

## Approche d'une courbe continue de perméabilité à partir des diagraphies en milieu hétérogène et discontinu

Mohamed TCHAMBAZ \*

\* Institut Algérien du Pétrole, Boumerdès, Algérie

**Résumé :** L'estimation de la perméabilité est indispensable à la délimitation précise des niveaux drainants dans les puits et constitue une étape fondamentale pour l'étude de la distribution des propriétés réservoir à l'échelle du gisement.

La variabilité de la perméabilité est très élevée dans le cas de réservoirs hétérogènes et discontinus, ce qui diminue considérablement la représentativité des mesures ponctuelles.

Le réservoir cambrien Ra d'El-Gassi est pris comme exemple d'étude en raison de sa complexité résultant des mécanismes sédimentologiques et des transformations physicochimiques.

Compte tenu de la quartzification qui a affecté le réservoir Ra, la quantification de la cimentation du réseau poreux est capitale pour l'étude des relations faisant intervenir la perméabilité, la porosité efficace du réservoir et le facteur de cimentation.

La détermination du facteur de cimentation est abordée à l'aide d'une méthode de calcul adaptée aux spécificités du réservoir. Une technique d'approche de la perméabilité en fonction de la porosité effective et du facteur de cimentation, en courbe continue au niveau des puits est présentée avec un organigramme global de calcul. Une comparaison des résultats obtenus avec les tests de production est effectuée en vue de confirmer la validité de la méthode utilisée.

**Mots clés :** Perméabilité - Hétérogénéité - Discontinuité - Réservoir - Porosité - Cimentation.

### INTRODUCTION

L'étude et la modélisation des milieux poreux hétérogènes et discontinus, exige une connaissance approfondie de la distribution spatiale de la perméabilité. La localisation des niveaux drainants au niveau du gisement d'El-Gassi nécessite une estimation en continu de la perméabilité en fonction de la profondeur, sous la forme de courbes continues.

Les problèmes relatifs à la mesure de la perméabilité en milieu hétérogène et discontinu se résument comme suit:

- les mesures de perméabilité sur plugs ne peuvent être considérées comme données de base suffisantes, car leur faible représentativité ne permet pas une exploitation fiable;

- la discontinuité et l'hétérogénéité du réservoir Ra affectent considérablement la représentativité des mesures sur plugs qui sont ponctuelles et espacées. Les niveaux silteux très fréquents au sein du réservoir Ra, ont généralement des épaisseurs inférieures à l'espacement des mesures. Par conséquent l'échantillonnage perd sa validité (loi de Shannon). (GUILLAUME A., 1977).

Le volume d'investigation d'un plug est très faible par rapport à l'échelle d'hétérogénéité et aux discontinuités architecturales qui caractérisent le réservoir. Il est donc indispensable de recourir à d'autres outils de mesure. Par exemple, le volume d'investigation du Neutron CNL est de 100 litres ( $0.1 \text{ m}^3$ ), alors que celui d'un plug est de  $10 \text{ cm}^3$ .

Compte tenu de l'épaisseur du réservoir Ra (100 m en moyenne), le carottage continu ne peut être effectué pour des raisons économiques. Les mesures sur carotte n'intéressent parfois que 30 % du réservoir.

La perméabilité effective déduite de l'interprétation d'un test de formation intègre les effets d'hétérogénéité du réservoir, mais ne permet pas d'individualiser les niveaux drainants.

La méthode proposée consiste à employer simultanément les mesures des outils de diagraphies différées enregistrées en continu, les mesures de laboratoire, et les tests de formation. Les mesures de perméabilité au laboratoire serviront à la calibration. La transmissivité déduite des tests étant une information précieuse sur les caractéristiques hydrodynamiques du réservoir à une distance éloignée du puits étudié, sera utilisée pour les ajustements des résultats.

La perméabilité est calculée en continu au niveau des puits après calibrations. Le procédé de calcul de la perméabilité nécessite la détermination préalable du facteur de cimentation, la porosité étant estimée à partir de l'outil Neutron CNL.

## 2 - DETERMINATION DU FACTEUR DE CIMENTATION

De nombreux spécialistes : WINSAUER W.D. *et al.* (1952), WYLLIE M.R.J. ROSE WD. (HILL et MILBURN, PIRSON, GUYOD), (1950) ont démontré qu'une valeur unique du facteur de cimentation ne peut être utilisée pour l'évaluation d'un ensemble réservoir, même si le milieu semble homogène et continu.

Les travaux de WINSAUER W.D., de WYLLIE M.R.J. et ROSE W.O., (1952) ont mis en évidence l'effet de la tortuosité sur la valeur du facteur de cimentation. WYLLIE M.R.J. (1950), a étudié l'influence de la taille, la forme des grains et la texture sur le facteur de cimentation.

D'après RANSOM R.C. (1974), dans le cas d'une formation ayant une mouillabilité à l'eau, le facteur de cimentation intègre les variations des paramètres suivants :

la géométrie des pores, la cimentation du réseau poreux, la compaction, l'anisotropie, la fracturation et l'uniformité de l'assemblage minéral.

Hormis l'information que fournit ce paramètre sur l'état du réseau poreux et ses applications pour le calcul du facteur de formation et des saturations, son utilisation pour l'approche de la perméabilité à l'aide des mesures électriques est nécessaire.

En effet, dans le cas du réservoir Ra, la quartzification représente la transformation majeure avec discontinuité et hétérogénéité, la détermination du facteur de cimentation constitue une investigation indispensable. Ce facteur intervient dans la quantification de la quartzification, la détection des zones fracturées et l'approche de la perméabilité en courbe continue.

L'estimation du facteur de cimentation pose de nombreuses difficultés

Si les méthodes de calcul classiques permettent son obtention dans le cas des aquifères, il n'en est pas de même pour les réservoirs à saturation en hydrocarbures. Compte tenu des variations auxquelles le facteur de cimentation est sujet au sein d'un même réservoir, l'emploi d'une valeur constante ou l'extrapolation à l'aide d'une fonction ajustée, introduit des erreurs considérables. L'emploi de cette approximation n'est pas justifié en l'occurrence dans un milieu hétérogène et discontinu.

