

(12)

DEMANDE DE BREVET EUROPEEN

(21) Numéro de dépôt: **85401618.5**

(51) Int. Cl.⁴: **E 21 B 49/00**
E 21 B 49/08, E 21 B 47/10
E 21 B 47/06

(22) Date de dépôt: **08.08.85**

(30) Priorité: **29.08.84 FR 8413359**

(43) Date de publication de la demande:
19.03.86 Bulletin 86/12

(84) Etats contractants désignés:
DE GB IT NL

(71) Demandeur: **FLOPETROL SERVICES INC.**
Woodlands Drive Building 24 Kirkhill Industrial Estate
Dyce Aberdeen, AB2 0ES(GB)

(72) Inventeur: **Ayoub, Joseph**
5700 Johnston St. Suite 140
Lafayette Louisiana 70503(US)

(72) Inventeur: **Bourdet, Dominique**
14, rue des Bordes
F-77000 Vaux-le-Pénil Melun(FR)

(74) Mandataire: **Dupont, Henri**
Service des Brevets c/o Flopetrol 228, rue Einstein
Vaux-le-Pénil
F-77005 Melun(FR)

(54) **Procédé d'essai de puits d'hydrocarbures.**

(57) L'invention concerne un procédé d'essai de puits pour déterminer des caractéristiques physiques d'un système constitué par un puits et une formation souterraine contenant un fluide tel qu'un hydrocarbure. On provoque un changement du débit dudit fluide consistant en une brève période (de durée t_p de l'ordre de quelques minutes) de façon à obtenir une impulsion de débit se rapprochant d'une impulsion de Dirac; on mesure les variations ΔP de la pression du fluide au fond du puits durant ladite période brève, puis durant la période subséquente de retour vers l'état initial du système puits-formation, et on compare la courbe de pression expérimentale ainsi obtenue aux courbes d'un double réseau de courbes-types représentant, en fonction d'un paramètre commun, la pression P_D et sa dérivée P'_D par rapport au temps, par mise en coïncidence de la branche de la courbe expérimentale correspondant à la période brève avec une courbe P_D et de la branche de cette courbe correspondant à la période subséquente avec la courbe P'_D de même paramètre.

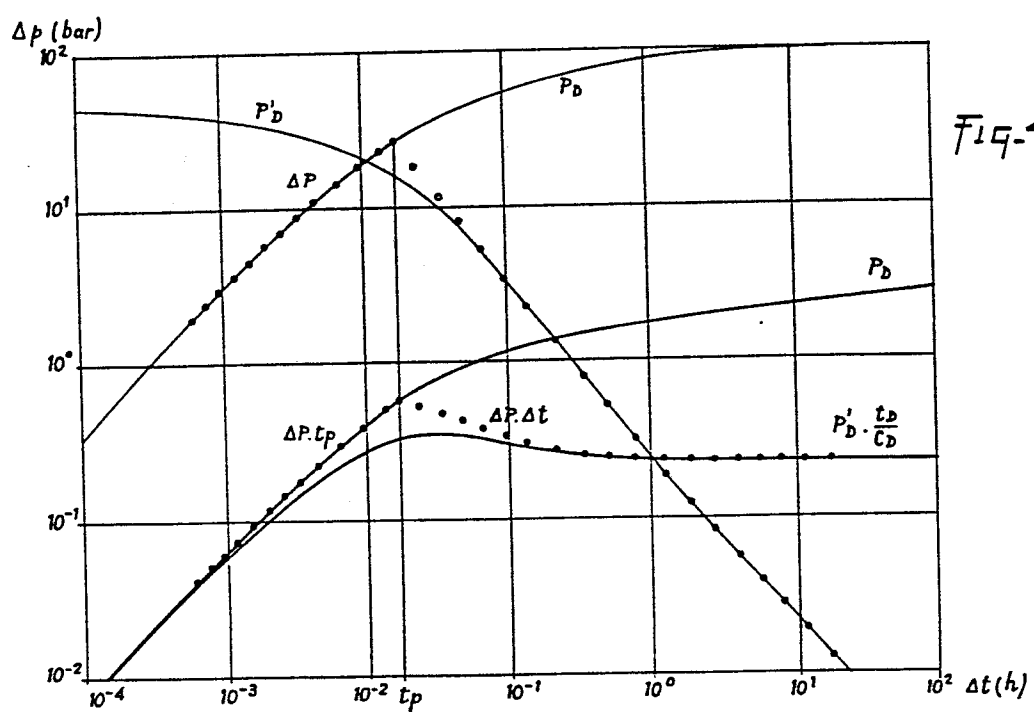


Fig-4

PROCEDE D'ESSAI DE PUIITS D'HYDROCARBURES

La présente invention concerne les essais de puits d'hydrocarbures, permettant de déterminer les caractéristiques physiques du système formé d'un puits et d'une formation
05 souterraine (appelée aussi "réservoir") produisant un fluide, des hydrocarbures par exemple, à travers le puits.

De façon plus précise, l'invention se rapporte à un procédé selon lequel le débit de fluide produit par le puits est modifié en fermant ou en ouvrant une vanne qui se trouve à la
10 surface ou dans le puits. Les variations de pression résultantes sont mesurées et enregistrées au fond du puits ou en surface en fonction du temps écoulé depuis le début des essais, c'est-à-dire depuis la modification du débit. Les caractéristiques du système puits-formation souterraine peuvent être déduites de ces données
15 expérimentales. Celles-ci sont analysées en comparant la réponse de la formation souterraine à un changement de débit du fluide produit, avec le comportement de modèles théoriques ayant des caractéristiques bien définies et soumis au même changement de débit que la formation étudiée. Habituellement, les variations de
20 pression en fonction du temps caractérisent le comportement du système puits-formation et l'enlèvement à débit constant de fluides, par l'ouverture d'une vanne dans le puits initialement fermé, est la condition d'essai qui est appliquée à la formation et au modèle théorique. Lorsque leurs comportements sont
25 identiques, on suppose que le système étudié et le modèle théorique sont identiques aussi bien au point de vue quantitatif que qualitatif. En d'autres termes, ces réservoirs sont supposés avoir les mêmes caractéristiques physiques.

Les caractéristiques obtenues de cette comparaison
30 dépendent du modèle théorique : plus le modèle est compliqué, plus les caractéristiques qui peuvent être déterminées sont nombreuses. Le modèle de base est représenté par une formation homogène avec des limites supérieure et inférieure imperméables et avec une

extension radiale infinie. Le débit dans la formation est alors radial, dirigé vers le puits. Cependant, le modèle théorique le plus couramment utilisé est plus compliqué. Il comporte les caractéristiques du modèle de base auquel on ajoute des conditions internes telles que l'effet pariétal ("skin effect" en anglais) et l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits ("wellbore storage" en anglais). L'effet pariétal est défini par un coefficient S qui caractérise l'endommagement ou la stimulation de la partie de la formation adjacente au puits. L'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits est caractérisé par un coefficient C qui résulte de la différence de débit de fluide produit par le puits entre la formation souterraine et la tête de puits, lorsqu'une vanne située en tête de puits est soit fermée soit ouverte. Le coefficient C est exprimé habituellement en baril par psi, un baril étant égal à 0,16 m³ et un psi égal à 0,069 bar.

