

Analyse statistique des paramètres pétrophysiques des réservoirs carbonatés du Sud-Est constantinois.

Kamel BADDARI*, Mohamed DJEDDI* et Rafik BAOUCHE*

*Institut National de Hydrocarbures - INH, Boumerdès 35 000 Algérie.

Résumé: Dans l'exploration pétrolière, l'évaluation des fluides qui saturent les pores des roches réservoirs est très importante et constitue une étape décisive dans la mise en production des puits.

En Algérie, les problèmes caractérisant les réservoirs carbonatés sont surtout liés à l'étude de l'environnement de dépôts et l'étude des faciès. Les réservoirs carbonatés qui sont localisés dans la région du Sud-Est constantinois, ont fait l'objet de nombreux travaux, aussi bien sédimentologiques que faciologiques.

Il a été convenu d'aborder l'étude des caractéristiques physiques et pétrophysiques par l'analyse en composantes principales et par l'analyse discriminante. L'étude des diagraphies dans les réservoirs carbonatés productifs et non productifs (secs) dans cette région du Sud-Est constantinois (Algérie) consiste à déterminer le lien entre la variable qualitative (productive ou sèche) avec un certain nombre de variables quantitatives, à savoir: la radioactivité (GR), la résistivité des couches (R_t), la porosité-Neutron (ϕ_N), le trajet sonique (Dt), l'argilosité (Vcl), la densité (Dg), la saturation en eau de la couche (S_w) et la porosité utile (ϕ_U).

La discrimination des groupes consiste à mettre en évidence les propriétés qui les distinguent les uns des autres.

Mots clé: Diagraphie - Sud-Est constantinois - Roches carbonatées - Crétacé supérieur - Formation turonienne.

Statistical analysis of the petrophysical parameters of South-Eastern Constantinois carbonated reservoirs.

Abstract: Oil exploration evaluation of reservoirs rocks in fluid which saturate the pores is very important and constitutes a conclusive stage in the setting on production of wells.

The problems which characterize the carbonated reservoirs are above all in connexion with the study of the environment of deposits and the study of facies.

In Algeria the carbonated reservoirs located in the South Eastern Constantine area, form the subject of numerous works as well as sedimentological or faciological.

It is agreed to deal with the petrophysical characteristics by the analysis in principal components and the discriminant analysis in order to study the variations of the data log in the dry productive and non productive reservoirs, in the south-eastern area and to study the link between the qualitative variable (productive or dry) and a certain number of quantitative variables.

The discrimination of groups consists in showing up the characteristics which differentiate them from each other.

Key words: Diagraphy - South-Eastern Constantinois - Carbonated rocks - Up-Cretaceous - Turonian Formation.

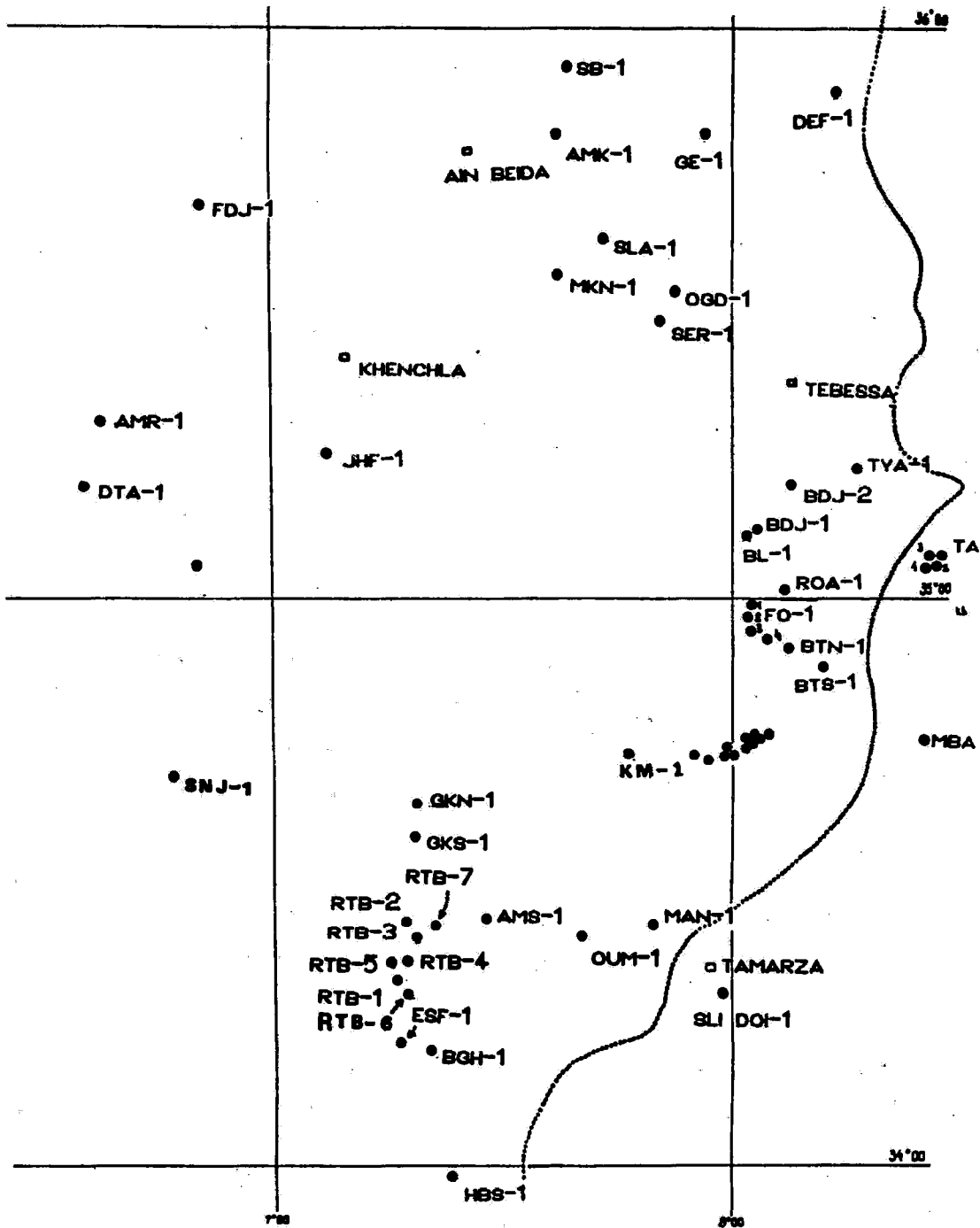


Fig. 1-Plan de position des sondages.

(Location map of wells).

Cette figure représente les puits étudiés dans le secteur de Latitude: 33°45' et Longitude: 3°50' Est.
(This represents the studied wells in the latitude sector: 33°45' and longitude: 3°50' East).

INTRODUCTION

Le bassin Sud-Est constantinois est situé dans la partie orientale de l'Algérie du Nord constituant le prolongement vers le Nord-Est de la chaîne plissée de l'Atlas Saharien.

La zone d'étude est située sur la bordure nord orientale du Sahara algérien, à environ 40 Km de la frontière algéro-tunisienne (fig.1).

Les réservoirs carbonatés constituent environ 40% des réserves mondiales en hydrocarbures et les travaux de recherche réalisés dans ce domaine sont très nombreux.

Les problèmes caractérisant ces réservoirs sont surtout liés à l'étude de l'environnement de dépôts (Friedman, G. M, 1969).

La détermination automatique des électrofaciès a été réalisée par Wolf et Pellissier-Combescurie en 1982. En Algérie, les réservoirs carbonatés, localisés dans la région du Sud-Est constantinois, ont fait l'objet de nombreux travaux (Belhadj, 1989; Chibah, 1989; Borovikov, 1985 et Dokka, 1979; Djerroumi).

Le but essentiel de cette étude est de mettre en évidence les zones d'intérêt pétrolier dans les puits déjà forés dans la région de Cherguit-el-Kihal et de faire une étude statistique complexe au niveau de toutes les couches productrices et sèches afin d'avoir une idée sur leur intérêt avant leur mise en production.

Le problème consiste donc à répondre à 3 questions:

1- mesure de la qualité de séparation des groupes à partir des variables quantitatives,

2 - mise en évidence des variables responsables de la discrimination,

3 - affectation d'unités lithologiques supplémentaires aux groupes dont ils sont les plus proches.

L'étude par analyse factorielle et par analyse discriminante permet en effet, d'une part de définir les composantes principales en terme de paramètres diagaphiques et d'autre part, elle permet de distinguer les couches réservoirs et non réservoirs avant leur mise en production.

CADRE GEOLOGIQUE

La bordure septentrionale du domaine Saharien, au Nord de la ligne des Chotts Melhir-Rharsa, est séparée du domaine Atlasique montagneux par la flexure Saharienne appelée «Accident sud-atlasique».

Le gisement de Ras-Toumb se trouve sur cette bordure septentrionale du domaine Saharien. La flexure Saharienne est caractérisée par une fosse à très forte subsidence (Fosse sud-aurésienne), dissymétrique et le flanc sud remonte vers la plate-forme Saharienne formant une large pente monoclinale.

Cette fosse s'est développée surtout au Néogène et a été comblée par des séries détritiques de type molassique très épaisses provenant du démantèlement de l'Atlas. Ces séries molassiques reposent en discordance sur les dépôts argilo-carbonatés et détritiques du Paléogène qui, à leur tour surmontent les dépôts essentiellement argilo-carbonatés du Crétacé supérieur et du Cénomano-Turonien auxquels appartiennent les formations de Douleb et de Ras-Toumb (fig.2).

