper"-Bredehoeft et Papadopoulos pour un test sur un intervalle d'Oxfordien (-460 à -481,45 m, C3b, Forage MSE101, test n°3), séquence pulse-test de production (1,564 MPa). Les lignes sont produites par le simulateur numérique Pickens et al. 87. On comparera avec la fig. 23 qui est l'interprétation des mêmes données sur le même diagramme avec les courbe-types. Dans ce cas là, avec une perméabilité de $6 \cdot 10^{-12}$, l'introduction de l'historique des pressions permet de nettement mieux coller aux données (Géoservices 1995, fig. 38, p. 64).

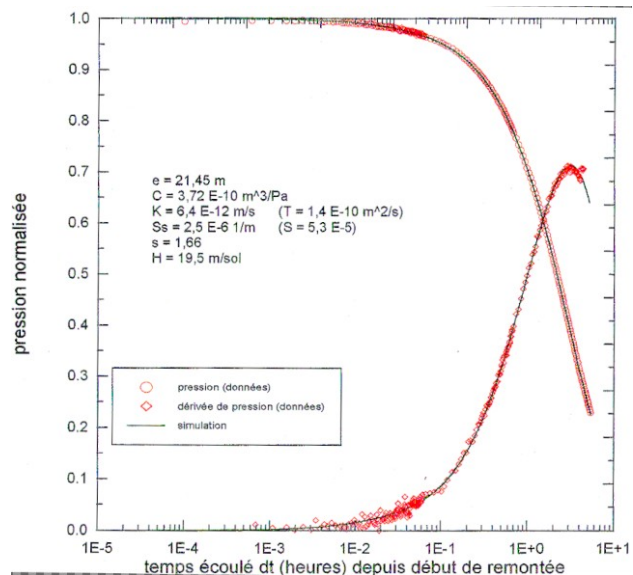


Fig. 37. Diagramme de Cooper pour un test sur le Dogger (-650 à 675,16 m, forage MSE101, test n°11), séquence de slug-test. Les lignes ne sont pas des courbe-types de la solution de Cooper et al 67 mais produites par le simulateur numérique Pickens et al. 87. Dans ce cas, avec une perméabilité de $\sim 1,4 \cdot 10^{-8}$ m/s, il n'y a pratiquement pas de différence avec la comparaison des données sur les courbe-types (analytiques) de Cooper et al., ce qui est la fig. 11 que nous avons reproduit plus haut (Géoservices 1995, fig. 82, p. 122).

IV-2-3. L'effet d'une pellicule d'épaisseur significative

Un effet de pellicule est identifié et quantifié par les solutions analytiques et courbes types des méthodes traditionnelles (ligne droite semi-logarithmique, Ramey et al. 75, Gringarten et al 79...) mais pas tous (Cooper-Bredehoeft et Papadopoulos). Ces solutions ne modélisent qu'une pellicule très fine (définie dans les "conditions aux limites" sur le contact du "forage" donc d'épaisseur infinitésimale) or cela n'est pas forcément le cas.

Une pellicule peut être simulée dans le code en imposant une perméabilité différente sur une épaisseur définie entre le node de paroi de forage et celui de discontinuité. Évidemment, le choix d'une telle valeur ne peut être qu'arbitraire : *"la pellicule est souvent très difficile à identifier et à quantifier pour ce qui concerne son épaisseur et sa perméabilité."* (Pickens et al 1987, p. 1369).

Les auteurs ont fait des comparaisons avec le code SWIFT. Les fig. 39 et 40 montrent les résultats de l'effet pellicule seul, sur diagramme cartésien et ils commentent : *"La réponse modifiée provoquée par une pellicule de basse perméabilité pendant un test hydraulique a la même forme caractéristique et réponse que pour une formation de perméabilité plus faible. (...) ... pulse test peut impliquer seulement de minuscules mouvements de fluide qui peuvent être absorbés principalement dans la pellicule par emmagasinement et par conséquent les résultats du test hydraulique peut être complètement dominé par la pellicule."* (Pickens et al. 1987, p. 1348).

Faust et Mercer (1984 p. 506) avaient trouvé, et sur une base théorique, et avec le code SWIFT, que pour une

pellicule positive d'épaisseur significative, par exemple un rayon égal à celui du forage : " ...les concordances par courbe-types donneront des estimations qui peuvent être plus représentatives des propriétés hydrauliques de la pellicule que des propriétés hydrauliques de la formation, c'est-à-dire que le test ne "voit" que la pellicule."