Le comportement d'un modèle théorique est représenté de façon commode par un réseau de courbes-types qui représentent les variations de pression, en fonction du temps, du fluide au fond du puits. Ces courbes sont habituellement tracées en coordonnées cartésiennes et en échelle logarithmique, la pression sans dimension étant portée en ordonnée et le temps sans dimension étant porté en abscisse. De plus, chaque courbe est caractérisée par un ou plusieurs nombres sans dimension qui représentent chacun une caractéristique (ou une combinaison de caractéristiques) du système théorique formé par un puits et un réservoir. Un paramètre sans dimension est défini par le paramètre réel (la pression par exemple) multiplié par une expression qui inclut certaines caractéristiques du système puits-réservoir de façon à rendre le paramètre sans dimension indépendant de ces caractéristiques. C'est ainsi que le coefficient S caractérise uniquement l'effet pariétal mais est indépendant des autres caractéristiques du réservoir et des conditions expérimentales telles que le débit, la viscosité du fluide, la perméabilité de la formation, etc.. Lorsque le modèle théorique et le système étudié puits-formation

correspondent, la courbe expérimentale et l'une des courbes-types représentées avec les mêmes échelles de coordonnées ont une forme identique mais sont décalées l'une par rapport à l'autre. Les décalages suivant les deux axes, en ordonnée pour la pression et en abscisse pour le temps, sont proportionnels à des valeurs de caractéristiques du système puits-réservoir qui peuvent ainsi être déterminées.

Des informations qualitatives sur la formation souterraine, telle que par exemple la présence d'une fracture, sont obtenues par l'identification des différents régimes sur le réseau en échelle logarithmique représentant les données expérimentales. Sachant qu'une caractéristique particulière du système puits-réservoir, telle que par exemple une fracture verticale, se caractérise par un régime particulier, tous les différents régimes apparaissant sur le graphe des données expérimentales sont identifiés pour sélectionner le modèle de système puits-réservoir approprié. Les caractéristiques de la formation sont obtenues en sélectionnant une courbe-type ayant la même forme que la courbe expérimentale et en déterminant le décalage des axes de coordonnées de la courbe expérimentale par rapport à la courbe théorique.

A un même modèle théorique correspondent plusieurs réseaux de courbes-type. Ceci dépend des paramètres sans dimension choisis pour la représentation des axes de coordonnées, ainsi que d'un ou plusieurs "index". Un "index" n'est autre qu'un paramètre supplémentaire (ou une combinaison de paramètres) choisi pour la représentation des courbes, en complément des paramètres sans dimension des axes de coordonnées.

La comparaison des différentes méthodes utilisées est donnée dans l'article intitulé "A Comparison Between Different Skin and Wellbore Storage Type Curves for Early-Time Transient Analysis" (Comparaison entre les différentes courbes-type avec effet pariétal et effet de compression ou de décompression pour l'analyse des transitoires précoces) par A.C. Gringarten & al., publié par "Society of Petroleum Engineers of AIME", (No SPE 8205).

Le brevet des Etats-Unis d'Amérique n° 4 328 705 décrit également une méthode selon laquelle les courbes-types sont représentées en utilisant la pression sans dimension P_D pour l'axe des ordonnées et le rapport t_D/C_D pour l'axe des abscisses, t_D étant le temps sans dimension et C_D le coefficient sans dimension caractérisant l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits. L'inconvénient de la méthode décrite dans ce brevet est que les courbes-types ont des formes variant relativement lentement l'une par rapport à l'autre. Il en résulte une certaine incertitude dans le choix de la courbe-type correspondant à la courbe expérimentale. On remarque également que, pour effectuer une analyse complète, on est obligé de faire appel non seulement à un graphe en échelle logarithmique représentant l'ensemble des données expérimentales, mais d'utiliser également des graphes spécialisés, en échelle semi-logarithmique par exemple, pour n'analyser qu'une partie des données mais d'une façon plus précise.

On a déjà songé à utiliser la dérivée mathématique de la pression sans dimension, P'_D , au lieu de la pression sans dimension P_D . Selon la demande de brevet français n° 83 / 07 075 du 22 avril 1983 et l'article "A new set of type curves simplifies well test analysis" publié dans le numéro de mai 1983 de la revue World Oil, on trace la courbe de la dérivée $\Delta P'$ de la pression relevée expérimentalement et on effectue la mise en coincidence de cette courbe et d'une courbe-type d'un réseau théorique $P'_D(t_D/C_D)$.

Un tel procédé donne des résultats satisfaisants, mais nécessite de faire des relevés de pression dans le puits pendant un temps relativement long.

La présente invention a pour but de définir un nouveau procédé permettant de raccourcir la durée d'expérimentation sur le terrain. Ce procédé fait avantageusement utilisation de la dérivée P'_D de la pression sans dimension. Il se fonde par ailleurs sur les fonctions de Green (cf CARSLAW H.S. et JAEGER J.C., "Conduction of Heat in solids", seconde édition, Oxford University

Press, 1959), qui sont relatives à l'analyse des transitoires de pression. En bref, les fonctions de Green fournissent les variations de pression au cours du temps créées par une source (ou un puits - au sens de la mécanique des fluides) d'action

05 instantanée et d'intensité unité (impulsion de Dirac, c'est-à-dire une impulsion de durée Δt et d'amplitude $1/\Delta t$, la surface de l'impulsion étant alors égale à 1, et Δt tendant vers zéro)). Mathématiquement, les fonctions de Green correspondent aux dérivées par rapport au temps des courbes-types P_D servant de
10 modèle théorique. Il s'ensuit que si l'on soumet une formation à une action instantanée d'intensité unité, la courbe des variations de pression subséquentes pourra être mise en coïncidence avec une courbe P'_D appropriée.

En pratique, il n'est pas possible de soumettre la
15 formation à une action instantanée d'intensité unité, l'injection ou la production de fluide correspondant à cette action devant durer nécessairement un temps fini. Mais l'expérience a montré que l'action pouvait s'étendre sur quelques minutes sans inconvénient pour la qualité des résultats.

20 En d'autres termes, l'invention a pour objet un procédé d'essai de puits pour déterminer des caractéristiques physiques d'un système constitué par un puits et une formation souterraine contenant un fluide et communiquant avec ledit puits, cette formation, homogène ou hétérogène, présentant de l'effet pariétal
25 et/ou le fluide se comprimant ou se décomprimant dans le puits. Ce procédé met en oeuvre un changement du débit dudit fluide et la mesure d'une grandeur caractéristique de la pression P du fluide à des intervalles de temps successifs Δt . Selon l'invention, on effectue ledit changement de débit en une période brève de façon à
30 obtenir une impulsion de débit se rapprochant d'une impulsion de Dirac, l'amplitude de ladite impulsion de débit étant suffisamment importante pour permettre de mesurer ladite grandeur caractéristique de la pression P du fluide auxdits intervalles de temps successifs Δt .