Le champ est situé sur une structure anticlinale

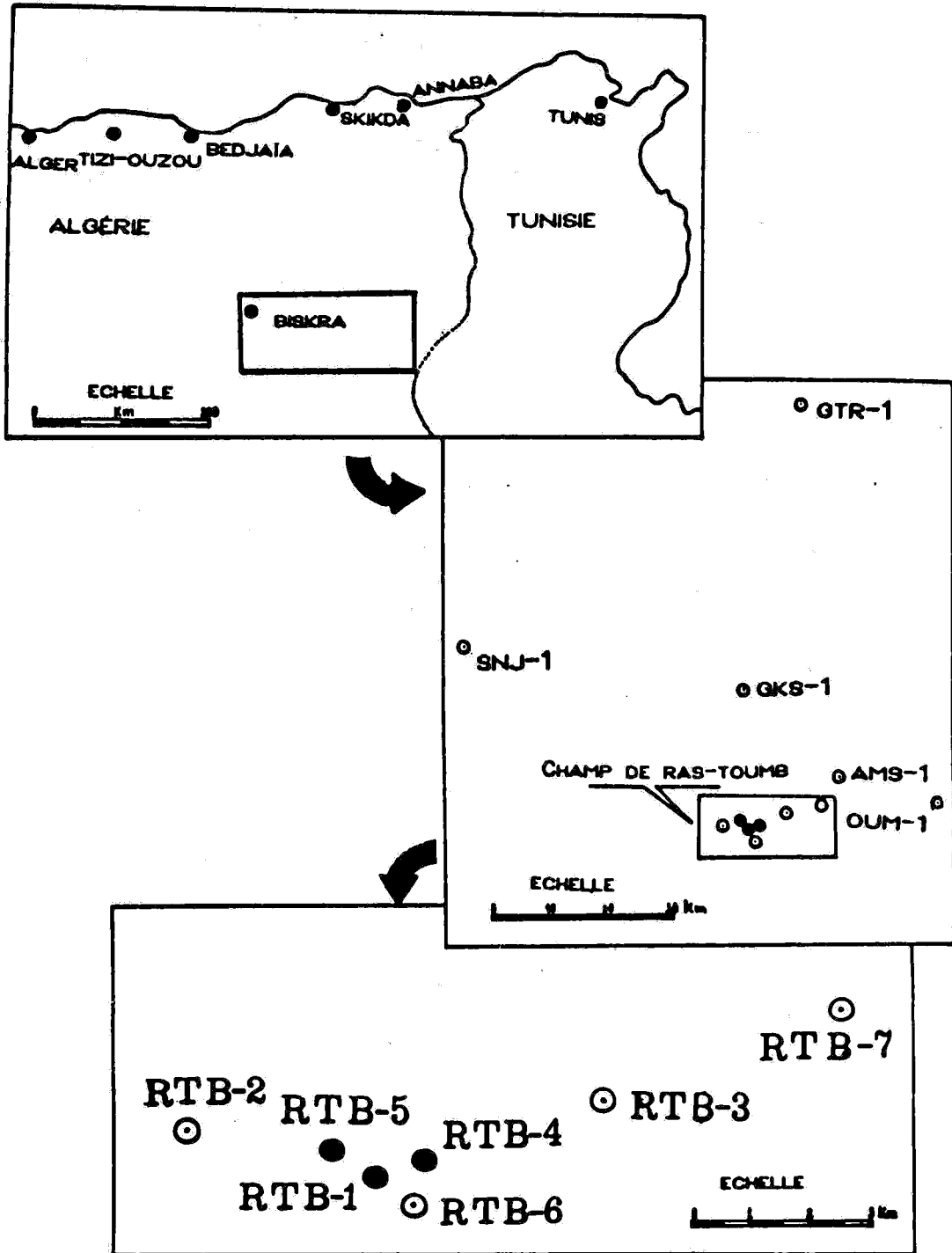


Fig. 2 - Plan de position du champ de Ras-Toumb.

(Location map of Ras - Toumb field).

Montre la répartition des puits productifs: RTB-1,5 et 4 et les puits non productifs: RTB-2,6,3 et 7.
 (Showing the performance of productive wells: RTB-1,5 and 4 and the dry wells: RTB-2,6,3 and 7).

faillée, faisant partie du môle de Ras-Toumb-Négrine-Foua qui plonge vers le Sud-Ouest. Ce môle fragmente transversalement la fosse sud-aurésienne.

DONNEES

1 - L'étude des caractéristiques physiques et pétrophysiques par l'analyse factorielle et par la fonction discriminante, a nécessité l'examen des diagraphies enregistrées sur l'ensemble des puits de la région «Cherguit-el-Kihal»: la radioactivité GR (API), la densité globale Dg (g/cc), la porosité neutron ϕ_N (%), le temps de parcours de l'onde sonore Dt (μ s par pied), la résistivité vraie de la roche Rt (Ohm.m), l'argilosité Vcl (%), la saturation en eau de la roche Sw (%) et la porosité utile ϕ_U (%).

Elle comporte les phases suivantes :

a - la détermination des limites des formations (toits et murs) et vérification avec les descriptions géologiques.

b - les lectures diagraphiques sont prélevées au niveau des intervalles productifs et secs de 15 puits: RTB-1, RTB-2, RTB-4, RTB-5, RTB-6, RTB-7, GKN-1, GKS-1, AMS-1, OUM-1, ESF-1, BGH-1, MAN-1, SNJ-1 et KM-1 (fig.1).

c-évaluation des caractéristiques diagraphiques des couches réservoirs (ϕ_U , Sw, Vcl, Rt, ϕ_N , Dt, GR, et Dg).

d - comparaison des résultats diagraphiques avec les données de tests disponibles.

Ces différentes phases ont nécessité préalablement :

- l'étude de la géologie de la région,
- le recueil des informations de chaque puits,
- la disposition d'un jeu complet de logs diagraphiques.

A l'aide des données de diagraphies et de la description de la lithologie, la définition du réservoir s'est limitée à la formation dite «Turonien» (Chibah R., 1989).

2 - La détermination des caractéristiques diagraphiques à partir des logs est faite comme suit:

a - Argilosité Vcl:

La présence de minéraux radioactifs et de matière organique riche en uranium montre que la combinaison Neutron-Densité donne une très faible valeur d'argile (Vsh), donc le meilleur indicateur du taux d'argile est l'outil NGT qui permet d'éliminer la contribution d'uranium:

$$Vsh^{cor} = Vsh (GR) - Vsh (U) .$$

b - Porosité ϕ_U :

La porosité utile ϕ_U a été choisie suivant les conditions qui règnent dans chaque puits et après avoir comparé toutes les porosités logs entre elles (ϕ_S , ϕ_N , ϕ_D et ϕ_{ND}).

c - Résistivité Rt:

Au niveau de la zone vierge, la résistivité des formations a été déterminée par simple lecture sur les logs LLd (Latérollog-deep) ou ILd (Inductolog-deep).

d - Saturation en eau Sw:

Les saturations en eau dans la zone vierge (Sw) sont calculées à partir de la formule d'Archie :

$$SW^2 = \frac{F * RW}{Rt}$$

avec F: facteur de formation correspondant aux réservoirs carbonatés ($F = 1/\phi^2$). La résistivité de l'eau de formation Rw (Ohm.m) a été déterminée d'après la salinité des eaux récupérées par des tests effectués dans ces puits.

e - Lithologie :

L'utilisation du M-N plot, du cross-plot N-D, du NGT et de la courbe du LDT (Litho-Density-Tool) ont permis de définir la composition

lithologique de chaque électro-banc, afin de mieux choisir les paramètres matriciels correspondant.

f - *Densité* D_g :

La lecture de la densité D_g a été faite sur les logs FDC (Formation-Density-Compensated) en g/cc.

g - *Neutron* ϕ_N :

La porosité neutron ϕ_N a été déduite à partir des logs CNL (Compensated-Neutron-Log) en %.

h - *Sonique* D_t :

Le temps de parcours du trajet sonique D_t est lu directement sur la courbe de BHC (Bore-Hole-Compensated) en μ s/ft.

3 - *Les résultats de l'étude sismique* (Chibah R., 1989), indiquent une complexité tectonique croissante entre la base du Paléogène et le toit de la formation Ras-Toumb. La présence de nombreuses failles de direction NW-SE ou SW - NE en général correspond à une phase tectonique sénonienne.

Les résultats des forages effectués sur le champ de Ras-Toumb confirment les résultats de l'étude sismique et indiquent l'existence d'une tectonique synsédimentaire pendant le Crétacé supérieur et, en particulier, pendant le dépôt de la formation Aleg Supérieur.

Les pendages structuraux déterminés dans les puits par la pendagemétrie sont toujours relativement faibles ($0-10^\circ$) et, de même que leur direction, en accord avec les résultats de l'étude sismique. Les directions des pendages sont en fait N à NNE dans les puits RTB-2, 4, 5 et dans le panneau surélevé de RTB-1.

En ce qui concerne la partie de l'anticlinorium Ras-Toumb-AMS-1, la qualité des réflexions au

niveau du toit de Ras-Toumb se détériore sensiblement entre les puits RTB-7 et AMS-1 : ceci est dû vraisemblablement au passage, vers l'Est de la formation Ras-Toumb, à des faciès plus argileux.

CARACTERISATION DU RESERVOIR:

Le Turonien est représenté par des faciès allant du moins pélagique, à ceux à caractère lagunaire (fig.3). Trois unités litho-stratigraphiques sont distinguées :

- Argiles de mer ouverte: Formation Kemakem (Belhadj Z., 1989).
- Calcaires massifs ou dolomies massives: Formation Ras-Toumb (Belhadj Z., 1989).
- Evaporites lagunaires: Formation Hassi-Bouras (Belhadj Z., 1989).