La méthode de calcul proposée utilise une combinaison de relations et un procédé de résolution par calculs itératifs et ajustements jusqu'à convergence par rapport à un seuil préalablement fixé.

Le volume d'argile dispersée Vsh et la résistivité Rsh de celle-ci interviennent dans la relation qui permet le calcul de la saturation en eau dans la zone vierge, compte tenu de la saturation en hydrocarbures.

Le facteur de formation s'écrit (GOMEZ RIVERO O. 1977):

$$F = R_{xo} \cdot R_{sh} \cdot S_{xo}^n / (R_{mf} \cdot (R_{sh} - R_{xo} \cdot V_{sh} \cdot S_{xo})) \quad (1)$$

coefficient de mouillabilité  $n = 2$

La saturation en eau est donnée par l'équation :

$$Sw = [((( Vsh/Rsh)^2 + 4/F.Rt.Rw)^{0.5} - Vsh/Rsh ]. F.Rw/2 \quad (2)$$

La saturation en eau de la zone lavée s'écrit :

$$Sxo = 1 - Chr. (1 - Sw) \quad (3)$$

où Chr: constante fixée en fonction de l'invasion (entre 0 et 1)

Pour calculer le facteur de formation F, la procédure consiste à supposer une valeur de départ de la saturation en eau Sw, à partir de laquelle la saturation Sxo est calculée (équation 3) puis introduite dans l'équation 1 pour la détermination du facteur de formation F.

La valeur de F obtenue servira au calcul de la saturation Sw à l'aide de l'équation 2. Si la saturation Sw calculée est différente de la saturation supposée, la valeur calculée est considé-

rée comme une nouvelle saturation de départ supposée.

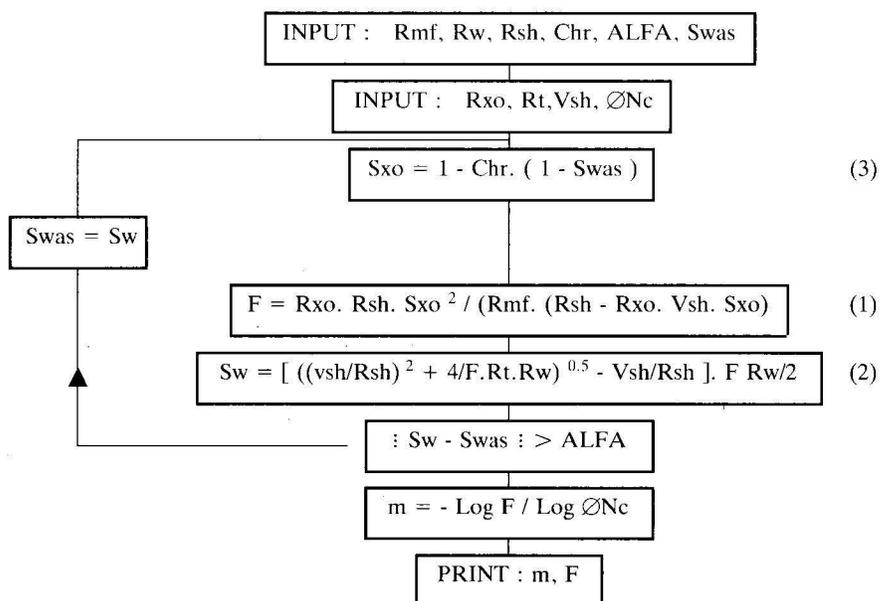
Les cycles d'itérations se répètent jusqu'à ce que la différence entre la valeur calculée de Sw et la valeur supposée soit comprise dans un intervalle de convergence préalablement fixé. La valeur du seuil de convergence est choisie en fonction de la précision désirée, et de la contrainte due au temps de calcul.

Une fois le seuil de convergence atteint, le facteur de formation déduit est alors utilisé pour le calcul du facteur de cimentation m.

$$F = 1/\phi^m \text{ implique } m = -\text{Log } F / \text{Log } \phi \quad (4)$$

On considère que l'indice de forme a est égal à 1, la répercussion de sa variation s'effectue sur la valeur du facteur de cimentation.

La même procédure d'itération est répétée pour chaque point d'échantillonnage sur l'épaisseur du réservoir. Ainsi la valeur du facteur de cimentation est obtenue sur toute la puissance du réservoir à étudier.



Swas : Saturation en eau supposée, de départ.

ALFA : Seuil de convergence.

ØNc : Porosité Neutron corrigée.

Fig. 1 - Organigramme du calcul du facteur de cimentation.

### 3 - CALCUL DE LA COURBE CONTINUE DE PERMEABILITE

#### 3.1 - Principe

Afin de pouvoir calculer la perméabilité à l'aide des diagraphies différées, il est impératif d'établir une équation d'équivalence faisant intervenir les paramètres pétrophysiques estimés par les mesures électriques. Ces paramètres sont principalement : Le facteur de formation, le facteur de cimentation, la porosité et la tortuosité du réseau poreux.

Assimilons un réseau poreux en milieu consolidé, à un faisceau de  $n$  tubes capillaires non cylindriques de rayon  $r$ , et ayant une tortuosité  $T$ .

La tortuosité  $T$  étant le rapport de la longueur réelle  $L_c$  des tubes capillaires sur la longueur apparente  $L$ .

Le débit  $Q$  d'un fluide de viscosité  $\mu$  à travers une section  $S$  et une longueur  $L$ , est donné par la loi de Poiseuille :

$$Q = n \cdot \pi \cdot r^4 \cdot dP / 8 \cdot T \cdot \mu \cdot L \quad (1)$$

$dP$  étant la différence de pression. ( $\pi = 3.14$ )

Suivant la loi de Darcy, le débit s'écrit :

$$Q = S \cdot K \cdot dP / \mu \cdot L$$

L'égalité entre la relation (1) et (2) permet d'écrire :

$$K = n \cdot \pi \cdot r^4 / 8 \cdot S \cdot T$$

La porosité s'exprime en fonction de la tortuosité par la relation:

$$\varnothing = n \cdot \pi \cdot r^2 \cdot T / S \quad (4)$$

à partir des relations (3) et (4) on déduit :

$$K = \varnothing \cdot r^2 / 8 \cdot T^2 \quad (5)$$

La perméabilité s'écrit :

$$K = C1 \cdot \varnothing \cdot r^2 / T^2 \quad (6)$$

$C1$  : constante

Le rayon de pore  $r$  n'étant pas accessible directement par diagraphie, une équivalence doit être établie.