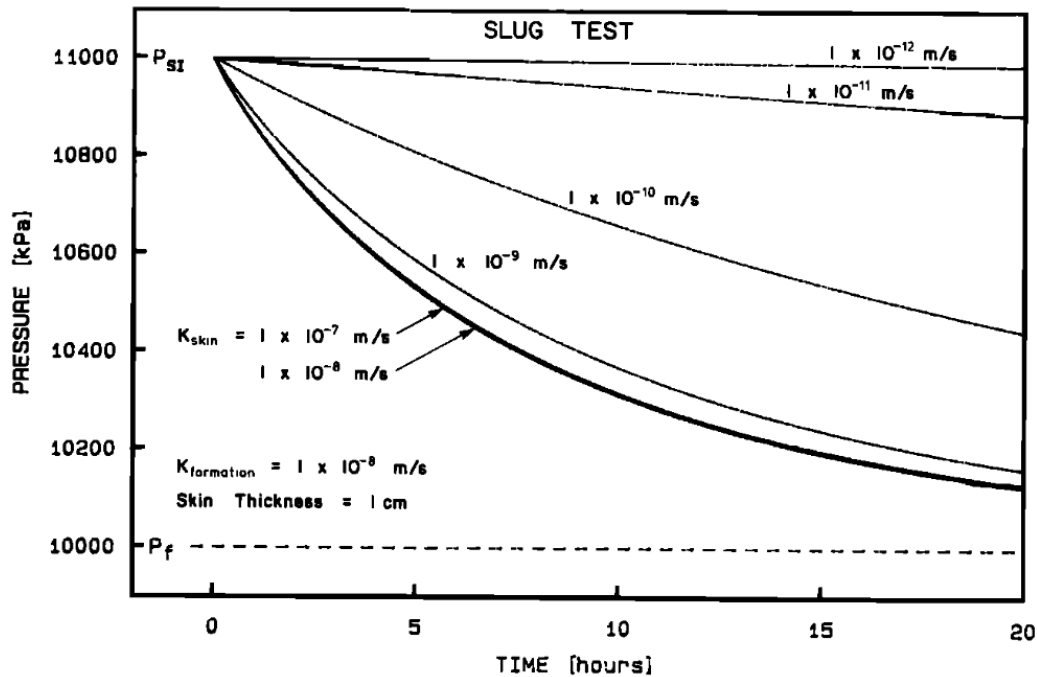
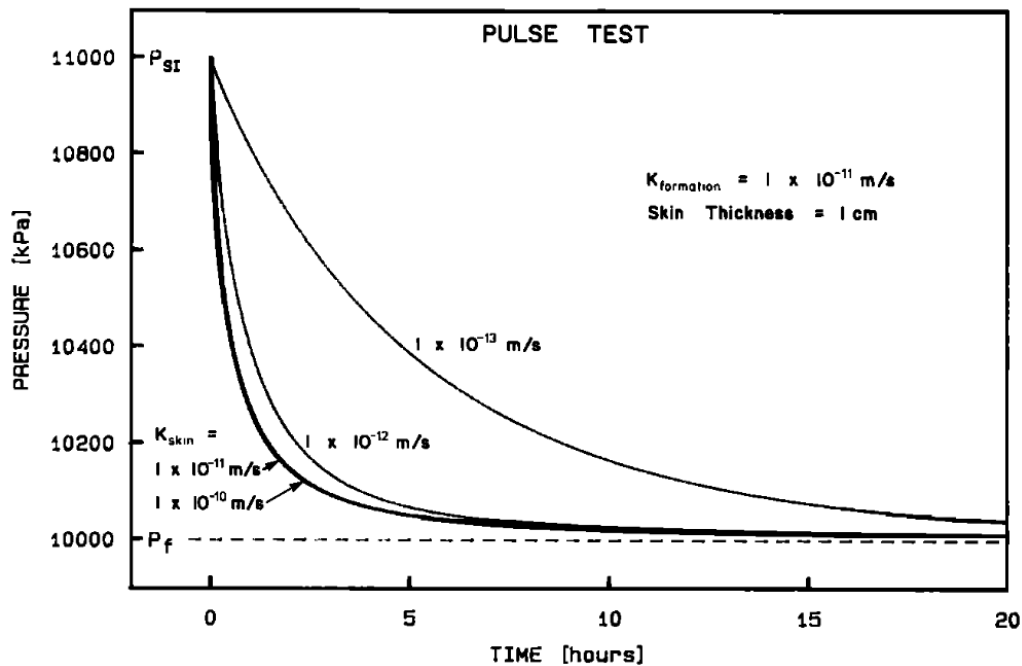


Fig. 39. Pression en trou de forage calculé avec le simulateur numérique Pickens et al. 87 pour des situations avec pellicule/skin pour un Slug test; $p_i = 10$ (pas d'historique de pression), "choc" en injection de 1 MPa; diagramme cartésien. Perméabilité de formation 10^{-8} m/s, avec pellicule épaisse de 1 cm de différentes perméabilités K_{pel} : 10^{-7} , 10^{-8} , 10^{-9} , 10^{-10} , 10^{-11} et 10^{-12} m/s. Pour les pellicules positives : "... réponse... avec des perméabilités de pellicule plus basses [que celle de la formation] est caractéristique d'une réponse de pression de formation de perméabilité plus basse." (Pickens et al 1987, p. 1363).

Fig. 40 (ci-dessous) ↓ Pression en trou de forage calculé avec le simulateur numérique Pickens et al. 87 pour des situations avec pellicule/skin pour un Pulse test; $p_i = 10$ Mpa (pas d'historique de pression) "choc" en surpression de 1 MPa. Diagramme cartésien. Perméabilité de formation 10^{-11} m/s, avec pellicule épaisse de 1cm de différentes perméabilités : 10^{-10} , 10^{-11} , 10^{-12} et 10^{-13} m/s. Pour 10^{-10} , pellicule plus perméable que formation, la différence est insignifiante. Par contre : "... réponse... avec des perméabilités de pellicule plus basses est caractéristique de réponse de pression de formation de perméabilité plus basse." (Pickens et al 1990, 0p. 1363).



IV-2-4. L'effet de l'historique de pression

Les calculs de simulation effectués sur un exemple dans lequel le "forage" est laissé à une pression inférieure à celle de formation pendant un temps plus ou moins long, tendent à montrer que la prise en compte ou non de l'historique des pression doit provoquer une erreur plutôt petite sur l'estimation de perméabilité mais qu'elle peut aboutir à une erreur significative sur la pression de formation. Cela est valable pour les formation très peu perméable et les formation perméables aussi.