Sur la plate-forme saharienne, le Turonien est composé principalement d'un niveau carbonaté (dolomies beiges vacuolaires), surmonté par une épaisse assise anhydritique qui correspond à la Formation de Hassi-Bouras. Ce niveau anhydritique disparaît progressivement vers le Nord dans la limite d'extension.

Aux environs de Ras-Toumb (Lat. $33^\circ 45'$ et $34^\circ 45'$ et Long. $3^\circ 50'$ Est), le Turonien est composé de:

- *dolomies massives ou dolomies calcareuses* de couleur beige avec passées d'anhydrites fréquentes;
- *dolomies massives et calcareuses* qui passent progressivement vers le Nord à des calcaires grossiers blancs, parfois oolithiques (RTB-2 et RTB7) et puis à un calcaire de plate-forme externe (AMS et OUM);
- *les argiles* présentes sont de couleur noire et

ANALYSE STATISTIQUE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DES RESERVOIRS CARBONATES DU SUD-EST CONSTANTINOIS

ETAGE STRATIGRAPHIQUE	FORMATIONS	UNITES LITHOLOGIQUES	UNITES RESERVOIRS	ZONE SUD-OUEST	ZONE NORD-EST	UNITES RESERVOIRS	PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES LITHOLOGIQUES	φ %	K md		
CÉNOMANO - TURONIEN	DOULEB	D1	R1		Zone C		Calcaire beige granulaire à diaclases Pellets et Oncoïdes (Grainstones), ciment dolomitique.	10%			
		D2				Calcaires gris granulaires à bioclastes, Oncoïdes, Pellets, (Grainstones, Packstones), stylolites abondants, bioturbations fréquentes, Glauconie.					
		D3	R2			Calcaires gris-beiges granulaires à Bioclastes, Pellets, (Grainstone, Packstone), stylolites fréquents, dolomitisation, du ciment intergranulaire.	6%	4			
		D4	R3			Calcaire beige-crème à rudistes grossiers devenant gris au sommet, (Grainstone, Packstone), rares stylolites, dolomitisation partielle sous forme de ciment intergranul	15%	24			
		D5				Alternance de niveaux Calcaire-argileux (1) et de strates noires: 1. Calcaire gris granulaire argileux à bioclastes, Oncoïdes, Pellets et lithoclastes (Grainstone, Packstone) très riche en matière organique. 2. Argile noire, lignite.					
		D6	R4			Calcaire blanc-crème granulaire à ciment micritique à bioclastes, rares Oncoïdes (Packstone, Wackstone). Nombreux stylolites stratiformes	5%	0,7			
	RAS TOUMB	D7							Argiles carbonatées noires avec intercallations de calcaires à faciès D-6 dans la partie supérieure.		
		T1	R5			Zone A?	Faciès : 1. RTB Sud-Ouest : cristalline à Bird-eyes Anhydrite surmontée de Calcaire crayeux granulaire.	15%	5 à 33		
		T2					Faciès : 2. RTB Nord-Est : Calcaire crayeux granulaire à nombreux rudistes.				
							3. Fm RTB diagénétique : Dolomie cristalline, minéralisation abondante de pyrite.				

ECHELLE VERTICALE APPROXIMATIVE : 1/100.

Fig. 3- Log synthétique des formations Douleb et Ras-Toumb.

(Synthetic log of the Douleb and Ras-Toumb formations).

Représente les principales caractéristiques lithologiques dans le Cénomano - Turonien ainsi que leurs porosités (φ) et perméabilités moyennes (Km) estimées d'après les analyses de carottes.

(Represents the principal lithological characteristics in the Cenomano - Turonian so their porosity (φ) and middle permabilities (Km) appreciate from the core analysis).

assez résistantes (14 Ohm.m) résultant de la présence probable de kérogène.

La coupe structurale entre les puits RTB-5, RTB-4 et RTB-6 montre les horizons productifs du gisement de Ras-Toumb et Douleb (fig.4):

- RTB-4 a rencontré de l'huile au sommet de la formation Ras-Toumb,
- RTB-5 a rencontré de l'huile dans le réservoir sommital de la formation Douleb,
- RTB-6 a rencontré le réservoir saturé en eau.

et RTB-5 l'épaisseur de la formation Ras-Toumb varie de 124m à 156m (fig.5): seules les parties inférieures du Douleb (puits RTB-1 et RTB-5) et le sommet de Ras-Toumb (puits RTB-1 et RTB-4) renferment des horizons à huile.

Les relations diagraphiques examinées ont montré que la barre turonienne est constituée de calcaire propre et le Cénomaniens de calcaire dolomitique avec quelques passées d'argile de type montmorillonite ($Th > U > K$).

Les valeurs critiques de porosités (ϕ_{cr}), argilosité (Vsh) et les saturations en eau (Sw) sont estimées à:

Dans la coupe structurale entre les puits, RTB-1

$$\phi_{cr} = 4.5\%, Vsh_{cr} = 35\%, Sw_{cr} = 45\%$$

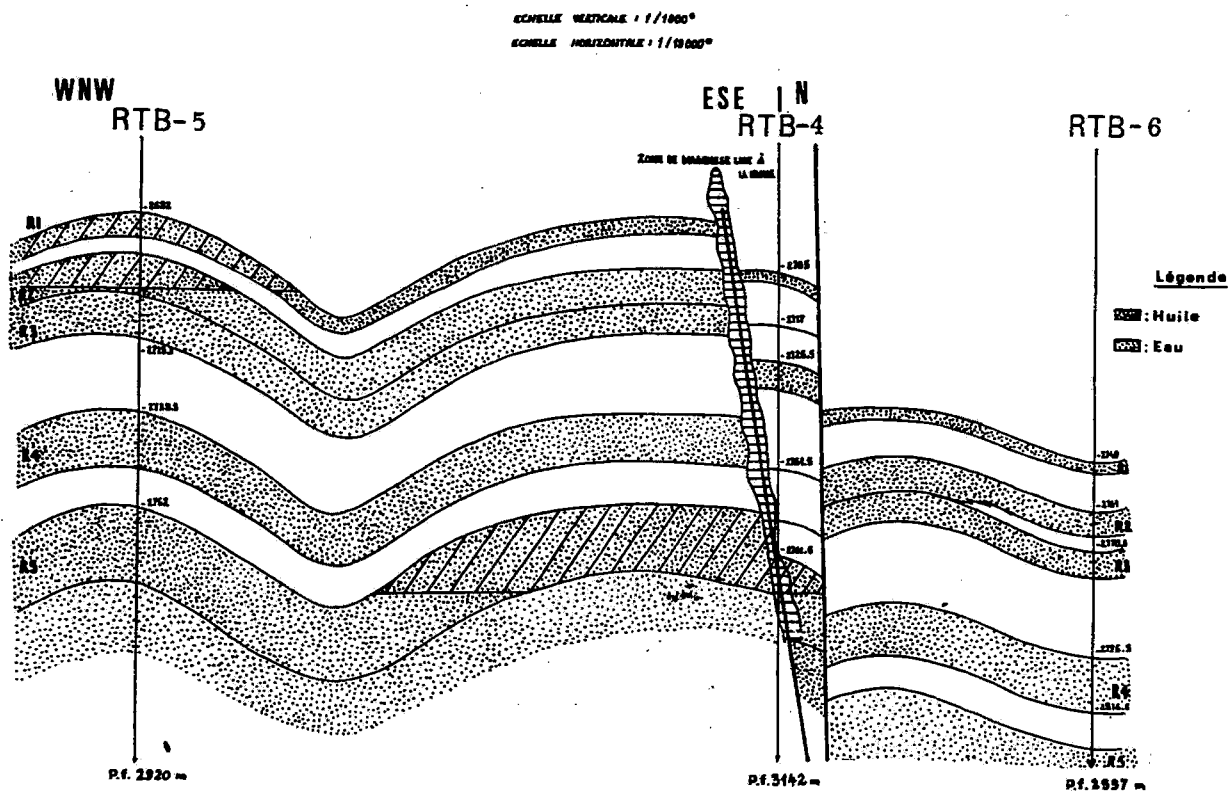


Fig. 4- Coupe structurale entre les puits RTB-4, RTB-5 et RTB-6.
(Structural cutting between the wells RTB-4, RTB-5 and RTB-6).
Montre les horizons productifs du gisement de Ras - Toumb et Douleb.
(Showing the productive horizons of Douleb and Ras - Toumb gisement).