La tortuosité  $T$  est liée au facteur de formation  $F$  par la relation :

$$T^2 = F \cdot \varnothing \quad (7)$$

En introduisant la relation (7) on obtient :

$$K = C1 \cdot r^2 / F \quad (8)$$

D'après les relations (4) et (7), le rayon peut s'écrire :

$$r^2 = S \cdot T / \pi \cdot n \cdot F \quad (9)$$

D'après RAIGA-CLEMENCEAU J. (1984), le concept de tortuosité nous conduit à admettre que cette dernière, liée à la dispersion du milieu poreux, varie en fonction du nombre de pores par unité de longueur, traversés par un élément capillaire.

Cette tendance, rapportée au nombre de pores par surface de section transversale,  $n/S$ , peut être simplifiée sous la forme :

$$T^2 = C \cdot \pi \cdot n / S \quad C : \text{constante}$$

D'après la relation (9)  $r^2 = C / T \cdot F$

L'équivalence en terme de facteur de formation et de porosité du rayon de pore, ou rayon des capillaires, s'écrit donc :

$$r^2 = C / F^{1.5} \cdot \varnothing^{0.5}$$

Par conséquent la relation (8) devient :

$$K = C2 \cdot / F^{2.5} \varnothing^{0.5} \quad (10)$$

La constante ou coefficient de proportionnalité  $C2$  est à déterminer par calibration en utilisant les résultats de mesure de perméabilité et porosité au laboratoire.

$$K = C2 \cdot \varnothing^{(2.5 \cdot m - 0.5)} \quad (11)$$

A partir de concepts de base faisant appel à la géométrie du réseau poreux et à l'écoulement des fluides en milieu capillaire, une approche cohérente de la perméabilité a pu être effectuée, prenant en compte la tortuosité et le rayon théorique de pore.

#### 3.2 - Calibration des mesures et traitement

D'après RAIGA-CLEMENCEAU J. (1984), la calibration s'effectue à partir de valeurs du facteur de formation  $F$  calculées en zone aquifère par les méthodes classiques. Ce procédé n'est plus valable dans des cas fréquents où les enregistrements des diagraphies n'atteignent pas la zone aquifère, et quand cette zone aquifère n'est pas carottée.

Cette contrainte découle du fait que le facteur de formation ne peut être calculé dans une zone plus ou moins saturée en huile, étant donné que le facteur de cimentation n'est pas calculable dans cette zone.

La méthode proposée au paragraphe 2 permet l'estimation du facteur de cimentation quelque soit l'état de saturation en hydrocarbures, par conséquent le facteur de formation peut être calculé en tout point à la verticale du réservoir à l'aide de la relation :

$$F = 1 / \varnothing^m$$

La calibration s'effectue ainsi dans n'importe quelle zone du réservoir

La constante de proportionnalité C2 sera déterminée à partir d'une calibration basée sur les résultats des mesures de perméabilité au laboratoire, et du facteur de formation F correspondant calculé à l'aide des diagraphies.

La calibration est basée sur un grand nombre de mesures, avec une représentation par cross-plot et calcul de la droite de régression.

D'après la relation (10) :

$$K \cdot \varnothing^{0.5} = C2 / F^{2.5}$$

En passant aux logarithmes, on obtient :

$$\text{Log} ( K \cdot \varnothing^{0.5} ) = 2,5 \cdot \text{Log} ( 1/F ) + \text{Log} C2 \quad (12)$$

La représentation graphique de  $\text{Log} ( K \cdot \varnothing^{0.5} )$  en fonction de  $\text{Log} ( 1/F )$  montre une intersection de la droite de régression avec l'abscisse  $\text{Log} ( 1/F ) = 0$ , on déduit ainsi le coefficient de proportionnalité (Fig. 2).

Ce coefficient reflète un ajustement entre les relations :

Perméabilité «carotte Kc» - Porosité «carotte  $\varnothing_c$ », et Perméabilité «diagraphies K» - Porosité «diagraphies  $\varnothing_{Nc}$ ».

Il exprime aussi les caractéristiques distinctives du milieu par rapport aux conditions théoriques retenues par le raisonnement. Il permet de minimiser les erreurs dues aux approxi-

mations (réseau poreux assimilé à un faisceau de tubes capillaires).

Une fois le coefficient de proportionnalité obtenu, la perméabilité est calculée en tout point dans le puits, à partir des valeurs de porosité Neutron corrigée et du facteur de cimentation précédemment déterminées. (relation 12).

Un test de cohérence (ou de plausibilité) est effectué à la fin des calculs, en faisant une comparaison entre la moyenne géométrique de la perméabilité calculée, et la perméabilité évaluée à partir des tests de formation Ke DST. La moyenne géométrique est la valeur la plus proche de la perméabilité en milieu hétérogène (MATHERONG. 1967, HOUPEURTP. 1973).

Si la perméabilité effective Ke DST est supérieure à la moyenne géométrique des perméabilités absolues calculées, le coefficient de proportionnalité est corrigé en conséquence jusqu'à compatibilité.

A la fin des calculs on obtient une courbe continue de perméabilité à la verticale du puits étudié (voir résultats Fig. 3,4, 5, 6, ).

La courbe continue de perméabilité peut être également comparée avec les résultats des mesures physiques telles que les tests de production et les mesures sur carottes (voir log composite Fig. 7 et 8).

La succession des étapes est schématisée par un organigramme global du calcul de la perméabilité.

Plusieurs constantes de calibration C2 peuvent être déterminées en fonction de la variation de paramètres tels que le volume d'argile et la porosité effective. Ainsi les constantes de calibration varient en fonction des caractéristiques sédimentologiques et diagénétiques intrinsèques liées au faciès électrique.

Après la digitalisation des enregistrements de diagraphies différées le traitement des données a été effectué à l'aide du programme EVAL1, élaboré à partir des méthodes exposées.