35 Le changement de débit consiste en une brève période de

mise en production du puits ou d'injection dans le puits, ou de fermeture du puits; on mesure les variations de la pression P du fluide au fond du puits durant ladite période brève, puis durant la période subséquente de retour vers l'état initial du système puits-formation, et on compare la courbe de pression expérimentale ainsi obtenue aux courbes d'un double réseau de courbes-types représentant, en fonction d'un paramètre commun, la pression P et sa dérivée P' par rapport au temps, par mise en coïncidence de la branche de la courbe expérimentale correspondant à la période brève avec l'une des courbes-types P et de la branche de cette courbe correspondant à la période subséquente avec la courbe-type P' de même paramètre.

Ainsi, les résultats expérimentaux obtenus à l'aide du procédé selon l'invention sont avantageusement analysés par des opérations de mise en coïncidence de la courbe de pression relevée expérimentalement avec un réseau de courbes-types. Cette analyse se distingue des procédés connus par le fait que cette coïncidence est effectuée avec des courbes-types de pression P , seulement pour une partie de la courbe expérimentale, et pour l'autre partie de la courbe expérimentale avec des courbes-types de pression dérivée P' . De plus cette analyse est effectuée sans avoir besoin de dériver les données expérimentales. Ceci résulte du régime bien particulier de brève impulsion de pression infligé au système puits-formation, qui est l'une des caractéristiques essentielles de la présente invention. Il faut noter que s'il était possible pratiquement de soumettre le système formation-puits à une variation de débit de très courte durée, de quelques secondes par exemple, la détermination des caractéristiques de la formation ne s'effectueraient qu'en utilisant les courbes-types dérivées P'_D .

Dans un mode de mise en oeuvre préféré du procédé ainsi défini, les courbes-types du double réseau sont tracées en coordonnées logarithmiques en fonction de t_D/C_D , t_D représentant le temps sans dimension et C_D le coefficient sans dimension de l'effet de compression ou de décompression du fluide

dans le puits, avec pour paramètre la quantité $C_D e^{2S}$, S étant un coefficient d'effet pariétal, tandis que ce double réseau comprend:

- 05 - un réseau de courbes représentant l'évolution de la pression sans dimension P_D ,
- et un réseau de courbes représentant l'évolution du produit par t_D/C_D de la dérivée P'_D de la pression P_D par rapport à t_D/C_D ,
- 10 et que la courbe de pression expérimentale est également tracée en coordonnées logarithmiques, après avoir subi le traitement suivant:
- les valeurs de pression de la branche correspondant à la période brève sont multipliées par la durée t_p de cette période,
- 15 - et les valeurs de pression de la branche correspondant à la période subséquente sont multipliées par le temps Δt écoulé depuis le début de la période brève,

- 20 l'amplitude des décalages verticaux et horizontaux nécessaires à la mise en coïncidence ainsi que la valeur déterminée pour le paramètre permettant de calculer ensuite les caractéristiques du système puits-formation, compte tenu pour un puits initialement au repos, de la valeur mesurée de la quantité totale de fluide produite ou injectée durant la période brève ou compte tenu, pour un puits produisant - ou recevant - un fluide et
- 25 dont la production - ou l'injection - est arrêtée pendant un bref instant, de la quantité du fluide qui aurait été produite ou injectée si cet arrêt de production ou d'injection n'avait pas eu lieu.

- 30 Avantageusement, on effectue d'abord une translation verticale de la courbe expérimentale pour mettre en coïncidence avec une courbe-type $P'_D (t_D/C_D)$ sa seconde branche correspondant à la période subséquente, puis une translation horizontale pour mettre sa première branche en coïncidence avec la courbe P_D correspondante.

Le procédé selon la présente invention offre de nouveaux moyens d'essai des puits d'hydrocarbures. Son application est générale. Le procédé peut par exemple être utilisé pour tester des puits d'hydrocarbures en production, pendant des temps courts par rapport aux méthodes connues. La production du puits n'est interrompue que pendant un court instant, de l'ordre de quelques minutes, alors que dans les méthodes classiques le temps de fermeture du puits varie en moyenne de 10 heures à quelques jours. Il en résulte qu'en appliquant la présente invention, la perte financière due à l'interruption de production est négligeable. Le procédé est aussi particulièrement adapté à l'essai de nouveaux puits lorsque la durée d'expérimentation doit être courte (de 1 à 20 heures), ou lorsqu'un écoulement en surface n'est pas possible ou doit être évité. Ce procédé permet d'obtenir rapidement les mêmes renseignements que ceux obtenus par les essais classiques. Il peut être utilisé pour effectuer des essais rapides de couches superposées d'une formation souterraine et obtenir ainsi le profil vertical de la perméabilité de la formation.

D'autres caractéristiques et avantages de l'invention ressortiront plus clairement de la description qui va suivre, en regard des dessins annexés, d'exemples de mise en oeuvre non limitatifs.

- La figure 1 représente un réseau de courbes-types connu servant de modèle théorique.

- La figure 2 représente une courbe expérimentale de pression relevée sur un système puits-formation souterraine conformément au procédé selon l'invention, le puits étant préalablement au repos.

- La figure 3 représente une courbe expérimentale de pression relevée sur un système puits-formation souterraine conformément au procédé selon l'invention, le puits produisant préalablement un fluide.

- Les figures 4 et 5 illustrent la mise en oeuvre d'une partie du procédé selon l'invention, respectivement dans le cas d'une formation homogène et d'une formation hétérogène.

Selon le procédé de l'invention, on soumet la formation souterraine à une impulsion de débit et on enregistre les variations de pression résultantes. Cette impulsion de débit peut être créée soit en mettant en production, ou en injection, un puits préalablement au repos, soit en interrompant la production d'un puits ou l'injection dans un puits. L'impulsion du débit doit être suffisamment brève de façon à se rapprocher idéalement d'une impulsion de Dirac. Cependant on conçoit, qu'en pratique, cette impulsion de débit doit avoir une amplitude suffisante de façon que les variations de pression résultantes soient mesurables à l'aide de sondes de pression couramment utilisées dans l'industrie pétrolière.

Ce procédé met avantageusement à profit le fait que ce type de perturbation (impulsion de débit) engendre des variations de pression qui se comparent directement avec les courbes-types P'_D déjà mentionnées, sans avoir à effectuer la dérivée des données expérimentales.