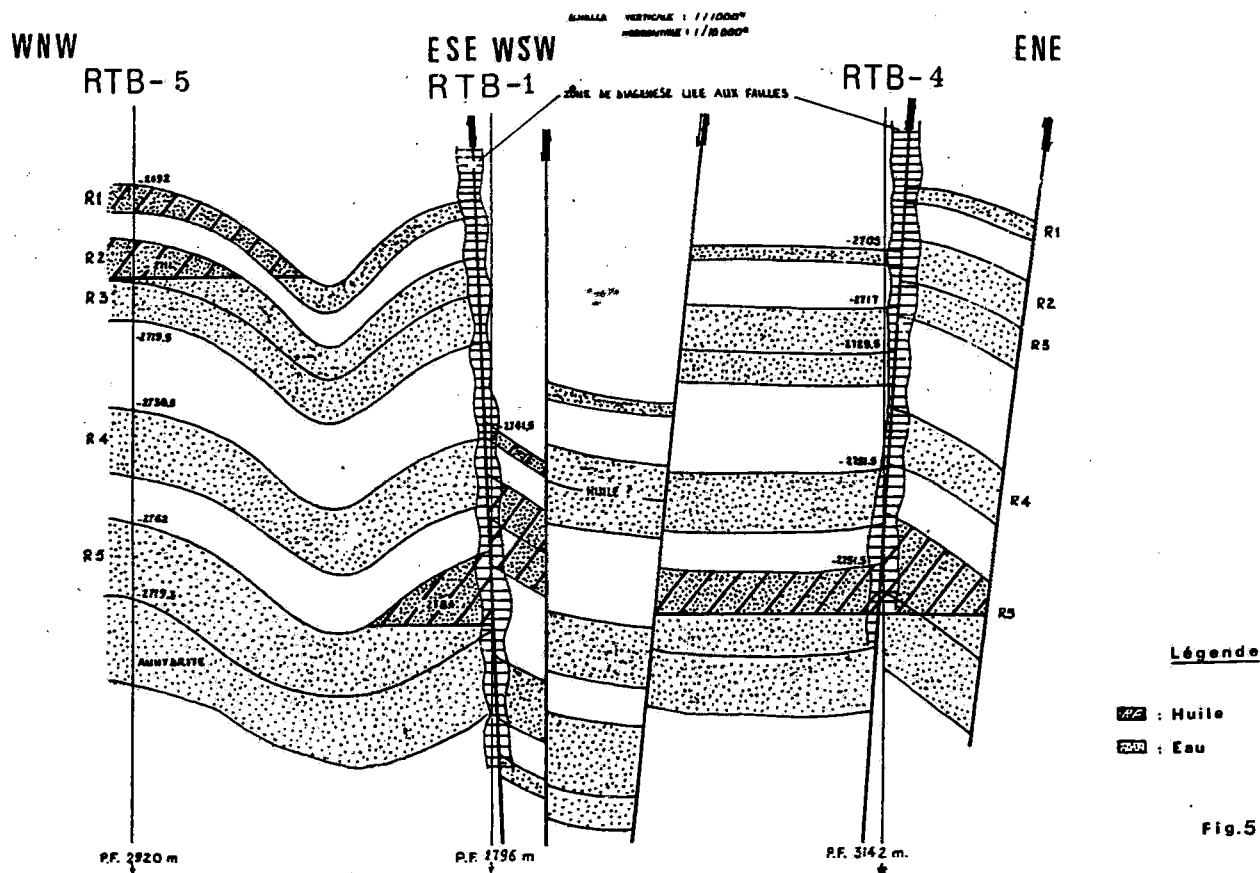


Fig. 5- Coupe structurale entre les puits RTB-4, RTB-1 et RTB-5.

(Structural cutting between the wells RTB-4, RTB-1 and RTB-5).

Montre les horizons productifs des parties inférieures du Douleb, RTB-1, RTB-5, et le sommet de RTB-1 et RTB-4. Ras-Toumb.

(Showing the productive horizons of bottom - parts of Douleb, RTB-1, RTB-5 and the top of Ras Toumb, RTB-1 and RTB-4).

Les réservoirs cénomano-turonien présentent une forte résistivité vraie (Rt) qui est nettement supérieure à celle dans la zone lavée (Ri) et qui diminue légèrement avec la profondeur.

Les porosités utiles calculées sont très faibles (<15%), par contre les perméabilités peuvent être très importantes (présence de microfractures).

APPROCHE SEDIMENTOLOGIQUE

La série Cénomanién - Turonien - Coniacien dans le bassin des Chotts ne présente pas de limites paléontologiques bien précises. Ceci est dû à la rareté de la faune (Belhadj Z., 1989).

Les corrélations entre différents sondages sont

basées essentiellement sur des coupures litho-stratigraphiques.

Chacune des unités litho-stratigraphiques présente un faciès bien particulier à un environnement (fig. 6).

La formation Ras-Toumb présente 3 faciès principaux (fig. 7):

1 - un faciès carbonato-évaporitique (développé dans RTB-1, 2, 4, 5, 6). Il est représenté par des dolomies microcristallines beiges à passées d'anhydrites dont la puissance augmente

progressivement vers le Sud. Ce faciès présente deux types de dolomies:

a - une dolomie primaire qui est une dolomicrite souvent associée aux évaporites,

b - une dolomie secondaire qui est une dolomie microcristalline, cristalline à fantômes d'organismes et bird-eyes. Cette série est caractéristique d'un faciès supratidal. La microfaune est rare (Belhadj Z., 1989).

2 - Un faciès carbonaté grossier: c'est un ensemble composé de calcaires granulaires blancs, légèrement

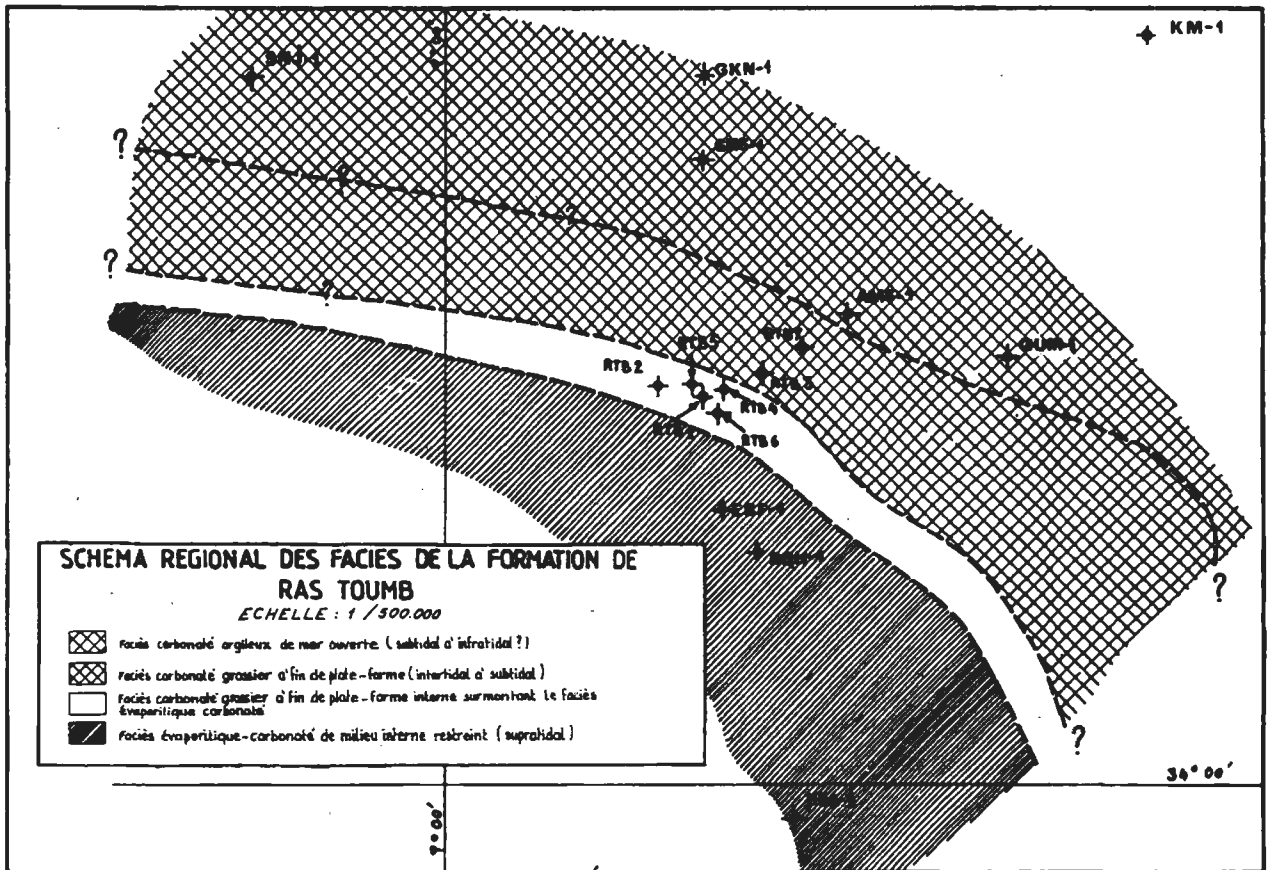


Fig. 6 - Schéma régional des faciès de la formation de Ras-Toumb (d'après SH-1988).

(Regional graph of the Ras-Toumb formation facies "from SH-1988").

Montre les différents faciès existant dans la région.

(Showing the different facies which exist in the region).

crayeux (grainstones à packstones) à rudistes. Ce faciès correspond au passage d'un milieu de plate-forme interne. Les formations à rudistes correspondent à un platier, se développant en dessous du niveau le plus bas des marées (milieu subtidal).

3- Un faciès carbonaté argileux de mer ouverte, au niveau des puits: SNJ-1, AMS-1 et OUM-1.

La variation de ces trois faciès se fait du Sud vers le Nord à partir des formations évaporitiques jusqu'aux dépôts de mer ouverte dans laquelle ce passage apparaît rapide dans le champ de Ras-Toumb (Nord-Est et RTB-4). Entre les puits RTB-7 et les puits AMS-1, OUM-1 et SNJ-1, le

passage est lié à un faciès marin argileux.

Pétrographiquement, l'intérêt pétrolier se situe dans le faciès carbonaté grossier, il peut alors représenter un bon réservoir.

Les résultats sédimentologiques au niveau du champ de Ras-Toumb ont permis de montrer deux formations sédimentaires distinctes: la formation Douleb inférieure et la formation Ras-Toumb supérieur comprenant deux unités lithologiques et qui sont caractérisées par une brusque variation de faciès carbonatés propres (grainstones à T1).