CONST.  $C_2$  :  $10^6$

COEFF. CORREL. : 0.75

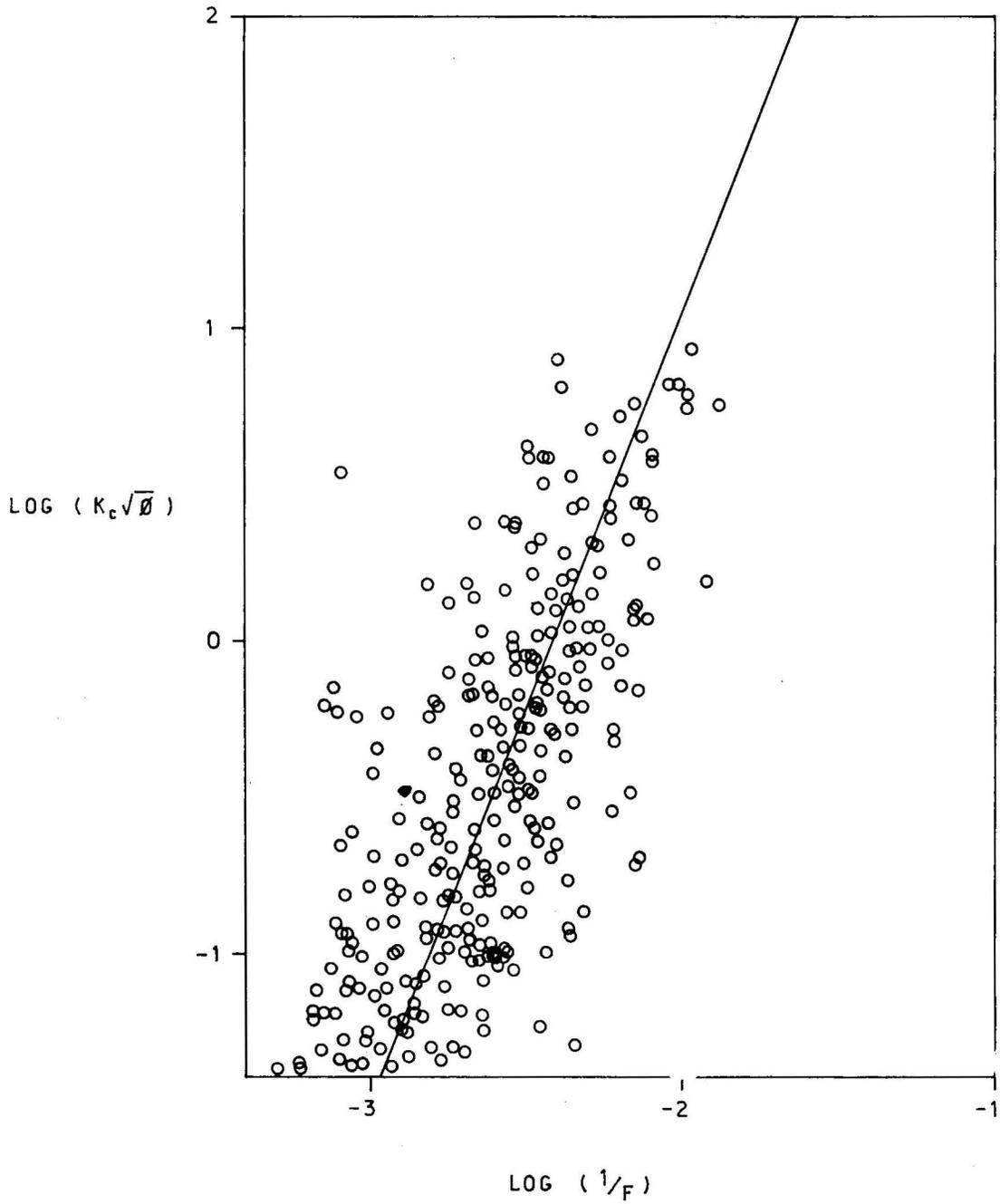


Fig. 2 - Graphe de calibration. Détermination de la constante de proportionnalité.