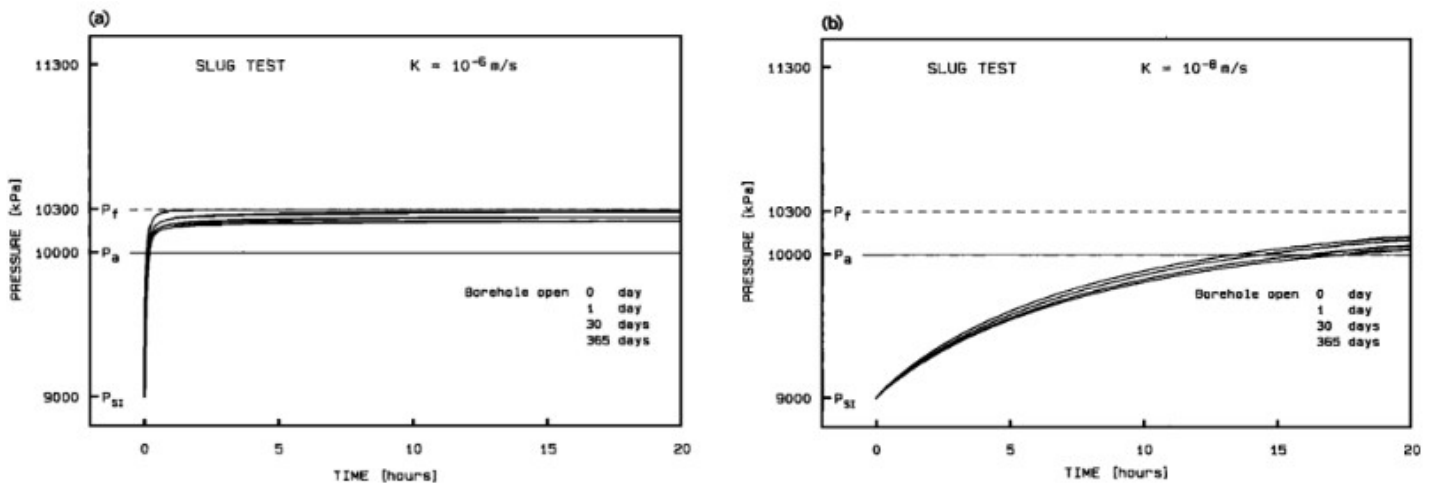


Fig. 41. Simulation de l'effet de l'historique de pression pour une "formation" perméable : slug test en dépression (1 MPa), perméabilité 10^{-6} m/s à gauche, et 10^{-8} m/s à droite. P_f pression de formation, P_a pression annulaire, P_{si} de shut-in/début de test.

"Forage" laissé à une pression de 0,3 Mpa inférieure à celle de formation, 0, 1, 30 ou 365 jours.

Réponse en pression fonction du temps calculée par le code Pickens et al. 87 : la forme de la réponse en pression est très affectée par la perméabilité (celle de gauche 100 fois plus grande, tout le reste égal) et fort peu par l'historique de pression simulé (les petites différences entre les 4 courbes sub-parallèles).

Par contre, et cela est aussi vrai pour la perméabilité la plus haute (10^{-6} m/s), l'historique des pression est long à se dissiper. Il est facile de faire une erreur significative sur la pression de formation, d'autant que la variation par unité de temps est faible et peut donc être interprétée comme un état d'équilibre.

(fig. 23 a et b de Pickens et al. 1987).

Le profil radial de pression au temps zéro (avant le départ du test simulé) permet d'en percevoir la raison, fig. 42 (pulse test). C'est pour la formation la plus perméable que l'historique des pressions s'est propagé le plus vite et le plus loin dans la formation. Donc si elle "rattrape" plus vite, elle avait aussi "perdu" plus vite tant et si bien que dans ce calcul la perméabilité n'a pas un effet très déterminant sur l'effet de l'historique des pressions pour déterminer la pression de formation.

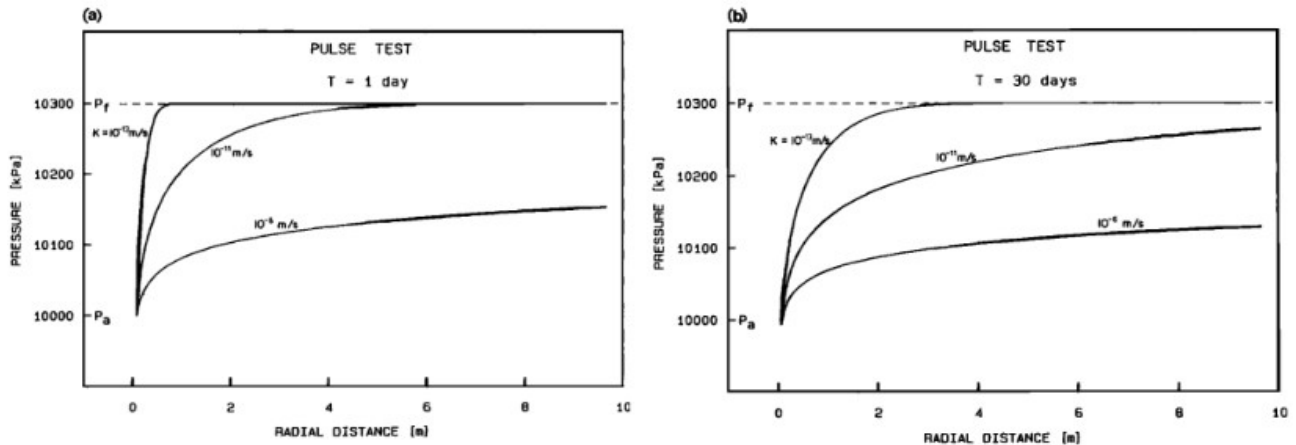


Fig. 42. Simulation du profil radial de pression avec le code Pickens et al. 87 (rayon du "forage" 8 cm puis distances en mètres), pulse test en retrait.