Au Sud-Ouest du champ de Ras-Toumb (RTB-

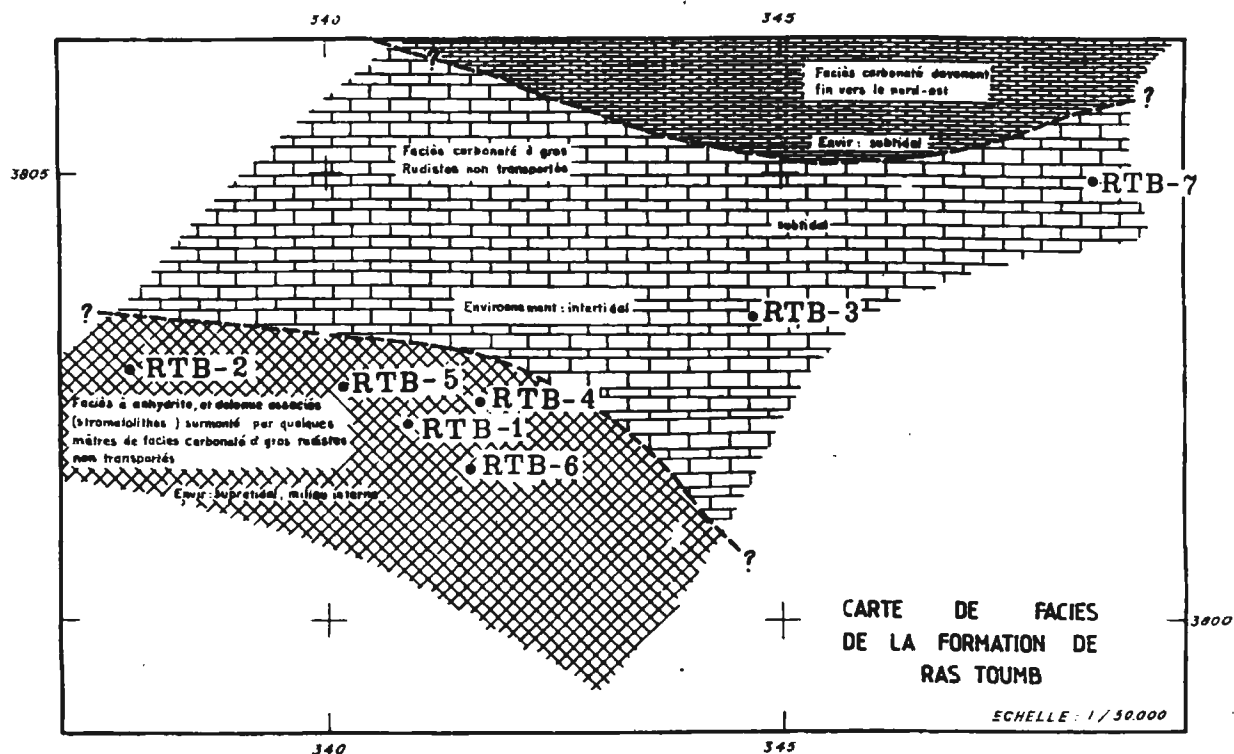


Fig. 7- Carte de faciès de la formation de Ras-Toumb.
(Facies map of the Ras-Toumb formation.)

2, 5, 6), au Nord-Est (à RTB-3), les calcaires progressivement s'épaississent et les anhydrites sont absentes.

L'hypothèse d'un récif au niveau des puits observés dans le champ de Ras-Toumb, peut être avancée en remarquant l'absence d'organismes en position de vie et d'association de formes caractéristiques: associations rudistes et polypiers (Belhadj Z, 1989).

METHODOLOGIE GENERALE DE TRAITEMENT

L'analyse factorielle en composantes principales, utilise des calculs d'ajustement qui font appel à l'algèbre linéaire et produit des représentations graphiques. Les variables à décrire deviennent des points sur un axe (factoriel) ou dans un plan (Lebart L. *et al.*, 1977).

L'analyse en composantes principales (Baddari K. *et al.*, 1986) permet d'obtenir un descriptif (sous forme graphique) d'un ensemble de n observations effectuées sur p variables numériques continues. Dans le cas de cette étude, les n observations représentent l'ensemble des unités lithologiques (couches) et les p variables (huit), leurs caractéristiques diagrapiques lues ou évaluées (GR, Dg, ϕ_N , Dt, Rt, Vcl, Sw et ϕ_U).

A l'aide des p variables ($p = 8$), nous pouvons construire un indice, comme combinaison linéaire des variables mesurées de la forme:

$$Y_G = \sum_{i=1}^p a_i X_i$$

où a_i sont les coefficients sur l'axe factoriel 1 des variables centrées réduites et X_i sont les variables actives (valeurs des diagrapies).

Les coefficients sur l'axe factoriel 1 sont obtenus parmi l'infinité des combinaisons linéaires des variables diagrapiques à celle qui donne pour la nouvelle variable Y_G , la plus grande valeur du test de Fisher (1973) F pour séparer les deux groupes.

RESULTATS OBTENUS

Le premier résultat numérique interprétable est constitué par la liste des valeurs propres et des pourcentages de variance (ou % par rapport à leur somme), où les trois premières valeurs propres sont très élevées par rapport aux cinq dernières.

Le nombre de valeurs propres vaut $p = 8$, trace de la matrice des corrélations. Les premiers pourcentages sont ici exceptionnellement élevés parce qu'il existe une concentration assez nette du nuage dans un sous-espace à 2 dimensions (80% de variance), mais aussi parce que les dimensions du tableau sont faibles.

On se limitera ici aux 3 premières dimensions pour le calcul des coordonnées des variables et des unités lithologiques sur les axes factoriels.

Les trois premières dimensions pour le calcul des coordonnées des variables et des unités lithologiques sur les axes factoriels sont inférieures à 1 en valeur absolue; en effet ces points sont à la distance 1 de l'origine dans R^n ($n = 312$), et l'opération de projection est «contractante»: elle ne peut que diminuer les distances.

Les coordonnées sont définies au signe près sur chaque axe et l'orientation des axes est arbitraire et dépend de l'algorithme de diagonalisation utilisé:

$$Z_i \text{ Solution de } \max (a_i + \sum \beta_{ij} * X_{ij})$$

A chaque étape, la qualité de l'approximation est mesurée par le critère de Wilks: $\lambda = \det W/d$ et T , où W et T sont les matrices d'inertie intra-classe et totale.

Le tableau des résultats obtenu lors du traitement, en utilisant le Logiciel «Chadoc» (Angers, 1988) est le suivant :

Axe	valeur propre	inerti	pseudo F	l wilks	d.d.L.	prob.	coef. cor.
1	2.31	100 %	727.71	371.76	8	0 %	0.698

L'analyse du nuage des unités lithologiques se fait par rapport à leur centre de gravité. Il n'en est pas de même pour les points variables; la simple consultation de leur coordonnées sur le premier axe nous montre que, les variables GR, Dg, Rt, et Vcl sont d'un même côté de l'origine (fig. 8 à 13).

Une telle disposition traduit le fait que ces dernières variables sont corrélées positivement entre elles. Si pour une unité, une variable prend une forte valeur, toutes les autres variables prennent une valeur forte.

Si l'échelle des coordonnées des points variables a une interprétation en termes de corrélations, il n'en est pas de même pour les points-couches. On applique à leurs coordonnées Xu_α , un coefficient dont la valeur $c = \sqrt{n/p}$ est déterminée pour assurer un positionnement dans le plan compatible avec la répartition des points variables, et permettent ainsi une représentation simultanée des deux nuages.

$$Xu_\alpha = \sqrt{\lambda_\alpha} * V_\alpha$$

où Xu_α : sont les coordonnées des points sur les axes factoriels.

λ_α : valeurs propres unitaires,

V_α : vecteurs propres unitaires.

La figure 9 donne une représentation graphique des points variables diagraphiques (Rt, Vcl, Sw, ϕ_N , Dg, ϕ_U et Dt), dans le premier plan factoriel (axes 1 et 2). La figure 11, dans le deuxième plan factoriel (axes 1 et 3) et la figure 13, dans le troisième plan factoriel (axes 2 et 3).

La plupart des points sont très proches du cercle d'intersection de la sphère de R avec le plan factoriel.

La représentation correspondante pour les unités lithologiques est donnée sur les figures 8, 10, et 12 respectivement suivant les axes (1,2), (1,3) et (2,3).

La superposition des figures 8 et 9 rend plus vivante la visualisation en suggérant quelles variables sont responsables des proximités (distance au centre de gravité).

Dans ce cas, il s'agit essentiellement de la résistivité Rt de l'argilosité Vcl et de la saturation en eau Sw et les autres autres variables s'éloignent du centre de gravité.

On peut donc dire que pour l'ensemble des unités lithologiques étudiées, les composantes principales prépondérantes sont l'argilosité (Vcl), la résistivité (Rt) et la saturation en eau (Sw) des couches.

En terme de pétrophysique, la variable Sw est un paramètre fonction de la résistivité de la roche. En effet, plus Rt est grand et plus Sw étant faible.

Lors de l'analyse de ces données, la matrice des

K. BADDARI, M. DJEDDI ET R. BAUCHE

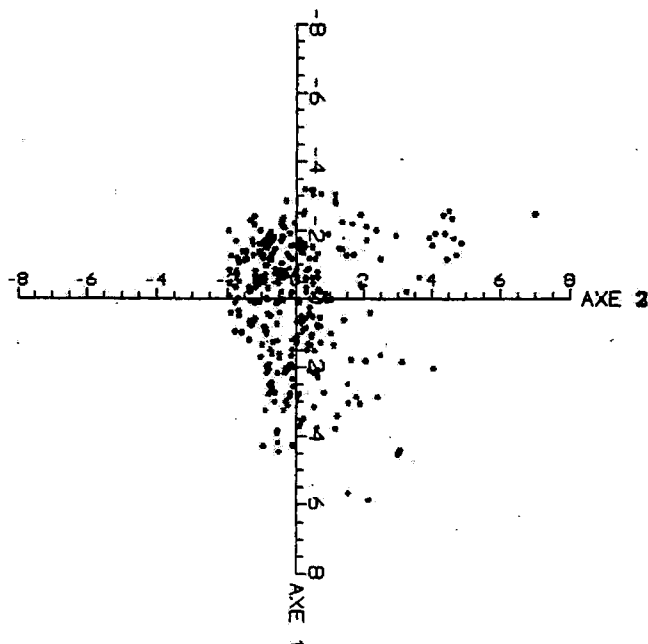


Fig. 8- Répartition des unités lithologiques (Axes 1 et 2): donne une représentation points-couches suivant les axes 1 et 2.
(Performance of the lithological units "axis 1 and 2": give a layerpoints-representation between the 1 and 2 axis).