L'analyse des données expérimentales obtenues par le procédé de l'invention fait appel à des réseaux connus de courbes-types, par exemple tels que celui de la figure 1 (cf la figure 7 de l'article cité de la revue World Oil) ou la figure 5 de la demande de brevet français n° 83 / 07 075). Ce réseau est double. Il comprend un premier réseau de courbes (tracé en tirets), représentant les variations de la pression sans dimension P_D du fluide en fonction du rapport t_D/C_D où t_D est le temps sans dimension et C_D est un coefficient sans dimension relatif à l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits. Le second réseau de courbes (tracé en traits continus) représente le produit par t_D/C_D de la dérivée P'_D de la pression P_L par rapport à t_D/C_D . Les courbes de ces deux réseaux dépendent d'un paramètre commun $C_D e^{2S}$ combinant deux caractéristiques physiques du système puits-réservoir, savoir C_D , défini plus haut, et S , qui est un coefficient relatif à l'effet pariétal dans le puits. Ils sont tracés en coordonnées logarithmiques, la quantité sans dimension

t_D/C_D étant portée en abscisses.

La valeur de la pression sans dimension P_D est donnée par l'équation suivante, en employant le système d'unités utilisé couramment dans l'industrie pétrolière et appelé "Oil field units" page 185 du livre intitulé "Advances in Well Test Analysis" publié par "Society of Petroleum Engineers of AIME"-1977 :

$$P_D = (kh/141,2qB_{fi}) \Delta P \quad (1)$$

dans laquelle :

k représente la perméabilité de la formation souterraine,
 10 h est l'épaisseur de la formation,
 ΔP est la variation de pression mesurée,
 q est le débit du fluide en surface,
 B est le coefficient de dilatation du fluide entre le réservoir et la surface (appelé en anglais "formation volume factor"), et
 15 μ est la viscosité du fluide.

La valeur du rapport t_D/C_D , dans le même système d'unités que pour les équations précédentes, est donnée par :

$$t_D/C_D = 0,000295 (kh/\mu) (\Delta t/C)$$

20 dans laquelle C est l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits.

Le réseau de la figure 1 caractérise le comportement d'un modèle de réservoir homogène et d'un puits présentant l'effet pariétal et l'effet de compression ou de décompression du fluide.
 25

Les courbes $P'_D \cdot (t_D/C_D)$, qui sont utilisées ici, ont un relief plus accentué que celui des courbes P_D , ce qui favorise la précision des résultats obtenus.

Selon un mode de réalisation du procédé, on réalise une injection de fluide ou une mise en production du puits en essai pendant un temps t_p aussi court que possible.
 30

Cependant, ce temps doit être d'une part suffisamment court pour que le principe d'essais basé sur l'impulsion de Dirac soit applicable et d'autre part, assez long pour que la quantité de fluide injectée ou produite soit suffisante pour produire une
 35

variation de pression mesurable. En général, ce temps est de l'ordre de quelques minutes et dépasse rarement 10 minutes. On mesure la pression du fluide au fond du puits pendant cette mise en production, puis après l'arrêt de l'écoulement du puits. On trace une courbe (figure 2) représentant les valeurs de la pression P mesurée en fonction du temps Δt . Dans le présent exemple, la pression P croît de 207 bars, valeur initiale, à 235 bars, valeur maximale, pendant la durée $t_p = 0,16h$, soit 1 min, puis elle décroît rapidement vers sa valeur initiale P_0 .

Les variations de pression ΔP sont calculées par rapport à la valeur initiale P_0 .

Selon un autre mode de réalisation, on interrompt l'injection de fluide dans la formation ou la production de fluide par la formation pendant un temps court qui permet de se rapprocher de l'impulsion de Dirac. C'est ce dernier cas qui est illustré sur la figure 3 qui correspond à un puits qui est en production depuis des centaines d'heures. Après 500 heures, on ferme le puits pendant un temps t_p , environ 3 minutes, et on l'ouvre à nouveau. Pendant la fermeture du puits, la pression monte brutalement de M vers N . A la réouverture du puits, la pression P décroît depuis N jusqu'à une valeur qui tend vers la pression P_0 qu'aurait eu le puits s'il n'avait pas été fermé. Cette pression P_0 peut aisément être obtenue par extrapolation de la pression P avant l'instant de fermeture du puits. Les variations ΔP à prendre en compte sont obtenues en effectuant la différence entre les pressions P et P_0 à différents intervalles de temps Δt . Les intervalles de temps se comptent à partir de l'instant t_0 de fermeture du puits.

On trace alors (figure 4) une courbe expérimentale (référéncée ΔP et montrée par des points-cercles) représentant les variations de pression ΔP en fonction des intervalles de temps Δt , en échelle logarithmique. Ceci est valable pour les deux modes de réalisation exposés précédemment (figures 2 et 3).

A ce stade, on peut observer qu'il est possible de faire coïncider une courbe du réseau P_D avec la partie de la courbe ΔP

précédant l'instant t_p , et une courbe du réseau P'_D avec la partie de la courbe ΔP située au-delà de l'instant t_p .

Toutefois, afin de pouvoir utiliser le double réseau de courbes-types de la figure 1, on fait subir à la courbe ΔP la transformation suivante:

05

- dans sa partie précédant l'instant t_p , on multiplie les valeurs de ΔP par la valeur de t_p , ce qui revient à un décalage vertical d'amplitude $\log. t_p$.

10

- dans sa partie postérieure à l'instant t_p , on multiplie les valeurs de ΔP par Δt , c'est-à-dire que l'ordonnée de chaque point est multipliée par son abscisse.

15

On obtient ainsi une nouvelle courbe $\Delta P.t_p$; $\Delta P.\Delta t$ formée de deux branches qui se raccordent au point correspondant à l'instant t_p . On cherche alors à faire coïncider la branche de gauche de cette courbe avec une courbe P_D du réseau de la figure 1, et sa branche de droite avec la courbe P'_D . (t_D/C_D) correspondant à la courbe P_D susdite (même paramètre C_De^{2S}).

20

A cette fin, on commence par superposer la partie droite, qui est rectiligne, de la courbe expérimentale tracée sur la figure 4 à l'aide de points, à la partie rectiligne des courbes-types à droite du graphe. Ceci est facile à réaliser puisque cette partie des courbes est une droite de pente nulle. On décale ensuite la courbe expérimentale le long de l'axe des temps de façon à faire correspondre sa partie gauche avec la courbe-type P_D correspondante. Dans le présent exemple, la coïncidence est obtenue avec les courbes-types de paramètre $C_De^{2S} = 10$. Le décalage des axes de coordonnées de la courbe expérimentale avec les axes des courbes-types permet de déterminer les valeurs du produit kh et la valeur de l'effet de décompression du fluide dans le puits, ainsi qu'il est expliqué aux pages 16 et 17 de la demande de brevet français citée plus haut.