A gauche pour un historique : pression inférieure de 0,3 Mpa à la pression de formation de 1 jour, à droite de 30 jours. Pour une "formation" perméable (10^{-6} m/s) et deux très peu perméables (10^{-11} et 10^{-13} m/s). Plus la formation est perméable (courbe la plus basse), plus l'historique l'a affecté en magnitude et profondeur. P_f pression de formation, P_a pression annulaire, (figs. 22 a et b de Pickens et al. 1987).

Pour les formations très peu perméables, alors que le calcul, toujours sur le même exemple numérique, indique une sensibilité un peu plus marquée à cet historique des pressions pour une perméabilité simulée de 10^{-11} m/s, elle l'est très peu pour une perméabilité simulée de 10^{-13} m/s (fig. 43). La fig. 42 a montré, un peu en image inverse à la formation bien perméable, que si l'historique de pression doit être très long à être dissipé, il a aussi été très long d'abord à affecter la "formation".

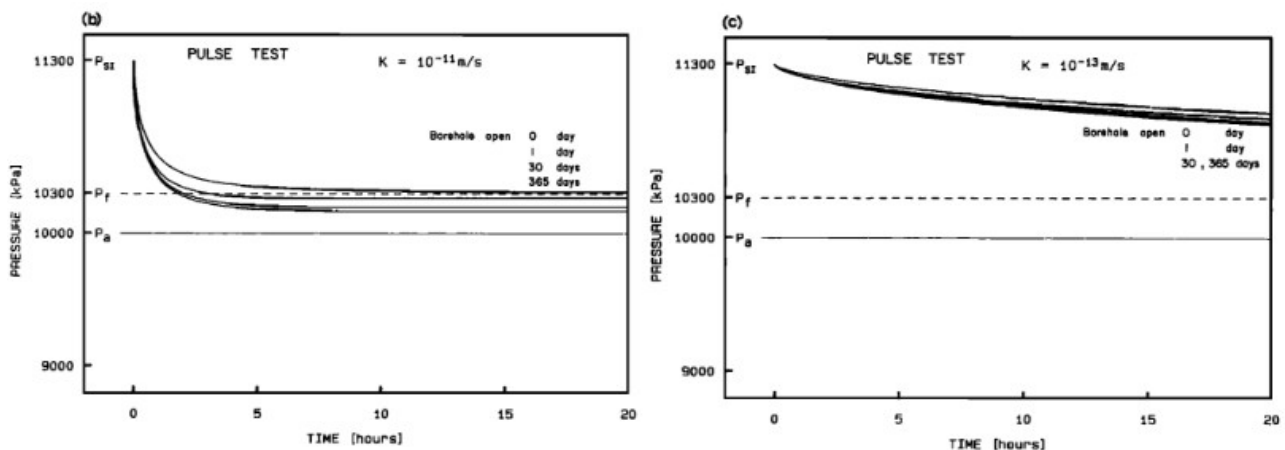


Fig. 43. Simulation de l'effet de l'historique des pressions avec le code Pickens et al. 87. Pulse test en injection.

Réponse simulée en pression fonction du temps pour une "formation" très peu perméable, 10^{-11} m/s à gauche, 10^{-13} m/s à droite. P_f pression de formation, P_a pression annulaire, P_{si} de shut-in/début de test (Pickens et al. 1987, fig. 20 b et c)

Géoservices (1995, p. 28-34) présente un autre calcul de simulation pour cette perméabilité qui apparaît plus sensible de 10^{-11} m/s, pour un historique de 50h d'une pression supérieure de 1 MPa à celle de formation (4,5 au lieu de 3,5 MPa). Est alors simulé une phase de récupération RPS de 5h puis un pulse test de production

avec une récupération sur 7,5 heures.

Les profiles de pression contre le "forage", fig. 44, donnent une pression qui se propageait dans la formation (courbe la plus haute), qui redescend à partir du "forage" pendant la séquence de récupération RPS. La courbe avec la bosse est celle au bout de 2h de récupération du "pulse test" (séquence suivante) qui s'est aplatie à la fin des 7,5h de récupération du "pulse" : "A ce stade le profil autour du puits est devenu plat, phénomène source d'erreur : on retrouve une pression presque constante dans le puits alors que la pression statique n'est pas encore atteinte." (Géoservices 1995, p. 30).