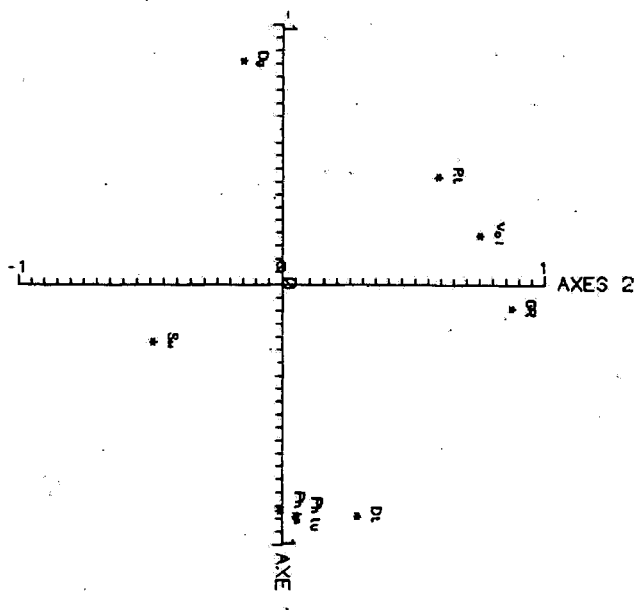


Fig. 9- Répartition des points variables diagraphiques (axes 1 et 2): donne une zonation des caractéristiques diagraphiques mesurées suivant les axes 1 et 2.
(Performance of the diagraphic variable points "axis 1 and 2": give a diagraphic characteristics zonation measured between the 1 and 2).

ANALYSE STATISTIQUE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DES RESERVOIRS CARBONATES DU SUD-EST CONSTANTINOIS

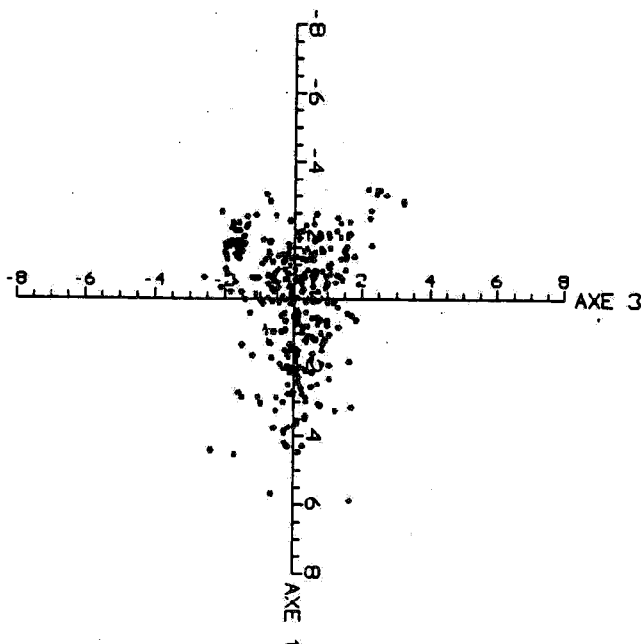


Fig. 10- Répartition des unités lithologiques (Axes 1 et 2): donne une représentation points-couches suivant les axes 1 et 3.
(Performance of the lithological units "axis 1 and 2": give a layer-points representation between the 1 and 3 axis).

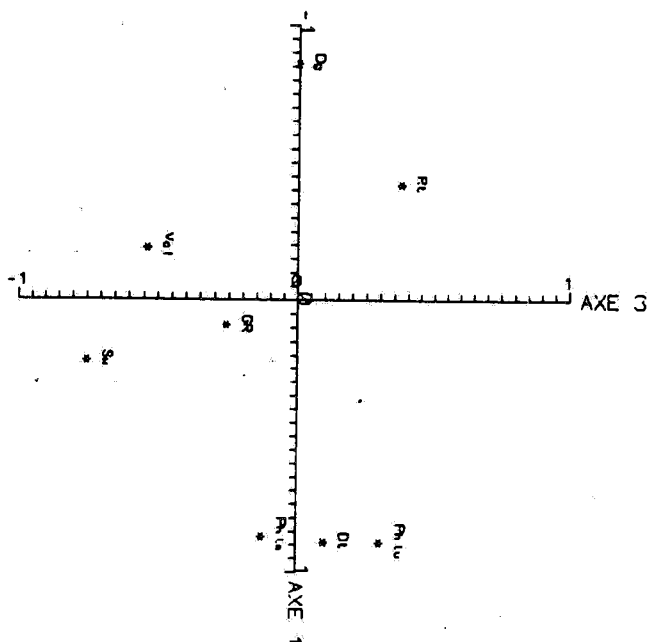


Fig. 11- Répartition des points variables diagraphiques (axes 1 et 3): donne une zonation des caractéristiques diagraphiques mesurées suivant les axes 1 et 3.
(Performance of the diagraphic variable points "axis 1 and 3": give a diagraphic characteristics zonation measured between the 1 and 3 axis).

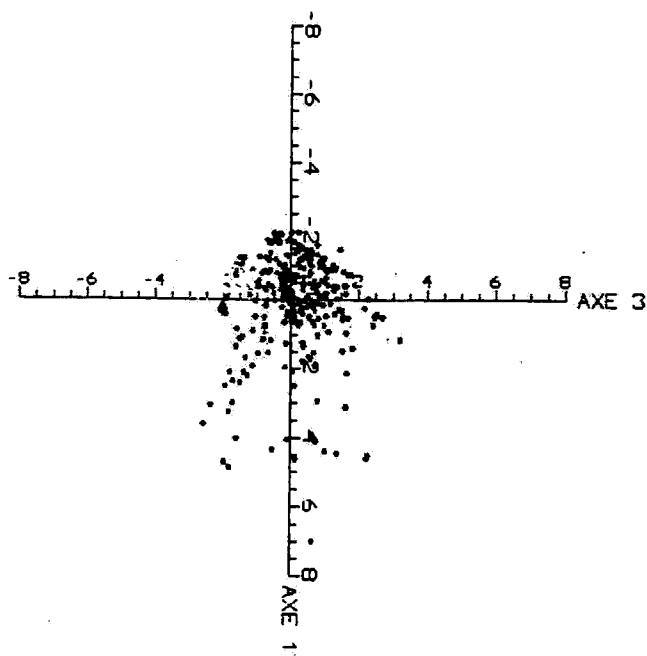


Fig. 12- Répartition des unités lithologiques (Axes 2 et 3): donne une représentation points-couches suivant les axes 2 et 3.
(Performance of the lithological units "axis 2 and 3": give a layer-points representation between the 2 and 3 axis).

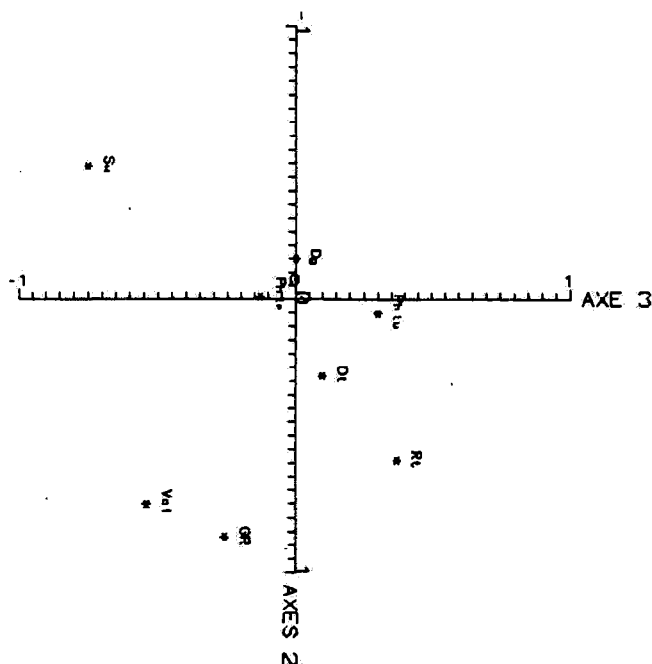


Fig. 13- Répartition des points variables diagraphiques (Axes 2 et 3): donne une zonation des caractéristiques diagraphiques mesurées suivant les axes 2 et 3.
(Performance of the diagraphic variable points "axis 2 and 3": give a diagraphic characteristics zonation measured between the 2 and 3 axis).

corrélations totales obtenue montre que les plus grandes valeurs sont à remarquer pour le sonique (Dt) et la porosité utile (ϕ_u): elle est de 0,848.

Une deuxième valeur, apparemment grande (0,703) est également enregistrée pour le Neutron (ϕ_N) et le sonique (Dt).

L'étude par variable a permis de constater que chaque variable diagraphique est affectée d'un pseudo-facteur F et d'une valeur de probabilité qui permettent en effet, de distinguer les trois variables prépondérantes (Rt, Vcl et Sw).