30

35

Il est à noter que le décalage vertical constaté après ladite mise en coïncidence se cumule avec le décalage t_p effectué préalablement. Il s'ensuit que, dans la formule (1), le

débit q se trouve multiplié par le temps de production t_p , de sorte que c'est ici la quantité totale de fluide émis par le puits qui est prise en compte et doit être mesurée.

05 Il ressort de la figure 4 que l'essai effectué sur le puits peut prendre fin deux heures (environ) seulement après son début, ce qui montre que le nouveau procédé permet d'effectuer des expérimentations rapides, tout en procurant les mêmes renseignements sur la formation souterraine que les procédés
10 antérieurs.

La représentation des courbes-types, avec en ordonnée P_D et $P'_D \cdot t_D/C_D$ et en abscisse t_D/C_D , est utilisable non seulement pour les formations souterraines homogènes, mais également pour les formations non homogènes
15 présentant par exemple une double porosité. La figure 5 montre un exemple d'application à une formation ayant une double porosité. Dans ce cas, le fluide produit par la formation est contenu dans la matrice, c'est-à-dire dans la roche composant la formation, et dans les interstices ou fissures contenues dans la matrice. On a
20 donc un système dans lequel le fluide contenu dans la matrice s'écoule d'abord dans les fissures avant de passer dans le puits. Le fluide, qui s'évacue relativement rapidement des fissures, est réapprovisionné relativement lentement par la matrice. Du fait de
25 l'évolution plus tourmentée qui en résulte pour la courbe de pression expérimentale dans sa partie droite, la coïncidence s'effectue de façon précise et sans ambiguïté et permet une distinction nette des comportements homogène et hétérogène.

Dans le cas de formations à comportement hétérogène, on utilise les courbes-types correspondantes. Par exemple, dans le
30 cas d'un comportement à double porosité on utilise les courbes-types décrites dans la revue "World Oil", Octobre 1983, intitulé "Interpreting well tests in fractured reservoirs" par D. Bourdet et al.

Lorsque les données expérimentales obtenues avant le temps
35 t_p ne sont pas exploitables parce qu'aucune des courbes-types

- P_D ne leur correspond (partie gauche de la figure 4), on peut cependant effectuer l'interprétation des essais en superposant les parties rectilignes des courbes expérimentales et théoriques (partie droite de la figure 4) ce qui permet de sélectionner une
- 05 courbe théorique P'_D déplaçant horizontalement la courbe expérimentale jusqu'à ce que la valeur expérimentale au temps t_p coïncide avec un point de la courbe P_D correspondant à la courbe P'_D sélectionnée. On considère dans ce cas que la
- 10 branche de la partie expérimentale gauche de la figure 4 se réduit à un point (correspondant au temps t_p).
- La partie du procédé de l'invention qui consiste à déterminer les caractéristiques de la formation souterraine à partir des données expérimentales peut bien entendu être effectuée à l'aide d'un ordinateur, qui aurait en mémoire les courbes-types.
- 15 Les données expérimentales seraient fournies à l'ordinateur, lequel les transformerait de la façon indiquée plus haut (multiplication par t_p ou par Δt) et effectuerait automatiquement la détermination des caractéristiques recherchées. Il est à noter qu'à ce jour des programmes d'ordinateur sont
- 20 disponibles commercialement, pour effectuer la comparaison de courbes entre elles ("type-curves matching").

REVENDEICATIONS

1. Procédé d'essai de puits pour déterminer des caractéristiques physiques d'un système constitué par un puits et une formation souterraine contenant un fluide tel qu'un hydrocarbure et communiquant avec ledit puits, cette formation, homogène ou hétérogène, présentant de l'effet pariétal et/ou le fluide se comprimant ou se dé comprimant dans le puits, ce procédé, selon lequel on provoque un changement de débit dudit fluide et on mesure une grandeur caractéristique de la pression P du fluide à des intervalles de temps successifs Δt , étant caractérisé par le fait qu'on effectue ledit changement de débit en une période brève de façon à obtenir une impulsion de débit se rapprochant d'une impulsion de Dirac, l'amplitude de ladite impulsion de débit étant suffisamment importante pour permettre de mesurer ladite grandeur caractéristique de la pression P du fluide auxdits intervalles de temps successifs Δt .

2. Procédé selon la revendication 1, caractérisé par le fait que ladite période brève est en général de l'ordre de quelques minutes.

3. Procédé selon l'une quelconque des revendications 1 ou 2, caractérisé par le fait qu'en outre, on mesure les variations de la pression P du fluide durant ladite période brève, puis durant la période subséquente de retour vers l'état initial du système puits-formation, et que l'on compare la courbe de pression expérimentale ainsi obtenue aux courbes d'un double réseau de courbes-types représentant, en fonction d'un paramètre commun, la pression P et sa dérivée P' par rapport au temps, par mise en coïncidence de la branche de la courbe expérimentale correspondant à la période brève avec une courbe P et de la branche de cette courbe correspondant à la période subséquente avec la courbe P' de même paramètre.

4. Procédé selon la revendication 3, caractérisé par le fait que les courbes-types du double réseau sont tracées en coordonnées logarithmiques en fonction de t_D/C_D , t_D représentant le temps sans dimension et C_D le coefficient sans

dimension de l'effet de compression ou de décompression du fluide dans le puits, avec pour paramètre la quantité $C_D e^{2S}$, S étant un coefficient d'effet pariétal, et que ce double réseau comprend :

- 05 - un réseau de courbes représentant l'évolution de la pression sans dimension P_D ,
- et un réseau de courbes représentant l'évolution du produit par t_D/C_D de la dérivée P'_D de la pression P_D par rapport à t_D/C_D ,
- 10 tandis que la courbe de pression expérimentale est également tracée en coordonnées logarithmiques, après avoir subi le traitement suivant :
 - les valeurs de variations de pression ΔP de la branche correspondant à la période brève sont multipliées par la durée t_p
 - 15 de cette période,
 - et les valeurs de variations de pression ΔP de la branche correspondant à la période subséquente sont multipliées par le temps Δt écoulé depuis le début de la période brève,
 - l'amplitude des décalages verticaux et horizontaux
 - 20 nécessaires à la mise en coïncidence ainsi que la valeur déterminée pour le paramètre permettant de déterminer ensuite les caractéristiques du système puits-formation, compte tenu de la valeur mesurée de la quantité totale de fluide produite ou injectée durant la période brève.
 - 25 5. Procédé selon la revendication 4, caractérisé par le fait que l'on effectue une translation verticale de la courbe expérimentale pour mettre en coïncidence avec une courbe-type $P'_D (t_D/C_D)$ sa seconde branche correspondant à la période subséquente, et une translation horizontale pour mettre sa
 - 30 première branche en coïncidence avec la courbe P_D correspondante.