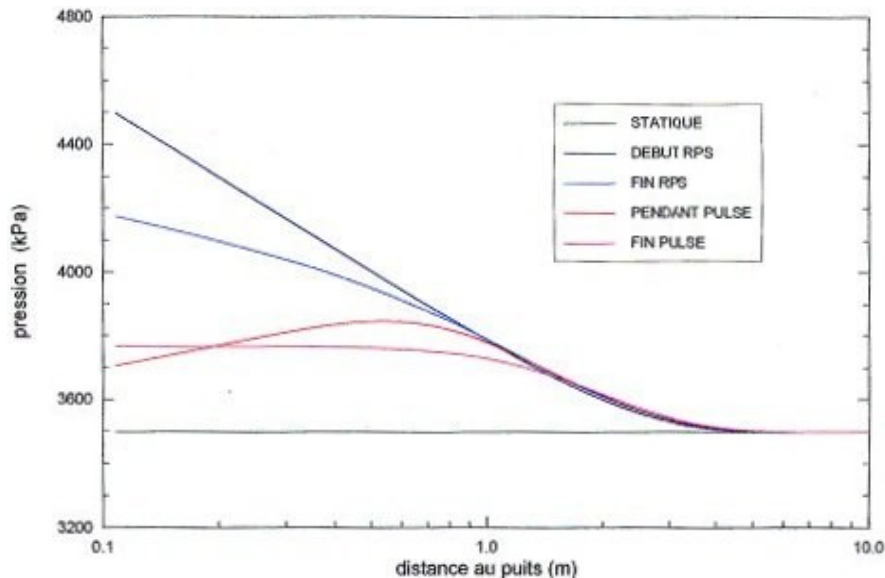


Fig. 44. Simulation d'un profil de pression contre la "paroi d'un forage" (distance en mètre, échelle logarithmique) suite à un historique de pression simulé de 50h de 1 MPa supérieur à celui de formation. Perméabilité simulée 10^{-11} m/s. Ligne droite du bas, pression non dérangée de formation ; les deux courbes du haut au cours d'une première "séquence" RPS de 5h (début et fin), et les deux courbes intermédiaires pendant la séquence suivante, ("pendant" avec la bosse puis "fin" sans la bosse), un pulse de production avec 7,5 h de récupération (Géoservices 1995, fig. 14).

Si la même simulation (RPS puis pulse) est réalisée sans tenir compte de l'historique de pression, et prenant comme "données" à reproduire les résultats précédents de la simulation avec historique de pression : d'une part, le meilleur fit du logiciel sur diagramme cartésien (Pression vs temps) n'arrive pas à bien reproduire les "données" sur les deux séquences en même temps avec un même set de paramètres, d'autre part, il produit une perméabilité inférieure d'un ordre de grandeur (et un emmagasinement spécifique augmenté d'un ordre de grandeur).

La deuxième comparaison est faite sur un diagramme de Cooper-Bredehoeft : P_N vs log temps. Une analyse sur courbes-type analytiques est réalisée sur les "données" (ces "données" comme précédemment produites par simulation avec le code Pickens et al 87 avec historique des pressions). Le meilleur fit n'est pas très bon et donne ici une perméabilité plus élevée d'un ordre de grandeur (soit une "erreur" dans la direction opposée à la comparaison précédente; Géoservices 1995, p. 33).

Moe et al. (1990 (p. 27) font la remarque que "*Cependant, l'inclusion d'un historique des pressions dans l'analyse d'un test hydraulique ajoute de l'incertitude sur les paramètres hydrologiques dérivés parce que la magnitude des pressions dans la séquence historique peut être incertaine.*". Enachescu et al (2007) commentent que le calcul traditionnel de l'historique des pressions à partir du poids de la boue pour calculer la pression appliquée par la colonne de boue en profondeur ne prend pas en compte le fait que la plupart des boues sont conçues pour minimiser les pertes dans les formations. La pellicule, voir gâteau de boue, qui se forme sera le lieu d'une perte de pression et la formation ne "verra" pas toute la magnitude de la pression appliquée dans le forage. Dans un tel cas l'historique de pression rentré en modèle sera incorrect (ils proposent une méthode qui prend en compte l'ensemble des résultats d'un forage, avec ses formations différentes, pour déterminer une pellicule unifiée pour l'ensemble du puits de forage).

IV-2-5. L'effet de la température (pulse tests)

Dans le pulse test on a un système fermé. Le changement de pression provoqué par un changement de température dans un système fermé rigide est (Pickens et al. 1987 éq. 1) :

$$\Delta p = \frac{C_T \Delta T}{\beta} \quad (\text{éq. 73})$$

où C_T est le coefficient d'expansion thermique ($^{\circ}\text{C}^{-1}$) et β est la compressibilité du fluide (Pa^{-1}).

Le coefficient d'expansion thermique est dépendant de la température (fig. 45). Le changement théorique de pression est 3,2 fois plus grand à 80°C qu'à 20°C . Cet effet sera donc plus marqué en profondeur.

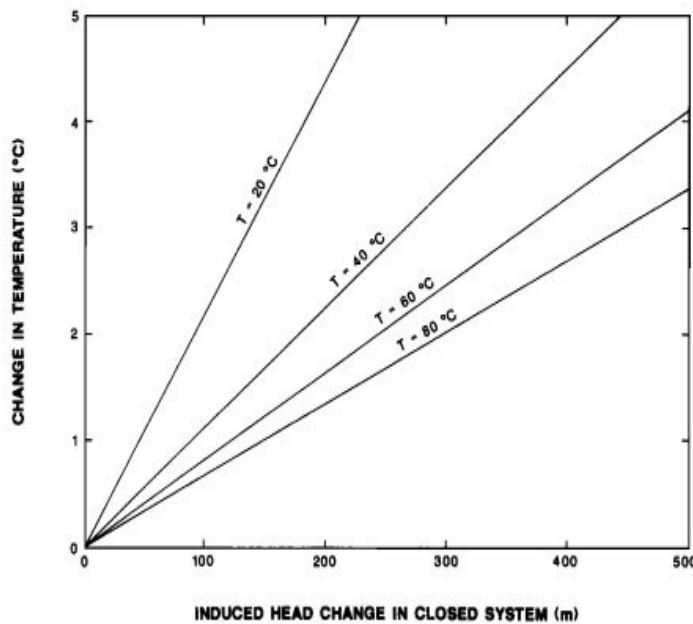


Fig. 45. Changement théorique de charge hydraulique Δh (m, abscisse) avec un changement de la température de l'eau dans un système fermé de volume fixe, à 20°C , 40°C , 60°C et 80°C . Par ex. à 40°C , une augmentation de 2°C résulte théoriquement en une variation de $\Delta h = 180\text{m}$ équivalent eau fraîche, environ 1,8 Mpa. (Pickens et al. 1987, fig. 7)

Dans la réalité, le changement de pression sera d'autant plus faible que de l'eau pourra s'échapper, donc dépendant de la perméabilité de formation, et/ou de la dilatation du volume. Les pulse tests sont ceux adaptés aux formations très peu perméables, et ce sont donc bien ceux-là, volume fermé et très faible perméabilité, qui sont les plus dépendants de l'expansion volumique du fluide.

Pour le pulse-test " avec prise en compte de l'expansion thermique " (seul le pulse test, système clos, est considéré) il faut donc dans le code GTFM ajouter un terme à l'équation "terminale" d'écoulement qui devient (Pickens et al. 1987, p. 1373) :

$$- \text{pulse test non isothermique : } q = w = V_{\text{sys}} C_{\text{sys}} \frac{dP}{dt} - V_f C_T \frac{dT(t)}{dt} \quad (\text{éq. 74})$$

C'est le seul ajout dans le modèle. Les effets dus au changement de température qui pourra se produire dans la formation sont donc négligés.

Pour la validation, ils calculent déjà une variation de température due à la réalisation d'un forage avec le logiciel SWIFT qui traite lui du problème thermique complet. Ils ajustent une fonction mathématique sur ce résultat (reproduit la forme de la température) et appliquent cette variation de température dans le temps pour calculer la pression avec le module GTFM. Le résultat n'est pas identique à celui de SWIFT, ce qui est normal, mais proche.

Application : calcul avec des valeurs représentatives pour de l'eau à une profondeur de 1000m et des propriétés de formation type granite, porosité $n = 0,005$, compressibilité de formation $2,3 \cdot 10^{-11} \text{ Pa}^{-1}$, pas d'historique de pression (test démarre sur la "vraie p_i ") pour une variation de température de plus de 2°C sur les 10 premières heures du test (Pickens et al 1987, fig. 24, dites inspirées de certaines mesures in situ) : la perméabilité de formation apparaît comme le facteur primordial (fig. 46), "*les effets thermiques sont minimes pour les cas de simulation qui utilisent une conductivité hydraulique plus grande que 10^{-9} m/s .*" (Pickens et al. 1990, p. 1363). Par contre ces calculs suggèrent que l'effet de la dilatation thermique peut être potentiellement important pour les formations très peu perméables (fig. 46). Un suivi de température de ces niveaux apparaît essentiel.

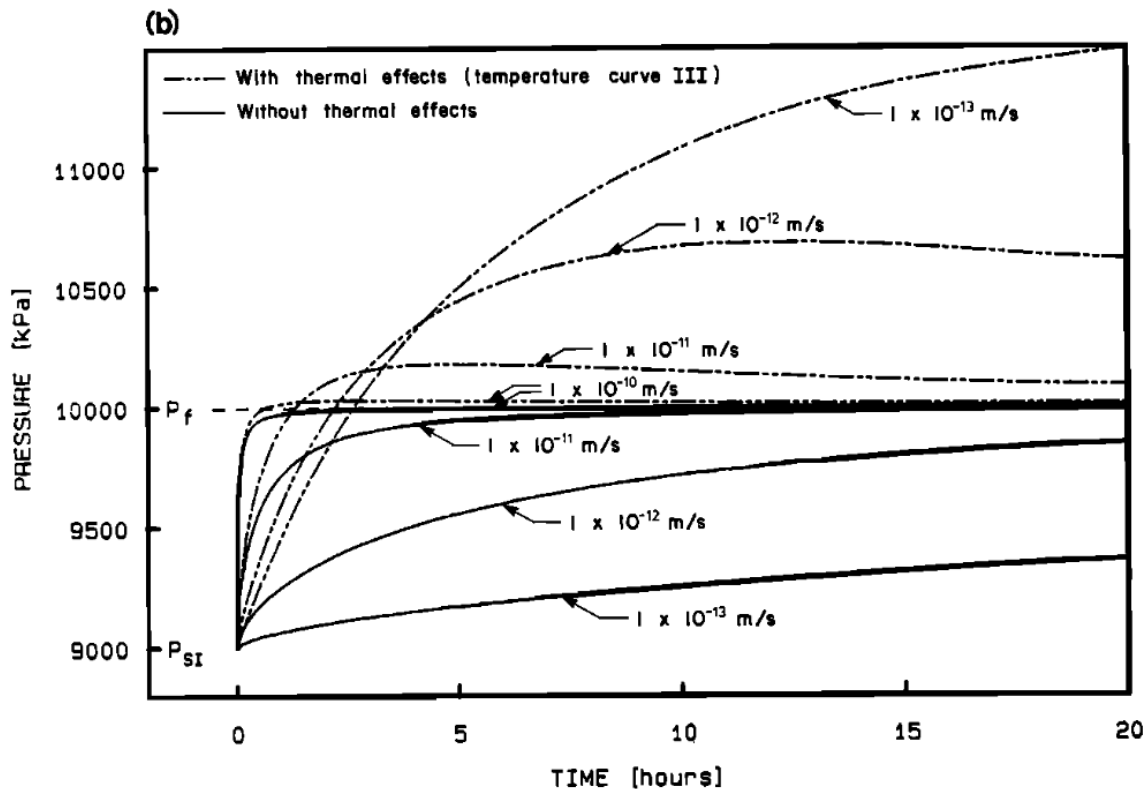


Fig. 46. Simulation numérique avec le Code GTHM Pickens et al. 87 d'un pulse test (en baisse de pression) non isothermale pour une différence de température de 2°C+ sur les 10 premières heures. Eau et type roche raide très peu poreuse vers 1000m. Ligne pleine sans effet thermique, pointillée avec effet thermique. L'effet est très faible pour une perméabilité de 10^{-10} , est présent à 10^{-11} m/s et très fort au delà (Pickens et al. 1990, fig. 26).

IV-2-6. L'effet de compliance des équipements (pulse tests)

"La compliance fait référence à la non rigidité des équipements. Elle peut être due à la déformation des obturateurs sous pression et sous contrainte thermique, à de l'air emprisonné dans l'intervalle de test, à des mouvements des outils de tests dus à l'application de pressions différentielles, ou à la compression ou la dilatation de parties métalliques ou autres des outils de tests." (Géoservices 1995, p. 152). C'est surtout pour les formations très peu perméables qu'elle doit être surveillée mais elle peut être très difficile à identifier ou à quantifier. Une première situation se présente avec l'utilisation du système [drillstem test](#) issu de l'industrie pétrolière (et dans le cadre pétrolier utilisé dans des formations perméables et donc pas en pulse test). Dans ce système, la fermeture de la valve d'obturation est réalisée en transférant un poids de une à plusieurs tonnes au tubage (celui du forage, qui est utilisé dans les drillstem tests). Le mouvement de fermeture lui-même provoque une petite injection de fermeture, dans l'intervalle de test ("[shut-in squeeze](#)"). Les obturateurs subissent aussi le chargement ce qui en général comprime ou peuvent comprimer l'intervalle. On peut faire un calcul théorique de la charge hydraulique, Δh , résultant d'une diminution de l'intervalle de test (fig. 47). On lit que pour un intervalle de test de 10 m qui subit un serrement de 1 cm par compliance, l'accroissement de charge hydraulique-équivalent eau fraîche est de plus de 200m. Lors d'un test réel, suite à une augmentation de la charge sur la valve d'obturation d'un outil drillstem, la pression dans l'intervalle de test a augmenté de 55 kPa. Cela correspond à un mouvement de l'obturateur de 0,2 mm. Pickens et al (1987, p. 1368) ont traité cette augmentation comme s'il s'agissait d'une séquence de pulse-test additionnel.

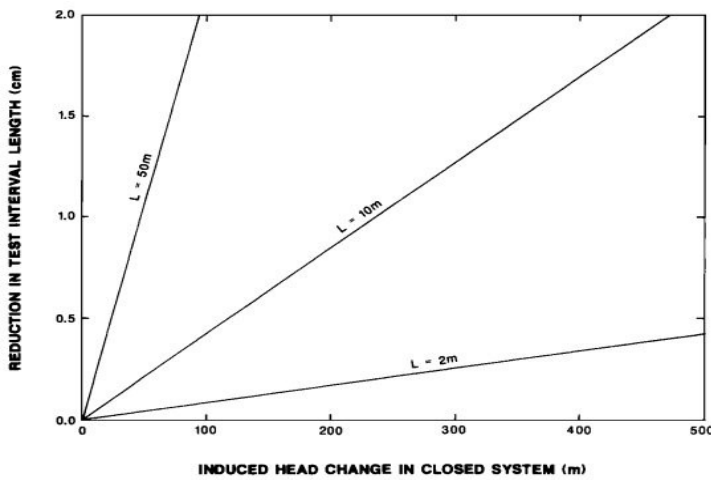


Fig. 47. Calcul théorique de l'augmentation de la charge hydraulique, Δh (mètres), pour une diminution de la longueur de l'intervalle de test (ordonnée, en cm) pour trois longueurs initiales d'intervalle : 2m, 10m, et 50 m; compressibilité de fluide de $4,3 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ (correspondant à une température de 40°C) en supposant qu'il n'y a pas de pertes dans la "formation" (= formation très peu perméable), (Pickens et al. 1987, fig. 10).

Depuis, dans l'étude des roches très peu perméables, on utilise rarement le système drillstem des pétroliers qui n'est pas adapté aux formations très peu perméables mais plutôt un tubage spécifique et une valve d'obturation "sans déplacement" actionnée de manière pneumatique ce qui supprime l'une des causes de compliance.

Bibliographie

- ◆ Bourdet, D. - White, T.M. - Douglas, A.A. - Pirard, Y.M. 1983, "A new set of type curves simplifies well test analysis", reprinted from World Oil, mai; Gulf Publishing co, 7p.
- ◆ Bourdet, D. - Ayoub, J.A. - Pirard, Y.M. 1989, "Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation", SPE paper 12777: 293-302.
- ◆ Bourdet, D. 2002, "Well Test Analysis : The Use of Advanced Interpretation Models", Handbook of petroleum exploration and production, 3, Elsevier publ., 426p.
- ◆ Bredehoeft, J.D. - Papadopoulos, S.S. 1980, "A method for determining the hydraulic Properties of Tight Formations", Water Resources Research, vol. 16, n°1: 233-38.
- ◆ Carslaw, H.S. - Jaeger, J.C. 1988, 2nd ed., (1959), "Conduction of heat in solids", Clarendon press, Oxford, 510p.
- ◆ Cassan, M. 1980, "Les essais d'eau dans la reconnaissance des sols", Eyrolles, 295p.
- ◆ Chakrabarty, C. - Enachescu, C. (Golder Associates) 1997, "Using the deconvolution approach for slug test analysis : theory and application", Ground Water, vol. 35, n°5 : 797-806.
- ◆ Clough, R.W. 1960, "The finite element method in plane strain analysis", 2nd Conference on Electronic Computation, Pittsburg, ASCE, Proceedings: 345-77.
- ◆ Cooper, H.H.Jr. - Bredehoeft, J.D. - Papadopoulos, I.S. 1967, "Response of a finite-Diameter Well to an Instantaneous Charge of Water", Water Resources Research, vol. 3, n°1 : 263-69.
- ◆ Earlougher, R. C. Jr. 1977, "Advances in well test analysis", Monograph vol. 5, Soc. Petrol. Eng. of AIME, 264p.
- ◆ Egis Géotechnique 2008, "Maîtrise d'œuvre du programme de reconnaissance de la zone de transposition 2007-2008 (Campagne RZT) : Forages carottés, Cahier des Charges d'Exécution (CCE-FZT2)", ANDRA D.SP.OSCA.07.0007, 27 mars, 240 p.
- ◆ Enachescu, C. - Frieg, B. - Rohs, S. - Paris, B. 2007, "A new approach of estimating the influence of drilling mud on the borehole pressure history", in "Clays in natural Engineered barriers for radioactive waste confinement", 3rd International Meeting, Andra, Lille, Summaries p. 647.
- ◆ Faust, C.R. - Mercer, J.W. (GeoTrans, Inc) 1984, "Evaluation of Slug Tests in Wells Containing a Finite-Thickness Skin", Water Resources Research, vol. 20, n°4: 504-6.
- ◆ Géoservices 1995, "Rapport final : tests hydrogéologiques sur le site de forage d'exploration MSE 101 de la Meuse", 159p, août 1995, rapport Andra B RP 1GSV 95 - 024/A.
- ◆ Gringarten, A.C. - Bourdet, D.P. - Landel, P.A. - Kniazeff, V.J. 1979, "A comparison between different skin and wellbore storage type-curves for early-time transient analysis", Society of Petroleum Engineers Reprint SPE-8205, 11p. (+ 16 fig.).
- ◆ Gringarten, A.C. 2008, "From Straight Lines to Deconvolution : The Evolution of the state of the Art in Well Test Analysis", Society of Petroleum Engineers, paper n° 102079: 41-62.
- ◆ ISS :Intera Engineering Ltd - Solexperts - Saunier & Associés 2009, "Lot M23, Tests hydrogéologiques entre obturateurs - Rapport d'opération Est 433 Trias", émission initiale 16/12/08, émission finale après prise en compte des remarques ANDRA : 22/01/09, 150p, Corps du texte en anglais, D.RP.OSAU.08.001
- ◆ Jaeger, J.C. 1956, "Conduction of heat in an infinite region bounded internally by a circular cylinder of a perfect conductor", Aust. J. Phys., vol 9, n°2 : 167-79.
- ◆ Mateen, K. 1983, "Slug test data analysis in reservoir with double porosity behaviour", Stanford Geothermal Program, SGP-TR-70, 91p.
- ◆ Marinelli, F. - Rowe, J.W. (Golder Associates) 1985, "Performance and Analysis of Drillstem Tests in Small-Diameter Boreholes", Ground Water, vol. 23, n°3 : 367-76.
- ◆ Moe, H. (Colenco) - McNeish, J.A. - McCord, J.P. - Andrews, R.W. (Intera Inc.) 1990, "Interpretation of hydraulic testing at the Schafisheim borehole - Technical Report 89-09", Nagra NTB 89-09, 85p. + Appendices 102p.
- ◆ Neuzil, C.E. 1982, "On conducting the Modified 'slug' Test in Tight Formations", Water Resources Research, vol. 18, n°2: 439-41.
- ◆ Ostrowski, L.P. - Kloska, M.B. 1988, "Use of Pressure Derivatives in Analysis of Slug Test or DST Flow Period Data", Soc. Petrol. Eng. manuscript USMS 018595, 23p.; presented 13-14 march 1989 at Production Operations Symposium, Oklahoma city, OK. [la version utilisée est le manuscrit SPE 18595 obtenue via OnePetro.org]
- ◆ Peres, A.M.M. - Onur, M. - Reynolds, A.C. 1989, "A New Analysis Procedure for Determining Aquifer Properties

From Slug Test Data", Water Resources Research, vol. 25, n°7: 1591-1602.

- ◆ Peres A.M.M. - Onur, M. - Reynolds, A.C. 1993, "A New General Pressure-Analysis Procedure for Slug Test", Soc. Petr. Eng. Formation Evaluation, vol. 8, n°4 : 292-98.
- ◆ Pickens, J.F. - Grisak, G.E. - Avis, J.D. - Belanger, D.W. - Thury, M. (Intera Technologies Inc.) 1987, "Analysis and Interpretation of Borehole Hydraulic Tests in Deep Boreholes : Principles, Model Development, and Applications.", Water Resources Research, vol. 23, n°7: 1341-75.
- ◆ Ramey, H. J.-Jr. 1992, "Advances in practical well-test analysis", Journal of Petroleum Technology, june: 650-59.
- ◆ Ramey, H.J.Jr. - Agarwal, R.G - Martin, I 1975, "Analysis of 'Slug Test' or DST Flow Period Data", Th Journal of Canadian Petroleum, Technology, July-September: 37-47.
- ◆ Rohs, S. - Enachescu, C. (Golder Associates) 2011, "Pulse test n°2 in the Hay Nook 2 Borehole at Preesall (UK) - (327.03 - 341.11m bGL) - Analysis Report, 25th March, report n° 10505160891, 39p., submitted to Halite Energy Group Ltd, UK.
- ◆ Savage, G.J. - Kesavan, H.K. 1979, "The Graph-Theoretic Field Model - I. Modeling and formulation", J. Franklin Inst., 307: 107-147.