Les valeurs de probabilité pour ces trois variables sont de 34,68 % pour l'argilosité (Vcl), de 22,91 % pour la résistivité (Rt) et de 20,04 % pour la saturation en eau (Sw).

Après évaluation des coefficients sur l'axe factoriel 1, l'équation générale sera donc de la forme suivante:

$$Y_G = -0,209 GR - 0,607 DG + 0,110 \phi_N + 1,234 Dt + 0,309 Rt - 0,102 V_{cl} + 0,033 Sw - 1,025 \phi_u$$

La valeur centrée réduite, donnée par la formule suivante:

$$\text{valeur centrée réduite} = (\text{moy. groupe} - \text{moy. générale}) / \text{écart-type}$$

a permis de donner la moyenne multivariée de chaque groupe. Ainsi pour le groupe G1 (producteur), elle est égale à:

$$Y_{g_1} = 1,4982.$$

Celle du groupe G2 (sec), elle est de:

$$Y_{g_2} = -0,4663.$$

L'index de discrimination est donc égale à:

$$Y_g = (Y_{g_1} + Y_{g_2}) / 2 = [1,4982 + (-0,4663)] / 2 = 0,5$$

Les valeurs de Y_{g_1} et Y_{g_2} , ainsi obtenues, montrent les conditions aux limites.

L'index de discrimination Y_g représente, en somme, la limite entre les deux groupes. En introduisant les valeurs des observations diagraphiques dans l'équation donnée, on peut évaluer l'appartenance de chaque groupe d'échantillons.

Il est possible de représenter sur un graphique (fig. 14), toutes les observations (unités lithologiques) par leurs coordonnées sur l'axe factoriel discriminant.

Dans le cas de deux groupes Y_g s'appelle la fonction discriminante.

La représentation de deux groupes et les huit variables déterminent la composante discriminante. Les deux centres de gravité sont entièrement reconstruits par le plan discriminant.

D'une manière générale, la variable qualitative (productif ou sec) est très bien expliquée par les huit variables quantitatives:

$$GR, DG, \phi_N, Dt, Rt, V_{cl}, Sw \text{ et } \phi_u.$$

Les données de diagraphies pour un exemple de puits producteur au niveau du Cénomaniens (Puits GKN-1 et 6), sont données dans les tableaux I et II.

CONCLUSION

1- L'étude statistique des unités lithologiques du Turonien dans la région de Cherguit-el-Kihal a

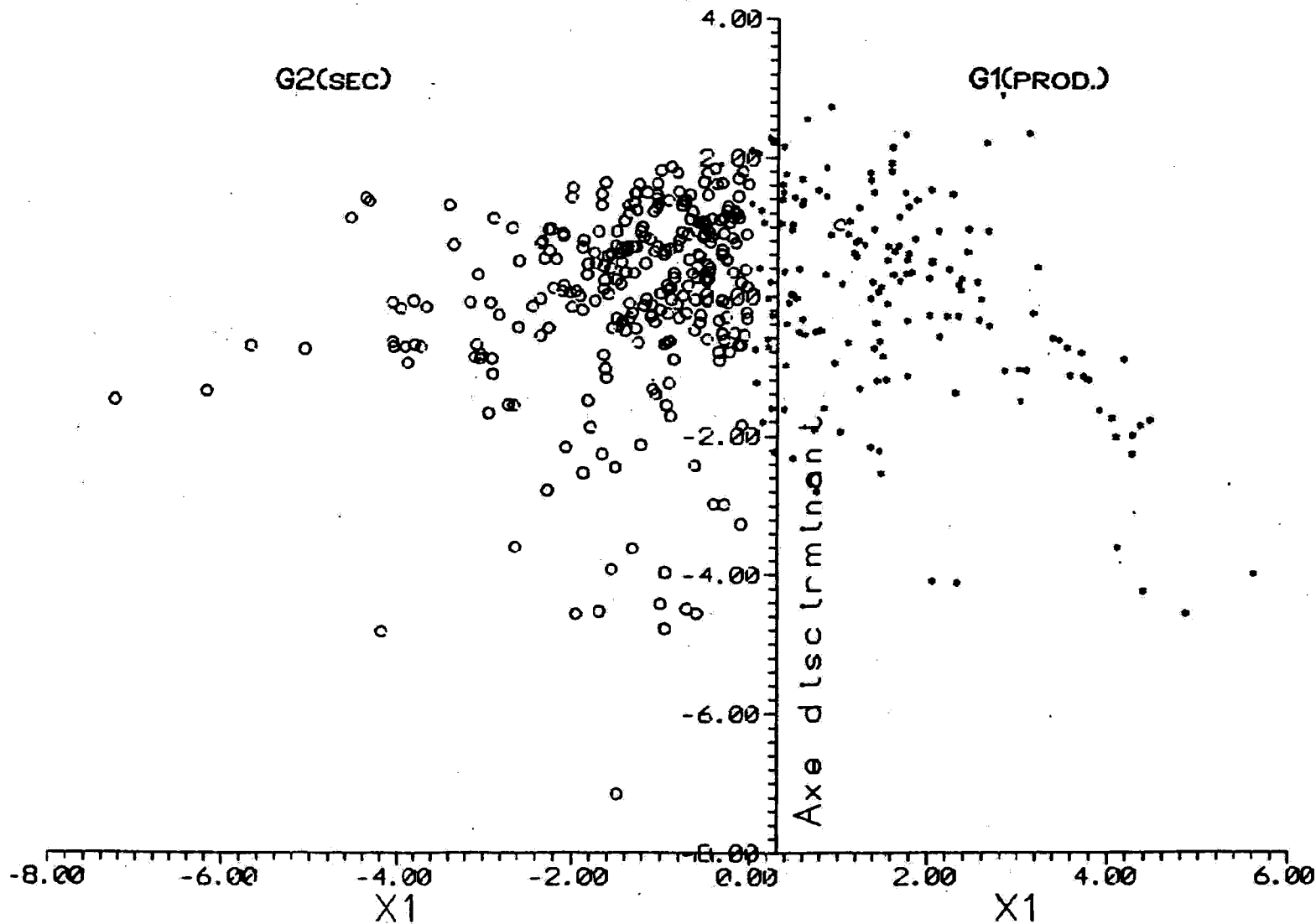


Fig. 14- Représentation des observations suivant l'axe discriminant: montre la répartition des observations des couches productives et sèches suivant l'axe factoriel discriminant.
(Performance diagraphic observation following the discriminant axis: showing the observations of the layers and dry between the discriminant factorial axis);

ANALYSE STATISTIQUE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DES RESERVOIRS CARBONATES DU SUD-EST CONTANTINOIS

TABLEAU I: PUIITS RTB-1

Cotes	GR(API)	Dg(g/cc)	ϕ_N (%)	Dt(μ /ft)	Rt(Ω mm)	RKO(Ω mm)	POID
2801	12.00	2.70	3.00	55.00	16.00	50.00	1
2804	20.00	2.65	4.50	60.00	11.00	30.00	1
2809	15.00	2.66	3.00	57.00	18.00	35.00	1
2821	16.00	2.66	6.00	60.00	20.00	25.00	1
2822	10.00	2.53	12.00	65.00	6.00	15.00	1
2824	10.00	2.76	6.00	50.00	80.00	200.00	1
2825	12.00	2.70	1.00	55.00	13.00	60.00	1
2826	20.00	2.72	1.00	50.00	23.00	75.00	1
2832	20.00	2.70	6.00	52.00	30.00	50.00	1
2834	10.00	2.50	15.00	70.00	3.00	8.00	1
2835	16.00	2.75	9.00	50.00	60.00	11.00	1
2836	12.00	2.45	21.00	74.00	12.00	6.00	1
2837	16.00	2.73	6.00	52.00	400.00	200.00	1
2838	15.00	2.58	15.00	65.00	110.00	70.00	1
2839	22.00	2.64	12.00	60.00	110.00	100.00	1
2840	22.00	2.40	18.00	74.00	4.00	6.00	1
2843	20.00	2.70	10.00	62.00	300.00	80.00	1
2845	20.00	2.65	12.00	57.00	200.00	80.00	1
2847	10.00	2.75	9.00	52.00	300.00	18.00	1
2850	10.00	2.50	21.00	70.00	100.00	12.00	1
2852.5	15.00	2.52	18.00	62.00	7.00	15.00	1
2854	15.00	2.72	12.00	56.00	20.00	30.00	1
2855	15.00	2.55	18.00	64.00	4.00	5.00	1
2857.5	15.00	2.90	1.00	50.00	16.00	400.00	1
2860	10.00	2.52	21.00	65.00	4.00	5.00	1
2861	10.00	2.80	6.00	51.00	30.00	50.00	1
2862	10.00	3.00	12.00	58.00	4.00	5.00	1
2863	15.00	2.90	9.00	55.00	10.00	15.00	1
2864	15.00	2.90	30.00	70.00	2.00	3.00	1
2865	10.00	2.80	12.00	58.00	4.00	5.00	1
2866	10.00	3.00	21.00	55.00	2.00	2.00	1
2869	13.00	2.90	9.00	50.00	13.00	15.00	1
2872	10.00	2.80	12.00	51.00	10.00	20.00	1
2873	15.00	2.95	15.00	60.00	3.00	3.00	1
2875	10.00	2.75	6.00	50.00	20.00	30.00	1
2876	8.00	3.00	15.00	58.00	1.00	1.00	1
2878	10.00	2.78	6.00	50.00	50.00	50.00	1
2880	10.00	2.75	9.00	53.00	7.00	10.00	1
2882	10.00	2.78	13.00	56.00	4.00	20.00	1
2887	10.00	2.90	6.00	50.00	30.00	40.00	1
2891	8.00	2.75	11.00	52.00	4.00	10.00	1
2898	8.00	2.75	6.00	50.00	18.00	100.00	1
2899	8.00	3.00	18.00	60.00	2.00	1.00	1
2901	8.00	2.71	8.00	53.00	14.00	100.00	1
2902	8.00	2.71	12.00	60.00	10.00	20.00	1
2908	8.00	2.70	8.00	53.00	12.00	60.00	1
2914	8.00	2.68	12.00	60.00	5.00	20.00	1
2920	8.00	2.75	5.00	50.00	30.00	200.00	1
2922	8.00	2.65	12.00	65.00	6.00	30.00	1
2925	8.00	2.40	27.00	75.00	1.00	2.00	1
2926	8.00	2.42	27.00	55.00	2.00	5.00	1
2927	8.00	2.40	28.00	74.00	1.00	3.00	1
2931	8.00	2.75	6.00	50.00	22.00	100.00	1
2937	8.00	2.40	30.00	75.00	1.00	3.00	1
2943	10.00	2.55	18.00	60.00	1.00	6.00	1
2955	10.00	2.76	4.00	50.00	40.00	100.00	1
2961	10.00	2.70	9.00	52.00	14.00	80.00	1
2980	10.00	2.50	24.00	66.00	1.00	4.00	1
2985	20.00	2.75	7.00	50.00	50.00	30.00	1
2989	18.00	2.50	12.00	55.00	6.00	10.00	1
2991	30.00	2.50	21.00	65.00	2.00	2.00	1
2996	15.00	2.65	3.00	54.00	16.00	30.00	1
3004	20.00	2.55	4.00	55.00	20.00	20.00	1
3005	20.00	2.60	1.00	52.00	80.00	10.00	1

K. BADDARI, M. DJEDDI ET R. BAUCHE

TABLEAU II: PUITTS RTB-6

Cotes	GR (API)	Dg (g/cc)	ϕ_N (%)	Dt (μ s/ft)	Rt (Ω mm)	Vcl (%)	SW (%)	ϕ_U (%)
2890	9.00	2.80	9.00	47.00	12.80	30.00	100.00	0.50
2892	9.00	2.60	12.00	52.00	13.00	0.00	54.70	7.30
2892	9.00	2.64	8.00	50.00	11.00	0.00	100.00	3.60
2895	18.00	2.63	10.00	50.00	14.50	30.00	100.00	0.50
2895.6	18.00	2.42	17.00	58.00	16.50	10.00	28.00	12.10
2896.4	22.00	2.50	12.00	47.00	13.00	30.00	100.00	0.50
2897	30.00	2.44	16.00	53.00	12.00	30.00	100.00	0.50
2897.8	22.00	2.73	7.00	47.00	16.70	30.00	100.00	0.50
2898.2	15.00	2.66	10.00	50.00	16.20	10.00	99.50	2.20
2899	11.00	2.74	9.00	47.00	30.00	30.00	100.00	0.50
2900	8.00	2.72	10.00	50.00	45.00	0.00	51.40	4.00
2900.5	3.00	2.79	11.00	51.00	30.00	0.00	79.80	3.60
2901.4	4.00	2.77	7.00	47.00	20.00	30.00	100.00	0.50
2902.2	5.00	2.67	11.00	53.00	6.00	0.00	82.50	7.70
2902.8	6.00	2.73	11.00	50.00	2.50	0.00	100.00	5.00
2903.5	8.00	2.68	15.00	54.00	1.80	0.00	100.00	9.50
2904.7	8.00	2.85	5.00	46.00	4.00	30.00	100.00	0.50
2906	2.00	2.86	0.00	55.00	30.00	0.00	36.90	8.10
2908	3.00	2.87	0.00	50.00	65.00	0.00	77.00	2.50
2908.8	4.00	2.85	1.00	54.00	17.50	0.00	58.40	6.40
2909.7	5.00	2.92	0.00	49.00	35.00	30.00	100.00	0.50
2910.4	11.00	2.76	5.00	51.00	36.00	30.00	100.00	0.50
2911.5	6.00	2.90	0.00	48.00	1000.00	30.00	100.00	0.50
2913	11.00	2.84	2.00	51.00	55.00	10.00	99.40	0.90
2913.8	8.00	2.78	6.00	47.00	60.00	30.00	100.00	0.50
2915.3	5.00	2.74	5.00	48.00	90.00	30.00	100.00	0.50
2916.7	7.00	2.67	10.00	52.00	60.00	0.00	30.10	6.30
2918.3	9.00	2.74	6.00	47.00	85.00	30.00	100.00	0.50
2920	23.00	2.68	8.00	52.00	50.00	30.00	100.00	0.50
2921.5	23.00	2.75	4.00	49.00	38.00	30.00	100.00	0.50
2923.5	11.00	2.81	6.00	48.00	68.00	30.00	100.00	0.50
2926.7	8.00	2.72	8.00	50.00	70.00	0.00	100.00	3.30
2928.1	8.00	2.75	7.00	46.00	80.00	30.00	100.00	0.50
2929.6	8.00	2.68	7.00	51.00	110.00	0.00	36.90	3.40
2930.5	8.00	2.56	6.00	47.00	38.00	0.00	99.70	1.80
2932	8.00	2.77	5.00	47.00	60.00	30.00	100.00	0.50
2932.9	8.00	2.70	7.00	47.00	1000.00	0.00	30.80	0.80
2934	8.00	2.79	5.00	47.00	185.00	30.00	100.00	0.50
2935	8.00	2.53	5.00	47.00	125.00	0.00	54.40	1.80
2936.1	5.00	2.74	7.00	48.00	130.00	0.00	54.20	2.20
2936.8	6.00	2.70	8.00	53.00	40.00	0.00	42.80	5.50
2931.5	6.00	2.63	11.00	49.00	45.00	0.00	39.40	5.60
2938.4	6.00	2.78	8.00	48.00	100.00	0.00	65.10	1.90
2939	6.00	2.73	9.00	50.00	1000.00	0.00	11.10	4.10
2939.5	7.00	2.70	9.00	48.00	20.00	30.00	100.00	0.50
2942	6.00	2.46	14.00	52.00	18.00	0.00	32.80	11.20
2944	6.00	2.74	6.00	50.00	16.00	30.00	100.00	0.50
2945	6.00	2.65	10.00	51.00	18.00	0.00	58.60	6.00
2946	8.00	2.25	9.00	50.00	83.00	0.00	32.90	4.60
2946.8	6.00	2.74	8.00	49.00	70.00	0.00	58.50	2.80

permis d'établir une équation discriminante Yg.

Cette équation permet d'évaluer la qualité du réservoir étudié, le Turonien, suivant qu'il est sec ou productif.

Les trois paramètres nommés (Rt, Vclet Sw), permettent d'évaluer au mieux les principales qualités productives du réservoir.

Par contre, les variables, telles que la densité (Dg) et la porosité-neutron (ϕ_N), n'ont pratiquement pas d'influence sur la séparation de ces deux groupes.

2- Cette étude permet de constater que, les paramètres pétrophysiques tels que la résistivité de la roche Rt peuvent être énormément affectées par les variations de la saturation en eau dans cette région de Cherguit-el-Kihal. L'évolution de l'argilosité peut avoir un impact important dans la valeur de la porosité utile. La présence d'argile dans une roche a pour effet d'augmenter la porosité globale vu que, elle-même est une roche très poreuse (jusqu'à 65 %).

3- L'intérêt de cette étude, dans le domaine de l'exploration peut aider à prendre des décisions, avant d'engager des opérations d'acidification ou de production, dans un puits apparemment sec.

Il suffit dans ce cas d'utiliser l'équation discriminante en introduisant les données diagaphiques du puits dans les termes de l'équation et le résultat obtenu, montre si éventuellement la couche peut ou ne peut pas produire.

BIBLIOGRAPHIE

Baddari, K., Sobolov, G.A. and Frolov, A.D., 1986. Statistical analysis of the joint physical fields

mesearments in the process of deformation the large scale rock blocks. *Proc. VI Int. Cong. on rock mechanics*. Montreal Canada, pp 1237-1239.

Belhadj, Z., 1989. Etude micropaléontologique du Cénomano-Turonien. Sondage RTB-1. *Rapport interne N° 24. Sonatrach-Exploration. CRD. Boumerdès*. Algérie.

Chibah, R. 1989. Particularités de l'évaluation pétrophysique des réservoirs carbonatés de la région de "Cherguit-el-Kihal". *Rapport interne. Sonatrach-Exploration*. Alger.

Delfiner, P., Peyret, O. et Serra, O., 1984. Automatic determination of lithology from well logs. *59th Ann. Techn. Conf. SPE of Amie*, Houston, Texas; paper N° SPE 13290.

Djerroumi, Z. et Borovikovv, 1985. Estimation de la condition de génération des hydrocarbures dans le bassin de Cherguit-el-Kihal. *Rapport interne. Sonatrach-Exploration*. Alger.

Dokka, 1979. Sedimentology of the Ras-Toumb carbonate formations. *Rapport interne. Sonatrach-Exploration*. Alger.

Fisher, L., 1973. Admissible discriminant analysis. *J. Am. Stat. Assoc.* 68, 603-607.

Lebart, L. Morineau, A. et Tobard, N., 1977. Techniques de la description statistique, méthodes et logiciels pour l'analyse des grands tableaux. *Dunod-Paris*. 360p.

Martin, W. et Pellisier-Combescur, J., 1982. Détermination automatique des électrofaciès. *Schlumberger*. Paris.

Serra, O., Delfiner, P. et Levert, J.C., 1985. Lithology determination from well-logs. Case Studies, in 26 Annual logging symposium transactions, paper ww: *Society of professional Well Log Analysts*, 19p. Houston.