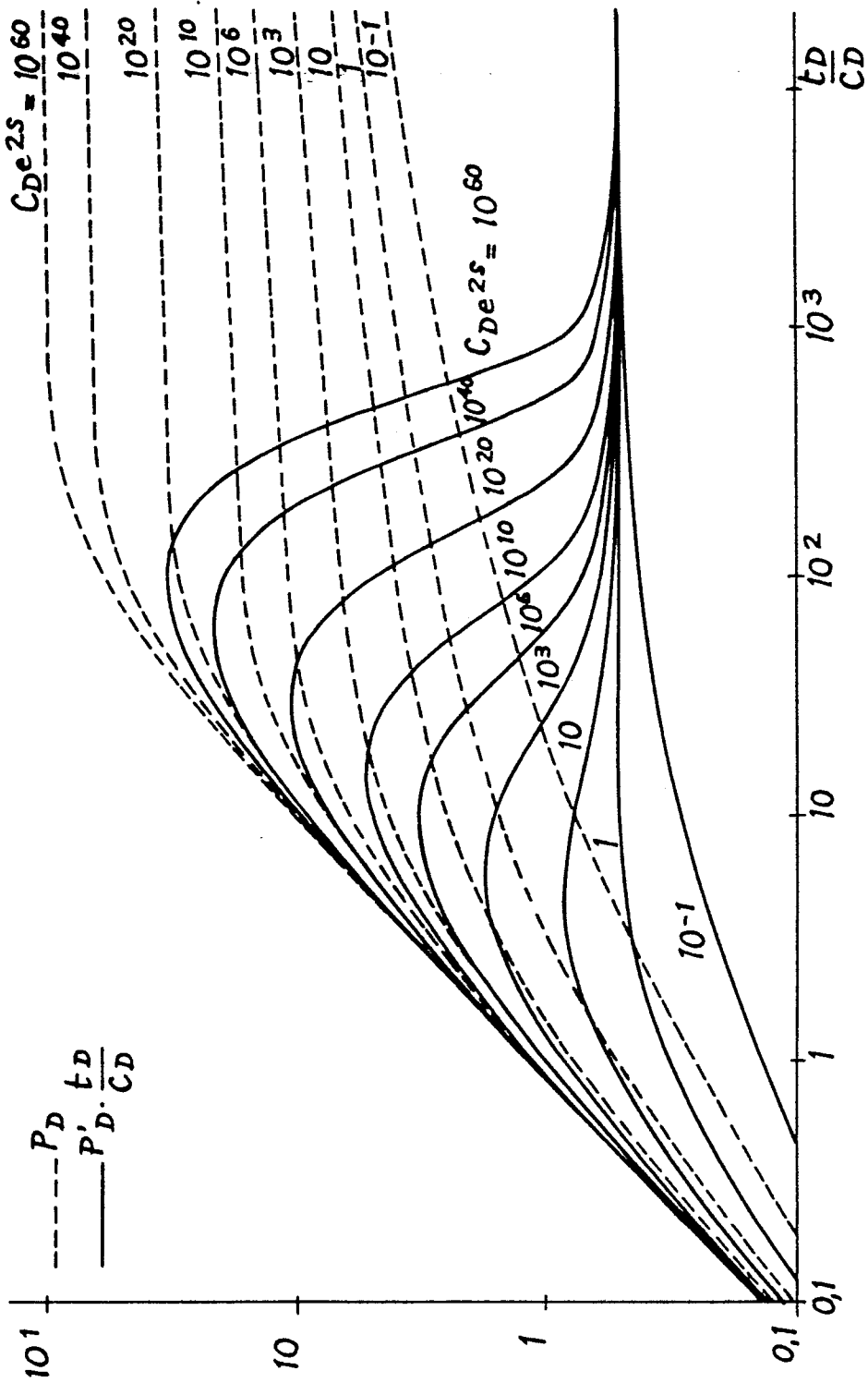
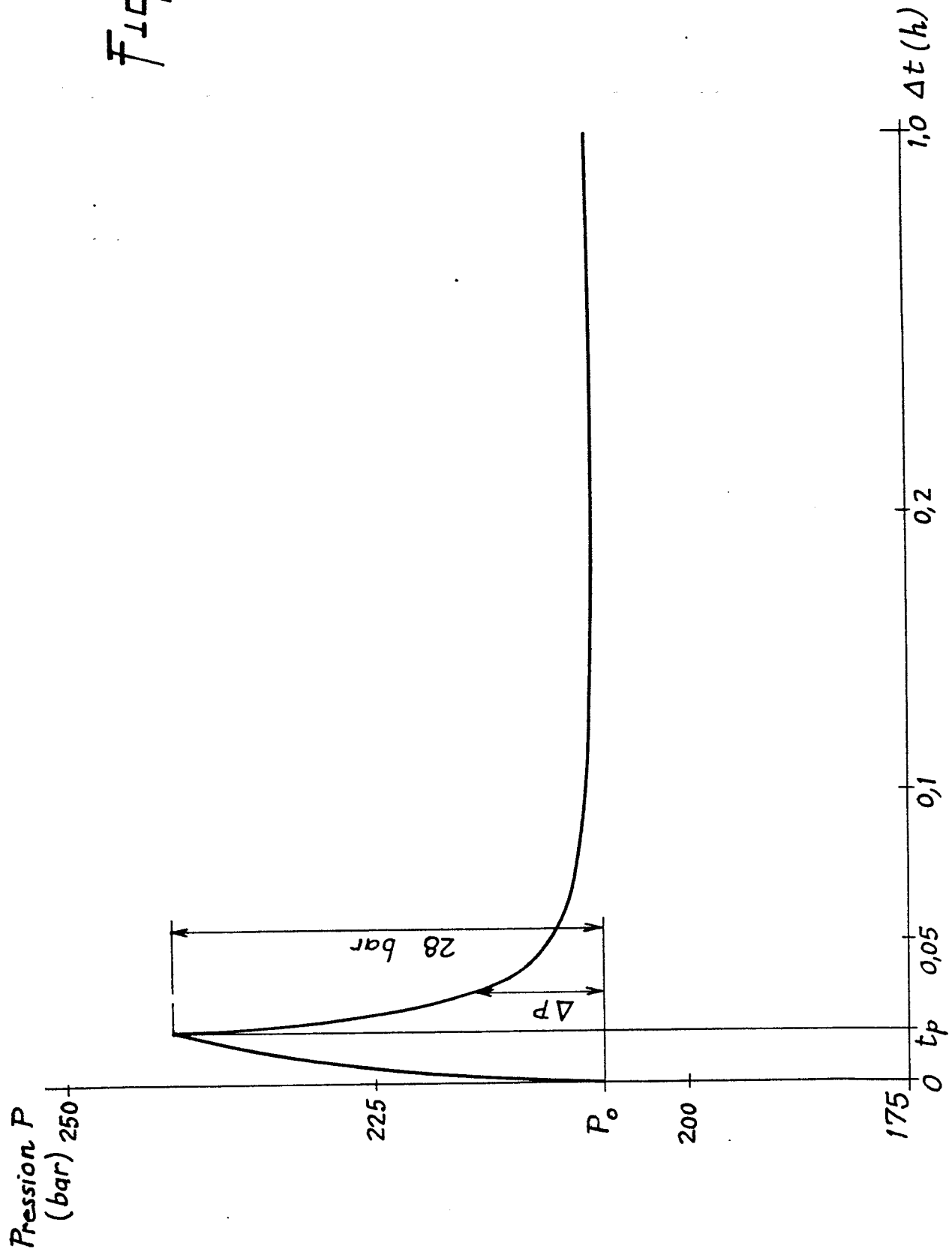