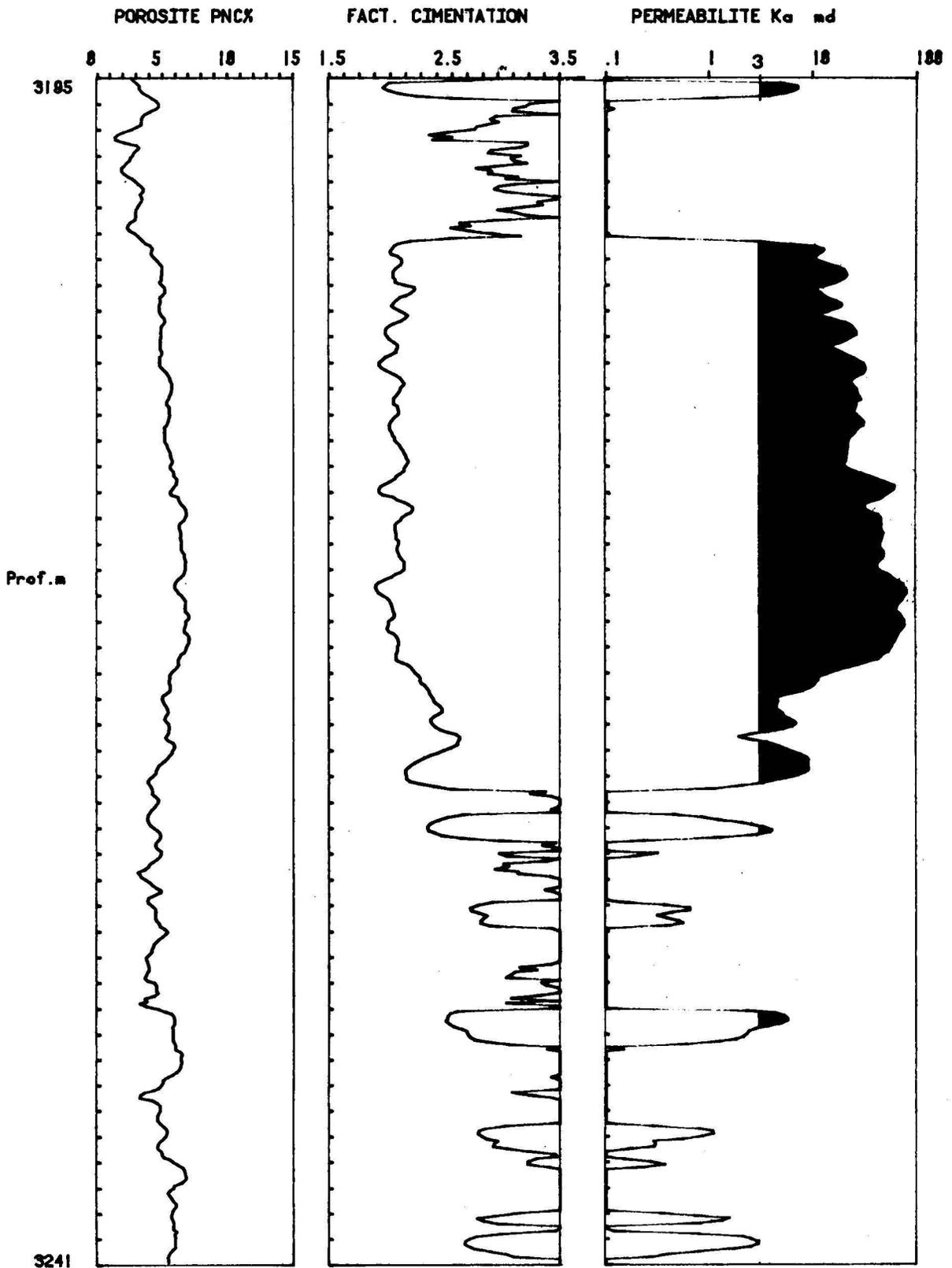


Fig. 3 - Résultats de traitement des diagraphies. Puits Gs 11.

GS 14

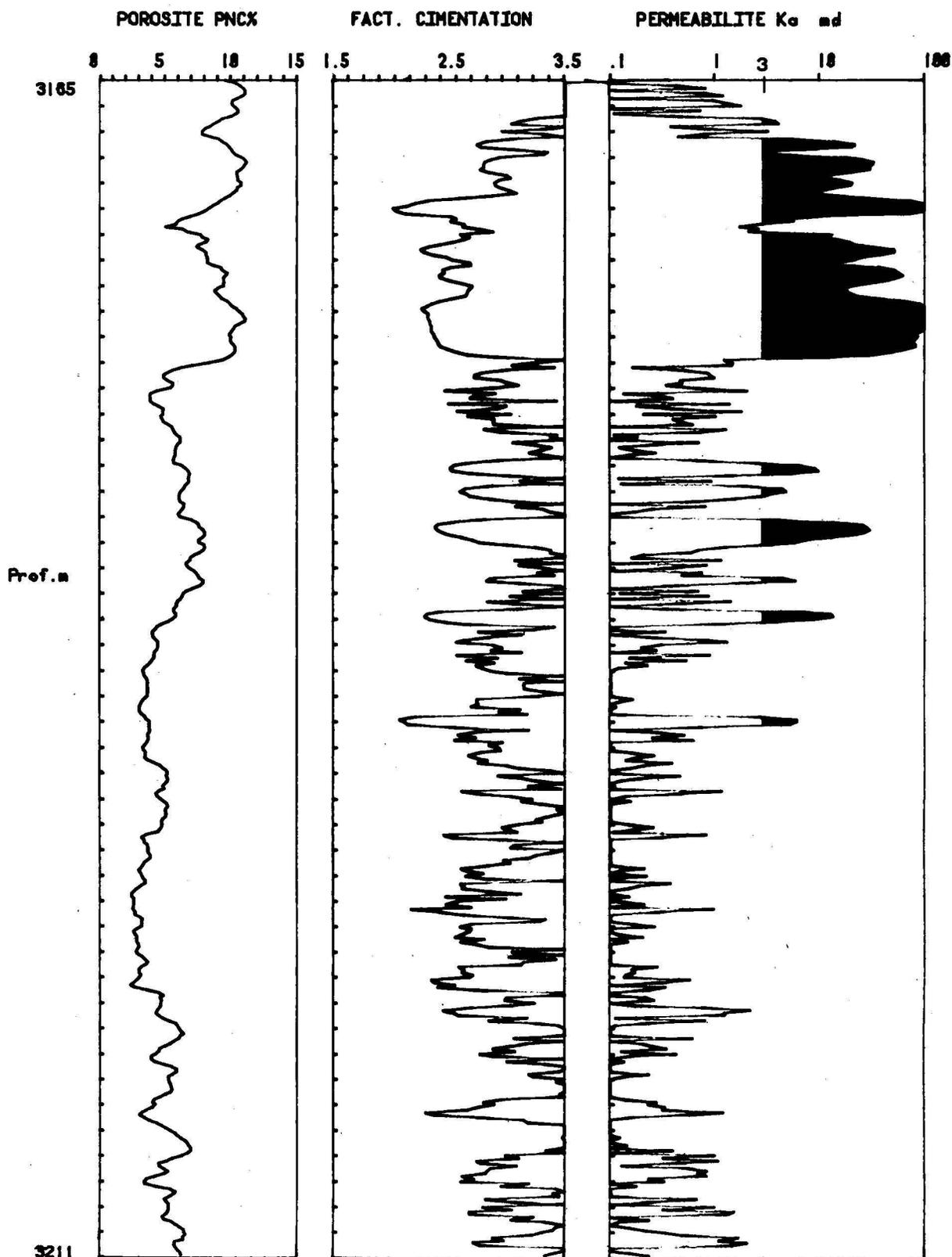


Fig. 4 - Résultats de traitement des diagraphies. Puits Gs 14.

GS 15

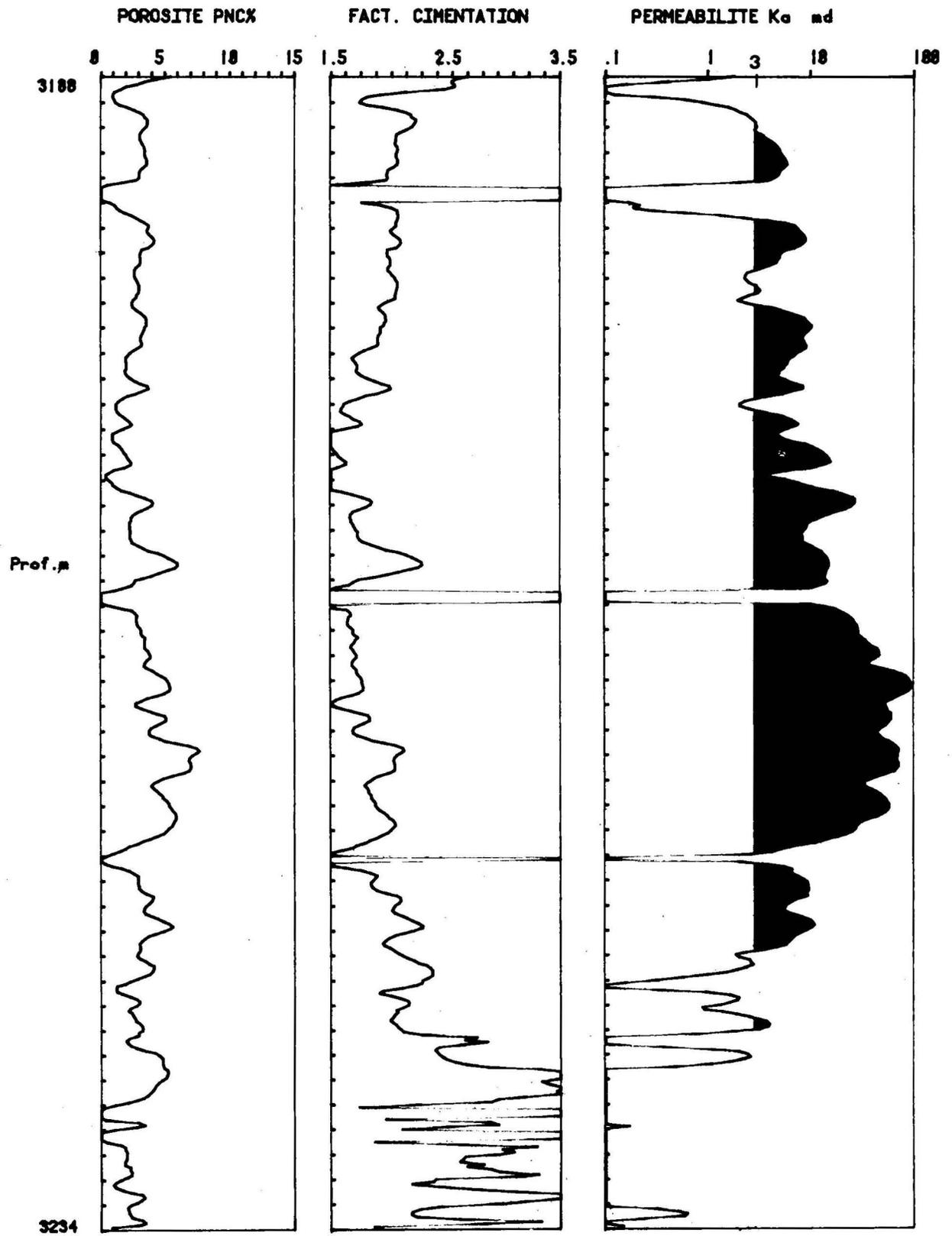


Fig. 5 - Résultats de traitement des diagraphies. Puits Gs 15.

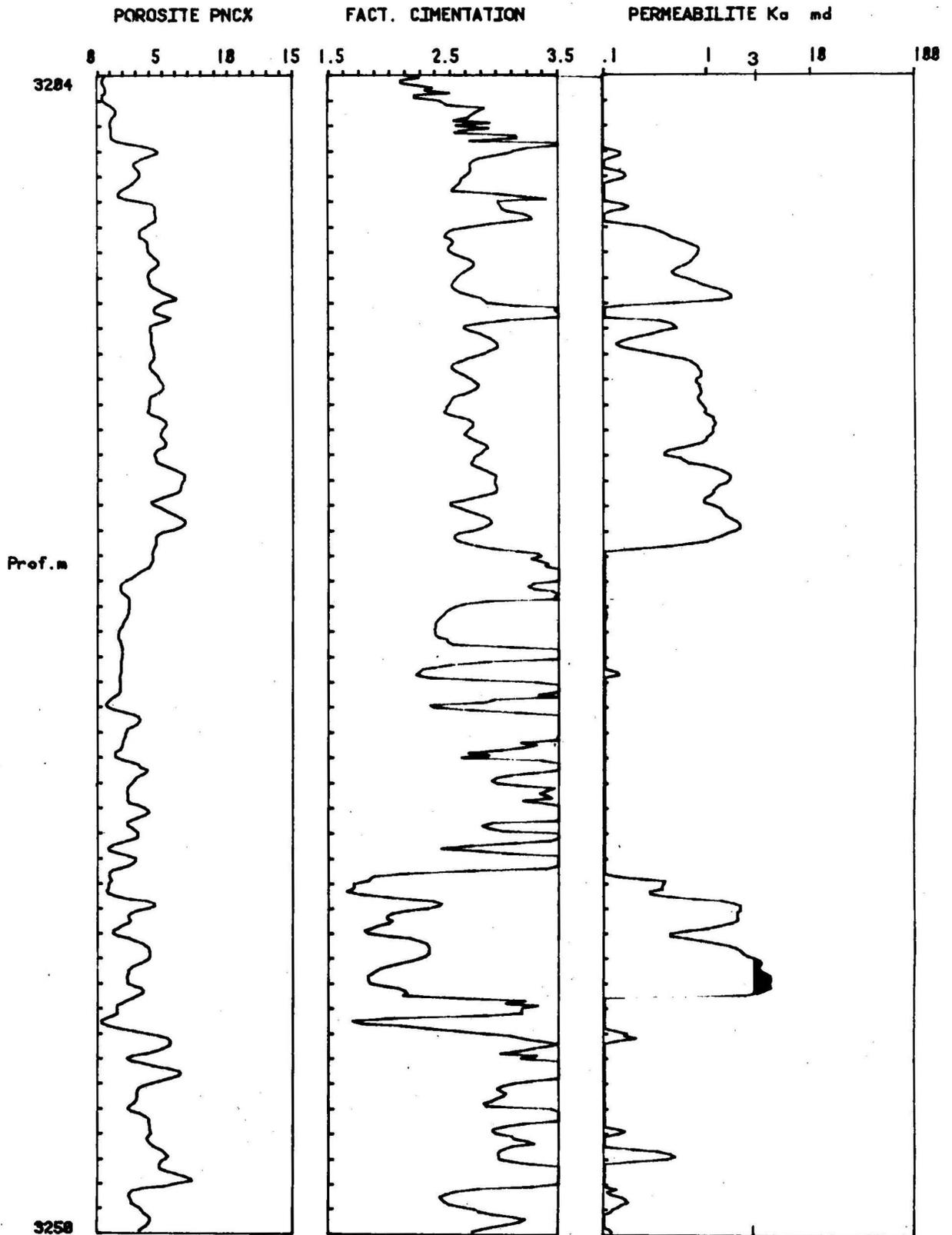
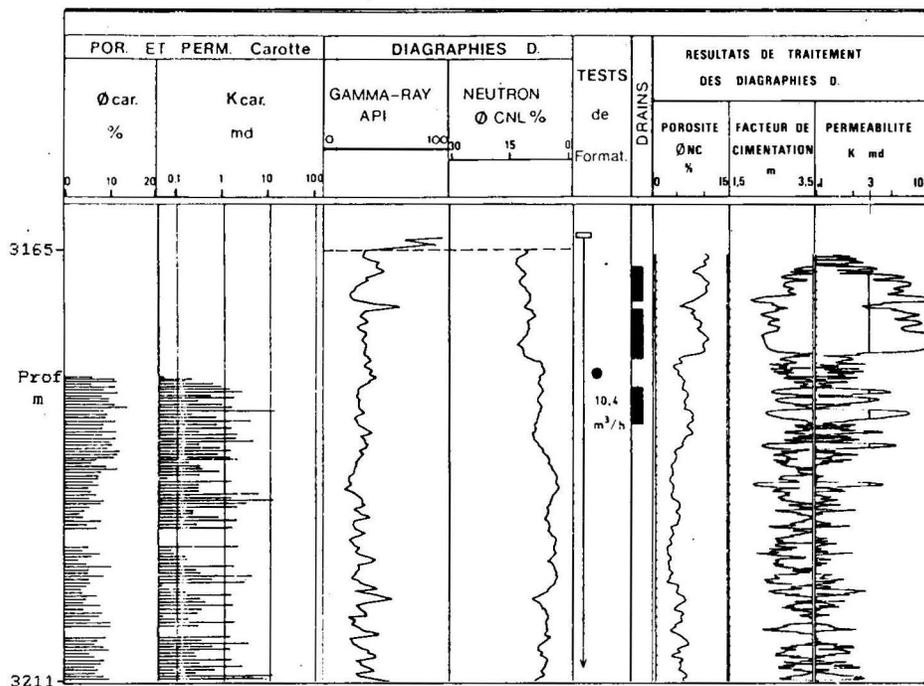
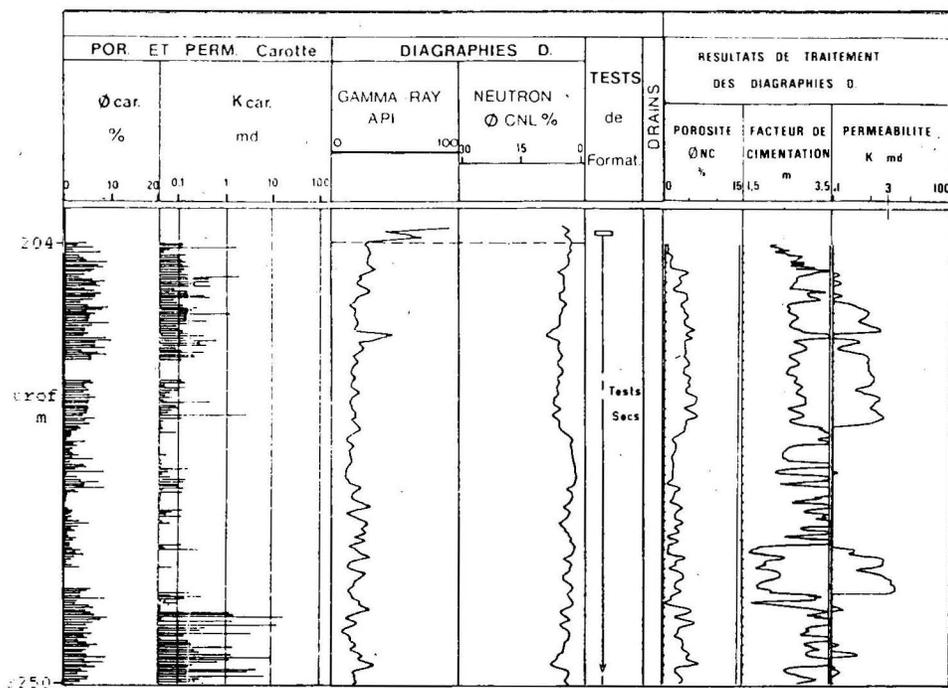


Fig. 6 - Résultats de traitement des diagraphies. Puits Gs 16.



La courbe continue de perméabilité met en évidence des drains.

Fig. 7 - Log composite du Puits Gs 14 (Puits producteur).



La courbe continue de perméabilité montre une absence de drains.

Fig. 8 - Log composite du Puits Gs 16 (Puits non producteur).

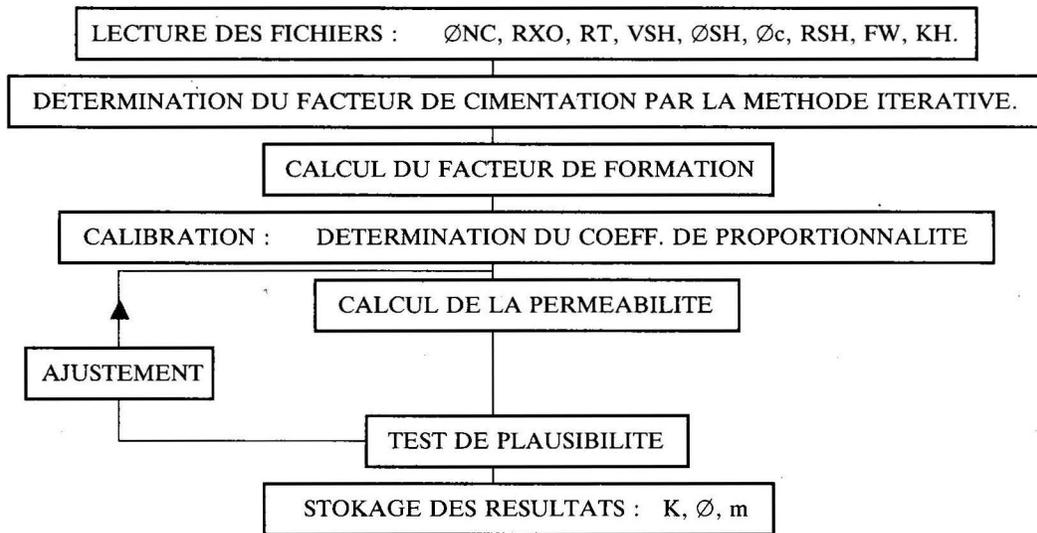


Fig. 9 - Organigramme de l'algorithme de calcul de la courbe continue de perméabilité.

### CONCLUSION

Etant donné que la moyenne géométrique est la plus représentative du milieu hétérogène, une comparaison entre les moyennes géométriques des perméabilités déterminées par diagraphies dans chaque puits, et les perméabilités déduites des tests de formation, a été faite pour la vérification de la cohérence et l'appréciation des résultats (Fig. 10).

Cette comparaison illustre une nette corrélation. Le léger décalage par rapport à la droite 45°, vers les valeurs de perméabilité diagraphies, provient du fait que la perméabilité test est effective à l'huile, donc plus faible que la perméabilité absolue approchée par diagraphies (à l'exception de Gs.15 où la contribution des fractures à l'écoulement est mieux représentée par les résultats de tests).

- Les résultats du traitement soulignent une parfaite compatibilité des courbes continues de perméabilité avec les données de production. Cela confirme la validité des méthodes employées et leur adaptation aux particularités du réservoir étudié.

- Les niveaux drains se distinguent par une diminution du facteur de cimentation, mettant en évidence un volume de silice secondaire modéré ou une fracturation. Dans le cas du réservoir Ra, les drains sont en majeure partie constitués par des grès grossiers microconglomératiques

voir Ra, les drains sont en majeure partie constitués par des grès grossiers microconglomératiques

- Compte tenu de leur représentativité, les courbes continues de perméabilité seront utilisées pour l'étude de la distribution des propriétés réservoir à l'échelle du gisement.

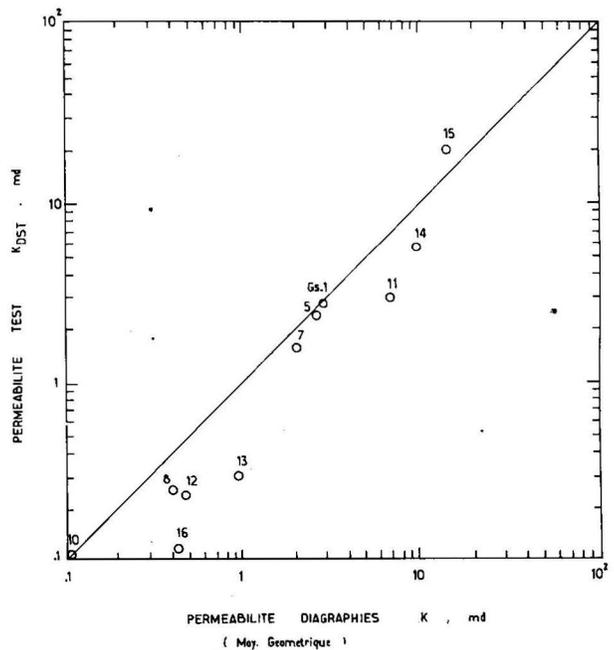


Fig. 10 - Comparaison entre la perméabilité test et la perméabilité diagraphies.

### REMERCIEMENTS

A Monsieur GHALEM T. Chef du Département P.E.D. à la SONATRACH Production, l'expression de ma profonde gratitude pour ses conseils et son encadrement.

Aux responsables de la Direction Production de la SONATRACH et du C.R.D., mes sentiments de reconnaissance pour les données qui ont été mises à ma disposition.

### BIBLIOGRAPHIE

- DELLENBACH J. Octobre 1984 - Diagraphies et principales propriétés de réservoir en milieu sédimentaire discontinu. *S.A.I.D. (SPWLA), com. 2, Paris*, Octobre 1984.
- GOMEZ RIVERO O. Juin 1978 - Some considerations about the possible use of the parameters  $a$  and  $m$  as a Formation Evaluation tool through well logs *SPWLA, 18 A.L.S, Houston*, June 1977.
- GOMEZ RIVERO O. Juin 1978 - The  $F$ - $\phi$ - $m$  crossplot, a new approach for detecting natural fractures in complex reservoir rocks by well log analysis. *SPWLA, 19 A.L.S, El-Paso*, June 1987.
- GUILLAUME, A. 1977 - Introduction à la géologie quantitative. *Edition Masson* 1977.
- MATHERON G. mars 1967 - Composition des perméabilités en milieux poreux hétérogène, méthode de schwydler et règles de pondération. *Revue de l'IFP* n° 3, Mars 1967.
- RAIGA-CLEMENCEAU JR. Juin 1977 - The cementation exponent in The Formation Factor porosity relation : The effect of perméabilité. *SPWLA Symp., Houston*, June 1977.
- RAIGA-CLEMENCEAU JR. IMBERT P. Octobre 1984 - Définition d'un index de perméabilité à partir des réponses diagraphiques de résistivité et porosité. *S.A.I.D. (SPWLA) Com. 20, Paris*, Octobre 1984.
- RANSOM RC. Janv-Fev 1974 - The bulk volume water concept of resistivity well log interpretation, a theory based on a new reservoir rock resistivity model. *The Log Analyst*, Jan.-Feb. 1974.
- WINSEAUER WD. *et al.* 1952 - Resistivity of brine saturated sands in relation to pore geometry. *Bull. AAPG*, Vol. 36, n° 2, 1952.