Fig-1

Fig-2



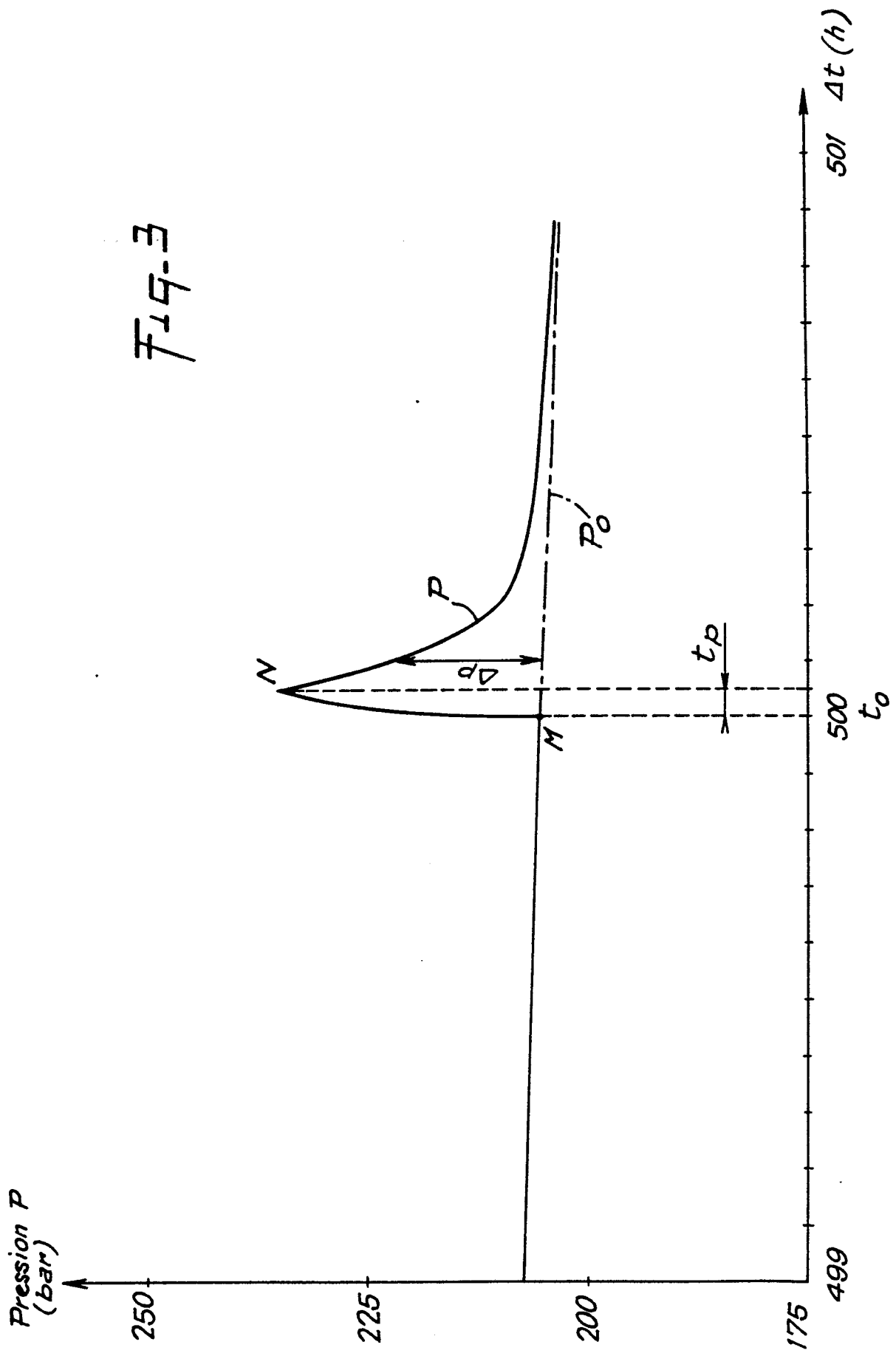


FIG-4

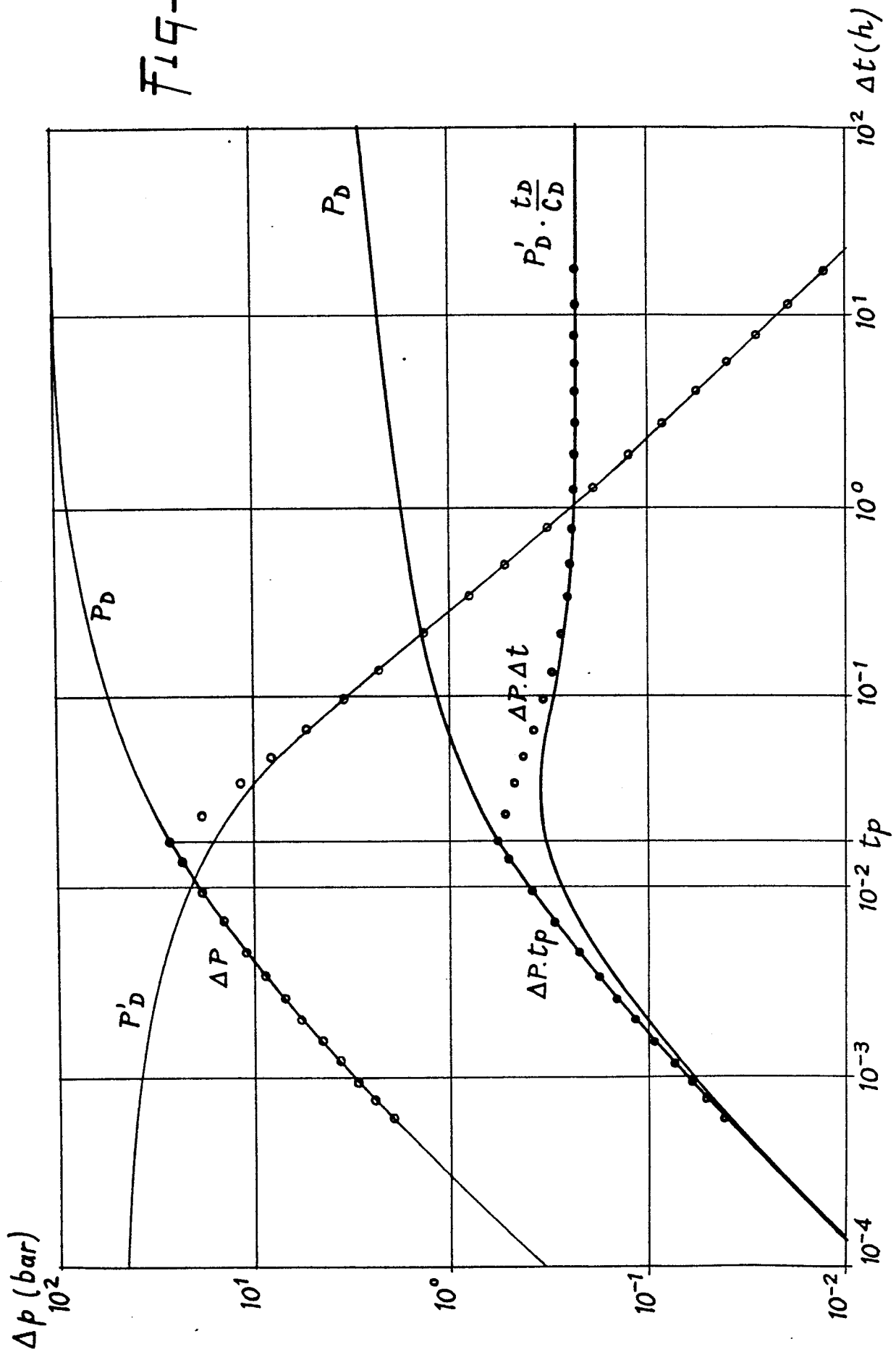
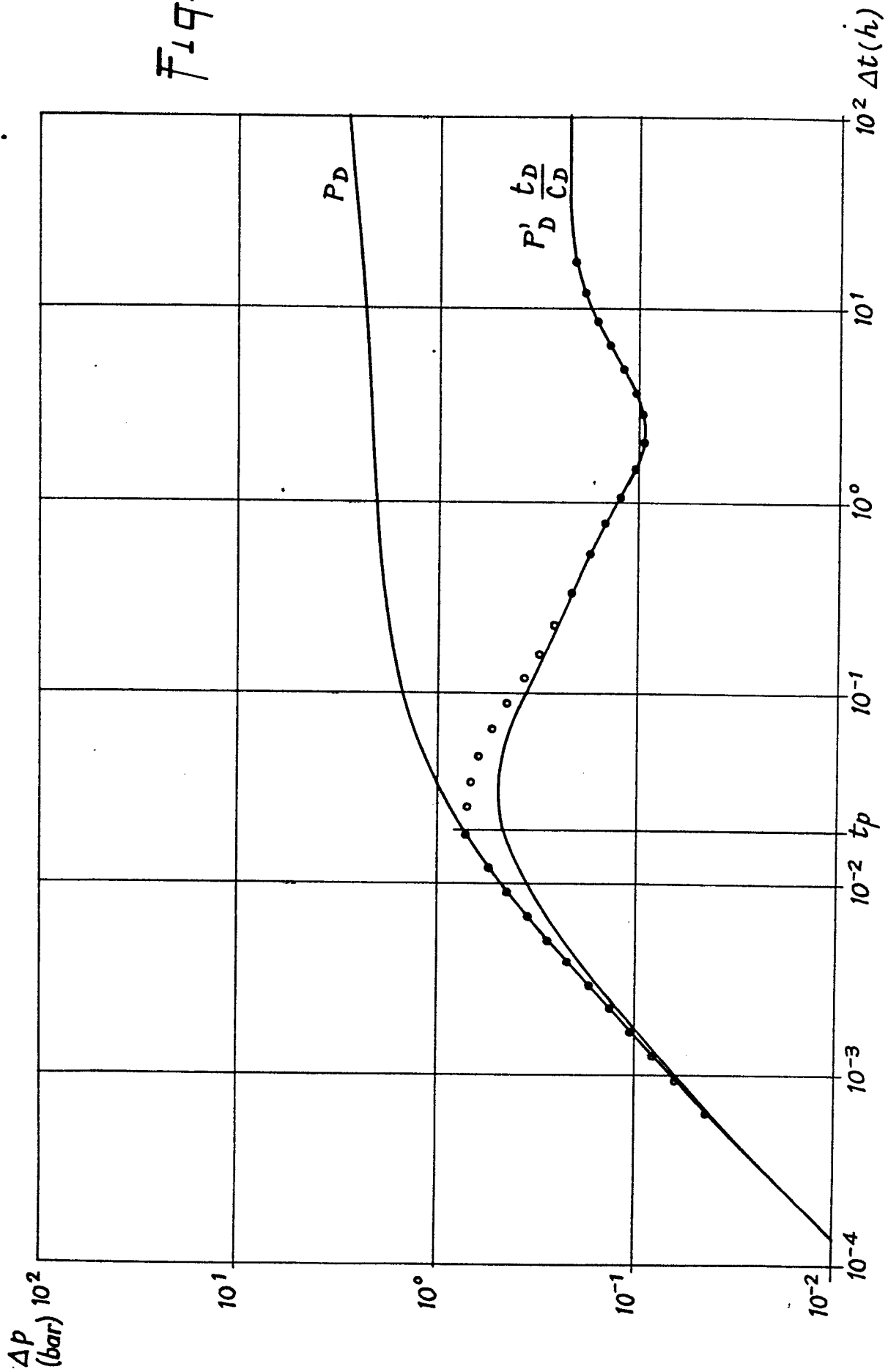


Fig-5





Office européen
des brevets

RAPPORT DE RECHERCHE EUROPEENNE

0174890

Numero de la demande

EP 85 40 1618

DOCUMENTS CONSIDERES COMME PERTINENTS			
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes	Revendication concernée	CLASSEMENT DE LA DEMANDE (Int. Cl. 4)
A, D	US-A-4 328 705 (GRINGARTEN) * Revendication 1 *	1	E 21 B 49/00 E 21 B 49/08 E 21 B 47/10 E 21 B 47/06
A, D	--- WORLD OIL, vol. 196, no. 6, mai 1983, pages 95-106, Houston, Texas, US; D. BOURDET et al.: "A new set of type curves simplifies well test analysis" * En entier *	1	
A	--- US-A-3 550 445 (KIEL) * Colonne 2, lignes 5-52 *	1	
A	--- US-A-3 636 762 (KUO) * Colonne 2, ligne 47 - colonne 4, ligne 23 *	1	
			DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHES (Int. Cl. 4)
			E 21 B
Le présent rapport de recherche a été établi pour toutes les revendications			
Lieu de la recherche LA HAYE		Date d'achèvement de la recherche 22-11-1985	SOGNO M. Ingénieur
CATEGORIE DES DOCUMENTS CITES X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : arrière-plan technologique O : divulgation non-écrite P : document intercalaire T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet antérieur, mais publié à la date de dépôt ou après cette date D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant			