

2/98

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'enseignement supérieure et de la Recherche Scientifique

Ecole National Polytechnique

Département Génie Minier

المدرسة الوطنية المتعددة التخصصات  
المكتبة — BIBLIOTHEQUE  
Ecole Nationale Polytechnique

## PROJET DE FIN D'ETUDE

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état  
en génie minier

### THEME

**APPLICATION DES METHODES  
STATISTIQUES POUR  
LA CLASSIFICATION DES DONNEES  
PETROLIFERES**

Propose par:

A.DJADOUN

Etudier par:

SABOUR ISMAIL

Diriger par:

A.DJADOUN

Promotion 1998

ENP 10, Avenue Hassen Badi, 16200 EL-HARRACH, ALGER

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'enseignement supérieure et de la Recherche Scientifique

Ecole National Polytechnique

Département Génie Minier

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات  
BIBLIOTHEQUE — المكتبة  
Ecole Nationale Polytechnique

## PROJET DE FIN D'ETUDE

En vue de l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état  
en génie minier

### THEME

# APPLICATION DES METHODES STATISTIQUES POUR LA CLASSIFICATION DES DONNEES PETROLIFERES

Propose par:

A.DJADOUN

Etudier par:

SABOUR ISMAIL

Diriger par:

A.DJADOUN

Promotion 1998

ENP 10, Avenue Hassen Badi, 16200 EL-HARRACH, ALGER

## Dédicaces

Je dédie cette thèse à :

- A ma très chère Mère;
- A mon Père;
- A mes Sœurs;
- A mes Frères;
- A tous ceux ou celles qui m'ont aidé.

*Ismail Sabour.*

## Remerciements

Il m'est un devoir agréable de rendre hommage et d'exprimer ma grande gratitude et mes sincères remerciements, à toutes les personnes qui d'une façon ou d'une autre, de pré ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.

Ma reconnaissance va tout d'abord à monsieur DJADOUN.A, qui m'a accordé sa confiance et m'a permis sous sa direction avisée et amicale de mener à bien ce travail .

Ma gratitude va enfin aux enseignants du département génie minier.

Je tiens à remercier les membres du jury pour avoir accepté de juger mon travail.

*" Pendant des siècles, et jusqu'à une époque toute récente, les sciences de la vie et de la nature ont boudé la mesure. Un bon expérimentateur doublé d'un bon observateur, pouvait s'y engager et, pour peu qu'il fut doué d'intuition, y réussir; les connaissances mathématiques étaient inutiles.*

*Aujourd'hui, au contraire, l'être vivant n'est que chiffre, le chercheur ne peut plus observer ou expérimenter sans se conformer à de savants « plannings » élaborés par des mathématiciens, le praticien ne peut plus ouvrir un livre ou une revue sans buter sur des « variances » ou des « écart - types », des « chi-carrées » ou des « probits » ; et, sans trop savoir s'il s'agit d'une mode ou d'une nécessité, il retrouve partout cette clef nouvelle : la méthode statistique.*

*Il s'agit là d'une véritable révolution dans le mode de pensée, qui a pris naissance au début de ce siècle, en Grande-Bretagne notamment avec les travaux de K.Pearson et R.A.Fisher, à propos de problèmes agronomiques ; qui s'est développée ensuite de façon extraordinaire en quelques décennies ; d'abord sur le plan géographique, envahissant les pays anglo-saxons, puis les autres avec un certain retard, et aussi sur le plan idéologique : de l'agronomie elle est passée aux autres domaines de la biologie, puis à la psychologie et à la médecine, sans parler de l'industrie ou de l'économie. La statistique est maintenant une discipline autonome, occupant des milliers de chercheurs, faisant chaque année l'objet de centaines de publications, et consacrée par une série d'enseignement officiels. "*

# SOMMAIRE



INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE I: GENERALITES.....	2
I.1 Introduction.....	3
I.2 Histoire succinct du champ.....	5
I.3 Genèse des hydrocarbures.....	5
I.4 Accumulation des hydrocarbures.....	6
I.5 Description des réservoirs.....	6
I.6 Rappel sur la description des grès de Hassi Messaoud.....	8
I.7 Caractéristiques des données.....	8
I.8 Analyse des données pétrographiques.....	11
CHAPITRE II: LES STATISTIQUES DE BASE.....	12
II.1 Introduction.....	13
II.2 Analyse des données.....	14
II.3 Etude de la distribution.....	17
II.3.1 Représentation.....	17
II.3.2 Distribution des variables.....	17
II.3.3 Les tests.....	27
II.3.4 Conclusion.....	30
CHAPITRE III:.....	31
III.1 L'estimation du " Cut Off ".....	32
III.2 Les erreurs.....	32
III.3 Le " Cut Off ".....	32
III.4 Caractéristiques des drains.....	33
CHAPITRE IV: LA RELATION PERMEABILITE – POROSITE.....	38
CHAPITRE V.....	56
V.1 Structure des réservoirs.....	57
V.2 Cartographie des paramètres.....	67
V.2.1 La perméabilité.....	67
V.2.2 La porosité.....	75
V.3 La régression.....	83
CHAPITRE VI: LES STATISTIQUES DESCRIPTIVES.....	85
CONCLUSION GENERALE.....	97
BIBLIOGRAPHIE.....	99
ANNEXES.....	100

## INTRODUCTION



L'exploitation rationnelle d'un gisement n'est possible que dans le cas de la connaissance complète et authentique des particularités de la répartition des propriétés pétrophysiques (porosité, perméabilité, ... etc.).

Le but de ce travail est l'utilisation des méthodes statistiques afin d'analyser et de classer nos données pour une meilleure interprétation.

L'étude complète de ces particularités est une tâche très complexe. On n'envisagera ci-dessous que certaines particularités de la répartition des paramètres essentiels mentionnés, leurs évolutions et leurs corrélations.

L'utilisation des relations statistiques peut nous renseigner sur les caractéristiques des réservoirs.

Le réservoir de Hassi - Messaoud est subdivisé en lithozones ( $R_1$ ,  $R_a$ ,  $R_2$  et  $R_3$ ).

Nous disposons de données de puits qui proviennent du gisement de Hassi - Messaoud (129 puits) réparties de manière quelconque.

Le but qui a motivé ce choix est l'hétérogénéité du gisement et l'hétérogénéité de la répartition des données.

L'analyse et l'isolement des facteurs qui commandent l'évolution du phénomène étudié au cours du temps est souvent possible, il ne peut être question dans ce travail d'aborder l'ensemble de ces paramètres qui appartient d'avantage au domaine de la géologie.

Cette étude va porter sur l'établissement du « Cut off », la répartition de la perméabilité et la porosité, ainsi que l'utilisation de la loi de régression.

# **CHAPITRE I - GENERALITES**

## **I-1 Introduction**

Dans le cas d'un nombre important de données, il est indispensable de procéder à une évaluation détaillée de ces dernières.

Cette évaluation tient compte à la fois de la nature des données et des méthodes d'études utilisées (statistiques de bases et descriptives).

Les données d'exemple portent sur les puits hors zone nord et sud du gisement de Hassi - Messaoud.

Le champ est situé dans la partie centrale du Sahara, en bordure du grand Erg oriental, et s'étend sur 55×45 km, ( entre les coordonnées lambert Sud - Algérie: 790.000 a 840.000 Est et 110.000 à 150.000 Nord ). (cf.fig.1)

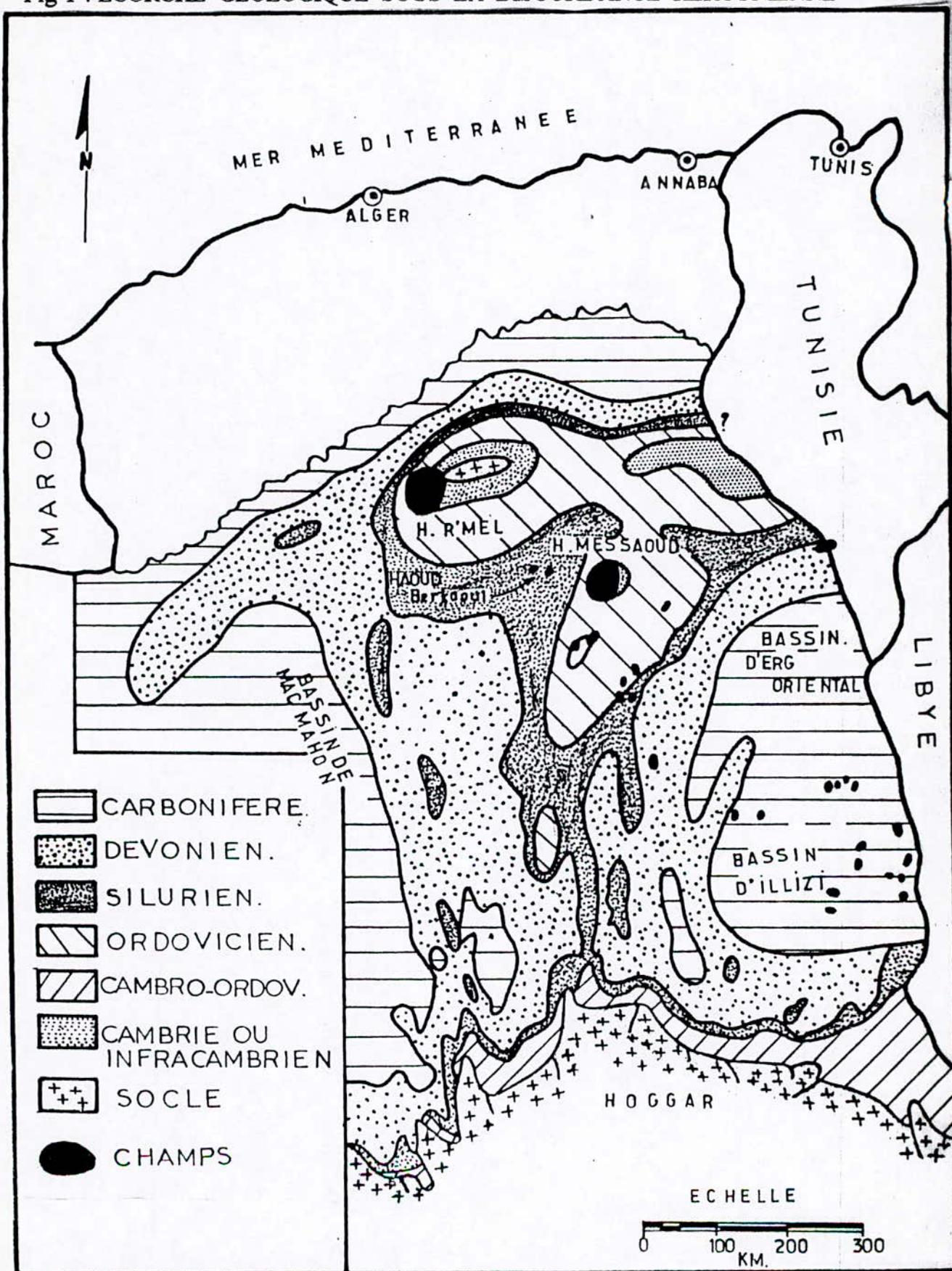
Le gisement de Hassi - Messaoud a été découvert en 1956 à la suite du forage du puits MD I.

Il est le plus grand gisement d'Algérie et se classe parmi les plus grands champs pétrolifères du monde.

La pression a évolué différemment à travers le champ ce qui a permis d'identifier plusieurs zones de production.

Cette partie de l'étude est un rappel sommaire sur le cadre géologique général du gisement ainsi qu'au contexte général des données et ceci pour la compréhension de certains phénomènes locaux.

Fig 1 : ECORCHE GEOLOGIQUE SOUS LA DISCORDANCE HERCYNienne



In DJADOUN.A (1979)

## **I-2 Histoire succinct du champ**

La structure du champ se présente comme un vaste dôme anticlinal, aplati, allongé N.E.-S.O, à faible pendage.

La structuration s'est faite par l'intermédiaire du jeu relatif des failles « verticales et de décrochements », le gisement est disloqué par des failles d'orientation N.E.-S.O, il y a aussi des failles qui coupent le champ suivant une orientation N.O.-S.E.

L'évolution structural est le résultat des phases tectoniques qui ont affecté la structure du champ. Ils sont successivement :

- ◆ la phase Intra-Ordovicienne.
- ◆ La phase Hercynienne. ( fin carbonifère )
- ◆ la phase Autrichienne. ( crétacé inférieur )
- ◆ la phase Atlasique. ( tertiaire )

## **I-3 Genèse des hydrocarbures**

L'histoire de la genèse des hydrocarbures de Hassi - Messaoud est encore discutable. Comme mentionnée dans l'étude de MC Cord (1971); il y a deux sources possibles :

- ◆ les banc de l'Ordovicien ( Argiles D'EL GASSI )
- ◆ les argiles du Silurien

### **a) Les Argiles d'EL GASSI**

Ces argiles noires, marines et organogènes pourraient avoir apporté la plus grande contribution à l'accumulation des réserves de Hassi - Messaoud, cette formation est présente dans tous les puits.

### **b) Les Argiles du Silurien**

ODEH (1975) indique qu'une formation Silurienne existe à 20 km à l'Ouest, ces mêmes sédiments apparaissent à 100 km à l'Est du champ.

Il est donc probable que ces hydrocarbures aient subi une plus courte migration au sein de la structure, ces deux formations ( argiles d'EL GASSI, argiles Silurien) peuvent dans une alternative se combiner pour être les roches mères uniques des hydrocarbures de Hassi - Messaoud.

#### **I-4 Accumulation des hydrocarbures**

L'histoire de l'accumulation des hydrocarbures, s'est développée comme suit :

\* dépôt des roches-magasins du Cambro-Ordovicien pendant une période d'instabilité du socle Précambrien avec quelques arrêts de sédimentations, des cycles d'érosions, et la formation d'une discordance infra-Cambrienne, ces roches magasins se présentent comme des sédiments fluviaux gréseux mal classés, correspondant à une accumulation dans une plaine d'inondation très étendue.

\* suite aux dépôts du Mésozoïque, la migration des hydrocarbures débute tôt au Jurassique inférieur et se poursuit durant le Crétacé inférieur, une légère activité tectonique au cours de cette période a transformé la structure déjà existante en piège.

\* le piégeage des hydrocarbures a eu lieu au Crétacé inférieur.

\* les roches couvertures, les roches argilo - salifères du Trias assurent une bonne couverture pour le réservoir cambrien, leur dépôt a eu lieu pendant une phase de repos du socle précambrien.

#### **I-5 Description du réservoir**

D'après la figure 2 on voit que les forages du champ de HASSI - MESSAOUD traversent plusieurs formations géologiques, et que le réservoir quant à lui est d'âge cambro-ordovicien.

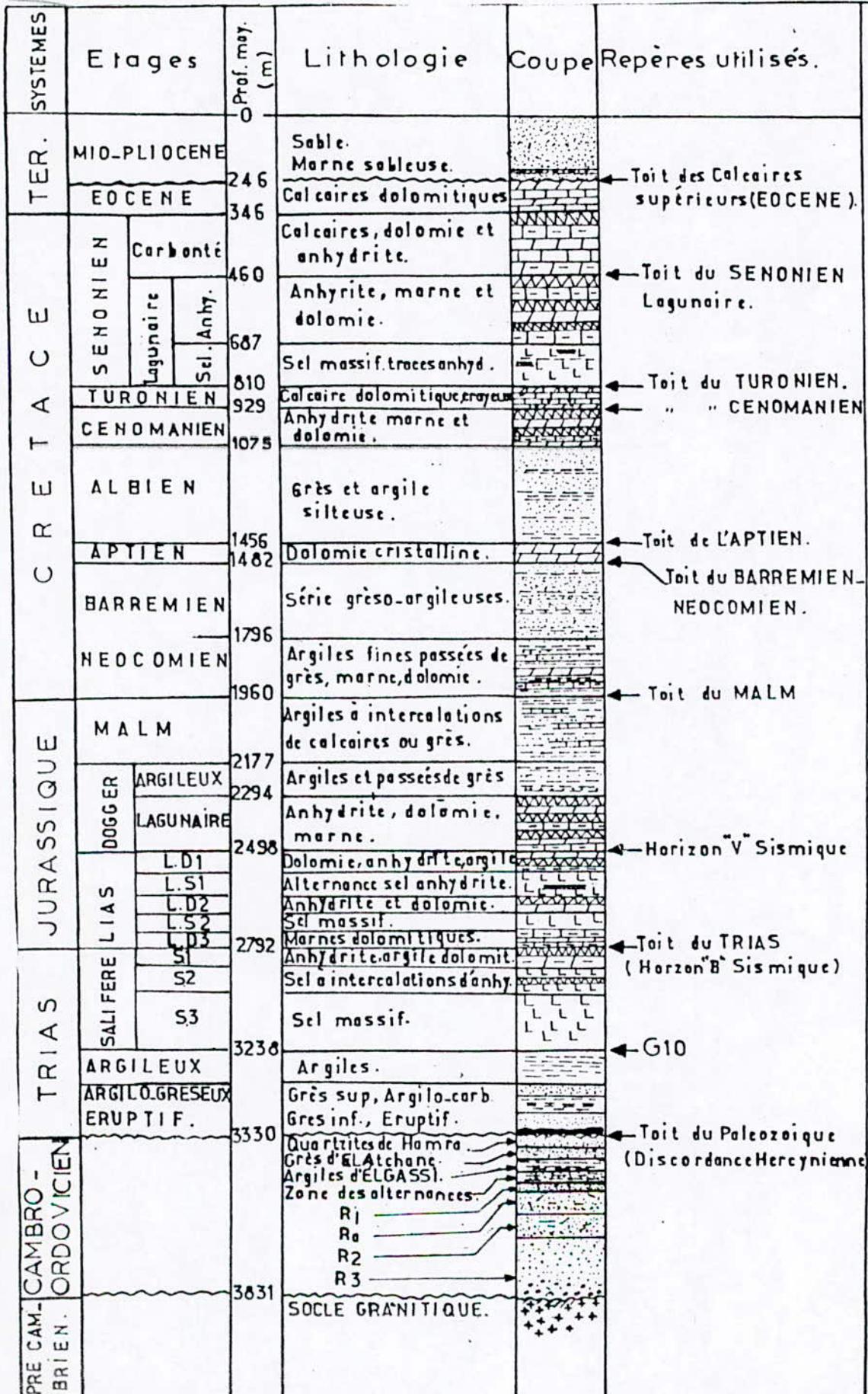
Le réservoir est subdivisé lui aussi en plusieurs drains.

##### **a)- Les diverses subdivisions dans le réservoir**

Les grès cambriens de HASSI-MESSAOUD ont été subdivisés du point de vue de la lithologie et de la qualité de réservoir en zones, Ri, Ra, R2, R3.

Ces zones ont été subdivisées par la diagraphie en tranches définies par des repères et en caractères pétrophysiques et sédimentologiques.

Fig 2 : Coupe Stratigraphique Synthétique de Hassi - Messaoud



ECHELLE: 1/20,000

En général ces différentes subdivisions coïncident entre elles " fig. 3 " .

**b) le modèle de subdivision utilisé :**

Nous avons adopté le découpage SN. REPAL qui consiste en la subdivision en drains fig.3 , lui même utilisé par les services de la SONATRACH.

**I-6 Rappel sur la description des Grès de Hassi - Messaoud**  
(voir fig.4)

Le réservoir du gisement de Hassi - Messaoud est de nature gréseux. Il est composé des lithozones suivantes :

**- le réservoir isométrique (Ri)**

Il est représenté par le D5, formé par les grès isométriques à passées silteuses, et à tigillites abondantes.

**- Le réservoir anisométrique (Ra)**

Composé de grès anisométriques : grès-quartzites et quartzites grès à passées silteuses sont les plus répandus. on trouve 5 drains du haut vers le bas : D4, D3, D2, ID et D1

**- Le R2 \***

Il est caractérisé par les Grès quartzites de tailles moyennes à grossiers à ciment argileux.

**- Le R3 \*\***

Il est représenté par des grès arkosiques à éléments feldspathiques à ciment argileux.

**I-7 Caractéristiques des données**

Nous disposons de 129 puits répartis d'une façon anisométrique dans le temps et dans l'espace, choisie d'une population de 294 puits.

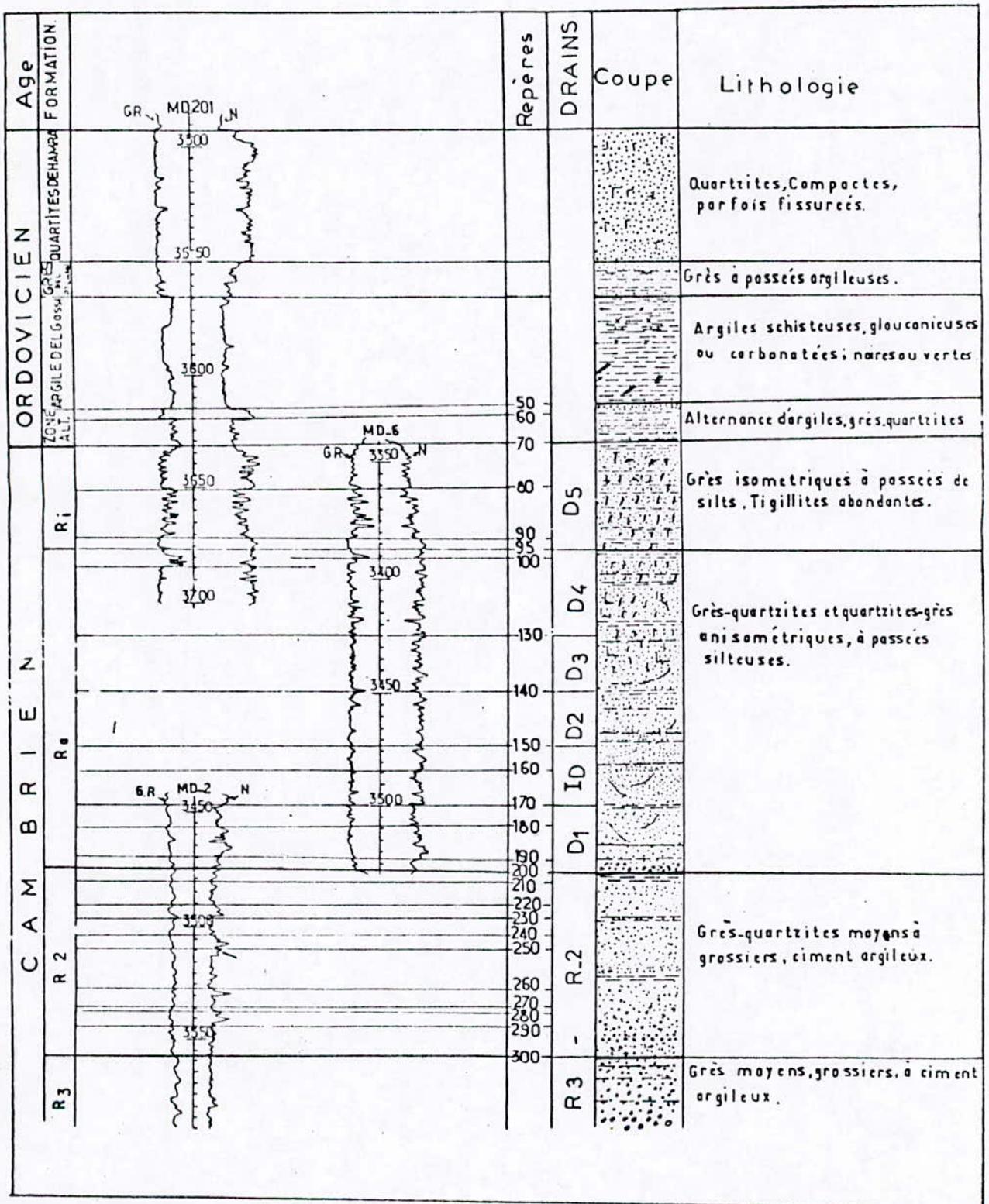
Le choix de la population des puits à étudier a été fait dans le seul but de cerner l'hétérogénéité

\* présente les caractéristiques d'un réservoir partiellement.

\*\* ne présente pas les caractéristiques d'un réservoir



Fig 4: Coupe Synthétique du Cambro - Ordovicien de Hassi - Messaoud



(In DJADOUNI, A, 1979)

## **I-8 Analyse des données pétrophysiques**

### **a)- Analyse des données**

Les données relatives à chaque puits sont les dossiers de fin de sondages, des mesures physiques, des fiches carottes et des logs d'avancement ainsi que quelque dossier de tests d'essai potentiel et de fermetures annuelles.

### **b) Données pétrophysiques**

Les mesures de porosité et de perméabilité sont faites chaque 25 cm en moyenne. Les échantillons ont 25 mm de longueur et 22 mm de largeur.

### **c) Préparation des échantillons**

Les échantillons sont prélevés à l'eau douce, lavés au soxhlet à l'aide d'un solvant aromatique pour extraire les hydrocarbures, puis séchés dans une étuve à une température de 100 °c.

### **d) Procédures de mesures pour:**

**La perméabilité :** elle est déterminée à l'aide d'un perméabimètre de type corelab à charge constante.

La perméabilité est donnée par une équation qui dérive de la loi de DARCY appliquée aux gaz (Pour plus de détail : voir annexe 1 ).

**La porosité :** dont le volume solide est déterminé à l'aide d'un porosimètre à hélium basé sur la loi de BOYLE-MARIOTTE.

Le volume total est mesuré à l'aide d'une pompe volumétrique à mercure.

**CHAPITRE II**  
**LES STATISTIQUES DE BASE**

## **II-1 Introduction**

La compréhension d'une étude statistique dépend en grande partie de l'analyse statistique effectuée.

Ces méthodes statistiques s'appliquent en générale dans de nombreux domaines où l'on doit traiter des données sous formes de variables quantitatives et qualitatives mesurant des phénomènes naturels.

La démarche statistique consiste à traiter les informations et à mettre en évidence les caractéristiques de l'observation a étudier.

La synthèse de ces données se fait sous forme de tableaux, de graphes et de résumés analytiques.

En général, il est indispensable de traiter une série d'observations par les statistiques de base tels que la moyenne arithmétique, la moyenne géométrique et/ou l'écart - type.

Ces indicateurs permettront le passage de l'analyse d'un échantillon à une population.

Le but principal recherché dans cette partie est d'étudier la nature des données, (échantillons = puits) selon les variables existantes

## II-2 ANALYSE DES DONNEES

### II-2-1 La profondeur des puits

Le tableau n°1 montre que le réservoir est situé entre les côtes -3330 m et -3831 m (côtes électriques). Il est partiellement traversé par les puits (cf. fig.4). Une partie des puits traverse la partie supérieure du réservoir alors que l'autre partie des puits traverse la partie inférieure .

Le réservoir est percé à -3260.5m pour le puits MD247, à -3908.55m pour le puits MD27.

De même les profondeurs des puits forés varient de 40m pour le puits OML35 à 367.05m pour le puits MD27.

### II-2-2 La perméabilité et la porosité

Les valeurs de la perméabilité et la porosité sont comprises entre 0.1 et 66.8 % pour la porosité; 0,01 et 1800 mD pour la perméabilité.

La moyenne géométrique a été utilisée pour la détermination de la perméabilité et ceci pour diminuer l'effet des grandes valeurs qu'on a observé tout au long des puits.

Le tableau n°2, montre que la moyenne géométrique de la perméabilité des puits varie de **0,01mD** (puits OMJ53; OMK55; OMM702; MD341; MD418; OMM71) à **10,24mD** ( puits OML43 ).

L'écart - type trop élevée (cf. tableau n°:2), montre l'existence de valeurs extrêmes pour chaque puits, ce qui indique qu'il y a une grande dispersion autour de la moyenne (ce qui confirme l'hétérogénéité a l'observation).

Pour le deuxième paramètre qui est la porosité on constate que la moyenne arithmétique calculée pour les puits varie de **2,86 %** (puits OMM72 ) à **29,97%** ( puits MD34 ), ces moyennes sont constatées aussi à l'échelle des puits du fait que leurs écart-types sont très faibles, ce qui indique que la dissipation des valeur de la porosité est très faibles par rapport à leur moyennes.

Le coefficient de corrélation est compris entre **-0,05 et 0,99....**

puits	profondeur (m)			puits	profondeur (m)		
	deb-fo	fin-for	haut-f		deb-fo	fin-for	haut-f
MD9	3317	3426.01	109.01	omg33	3455.75	3582.52	126.77
MD110	3346	3434.51	88.51	omh31	3376.25	3468.76	92.51
MD12	3337.4	3449.51	112.11	omj223	3395.25	3523.02	127.77
MD124	3316	3467	151	omj24	3411	3492.01	81.01
MD128	3287.5	3399.51	112.01	omj401	3322.25	3456.27	134.02
MD131	3311.5	3446.77	135.27	omj41	3367.25	3476.01	108.76
MD135	3324.75	3424.76	100.01	omj51	3294.5	3437.77	143.27
MD137	3260.5	3379.76	119.26	omj53	3366	3558.02	192.02
MD150	3325	3464.02	139.02	omj422	3333.25	3468.02	134.77
MD165	3370.5	3579.78	209.28	omk152	3375	3461.51	86.51
MD169	3329	3448.76	119.76	omk16	3368.25	3436.51	68.26
MD201	3492	3838	346	omk25	3350.25	3413.26	63.01
MD21	3403.4	3637.03	233.63	omk27	3357.25	3470.51	113.26
MD226	3298.25	3631.54	333.29	omk31	3301	3441	140
MD246	3442	3531	89	omk35	3339.5	3397.51	58.01
MD247	3391	3571	180	omk55	3324.25	3397.01	72.76
MD248	3395	3509.01	114.01	omk57	3366.5	3504.2	137.7
MD25	3276.5	3404.02	127.52	omk62	3309.25	3363.01	53.76
MD27	3541.5	3908.55	367.05	omk64	3331	3400.01	69.01
MD272	3385	3464.01	79.01	omk71	3317	3384.01	67.01
MD28	3471	3741.03	270.03	oml13	3321	3411	90
MD284	3349	3522.77	173.77	oml31	3330	3419.01	89.01
MD286	3375.5	3472.76	97.26	oml34	3330.25	3360	29.75
MD29	3291.5	3449.52	158.02	oml35	3324	3364	40
MD31	3307	3420.01	113.01	oml422	3336.25	3385.51	49.26
MD330	3385.25	3480.76	95.51	oml43	3330.25	3396.01	65.76
MD331	3445	3778.54	333.54	oml532	3329.25	3398.01	68.76
MD334	3433.5	3568.52	135.02	oml 57	3363.5	3489.99	126.49
MD337	3446	3533.51	87.51	omm702	3385	3485.51	100.51
MD34	3282.5	3420.52	138.02	omm71	3308.5	3447.77	139.27
MD341	3384.25	3579.02	194.77	omm72	3419.75	3486.76	67.01
MD348	3411.75	3486.01	74.26	omm80	3357	3489.02	132.02
MD350	3431.25	3553.02	121.77	omm81	3297.75	3412.51	114.76
MD36	3376.5	3503.52	127.02	omm812	3312.75	3465.02	152.27
MD372	3476.25	3528.01	51.76	omm823	3294.5	3453.02	158.52
MD38	3383.5	3474.51	91.01	omn12	3290.75	3450.02	159.27
MD405	3289.25	3375.01	85.76	omn13	3360	3470.01	110.01
MD418	3384.75	3500.26	115.51	omn17	3317.75	3537.03	219.28
MD430	3383.5	3485.01	101.51	omn261	3344.25	3434.25	90
MD433	3383.25	3471.26	88.01	omn44	3311	3434.52	123.52
MD436	3344	3588.03	244.03	omn84	3304.25	3431.5	127.25
MD54	3316	3465.52	149.52				
MD55	3343	3529.02	186.02				
MD72	3313	3346.75	33.75				

TABLEAU N°:1 CARACTERISTIQUE DE LA PROFONDEUR DES PUIITS

tableau n° 2 caractéristiques de la perméabilité et porosité des puits

puits	perméabilité		porosité		relation		perméabilité		porosité		relation	
	m-geo	e-type	m-art	e-type	c-coref	puits	m-geo	e-type	m-art	e-type	c-coref	
omg33	0.48	91.38	6.79	3.67	0.03	MD9	5.31	115.67	7.18	2.76	0.43	
omh31	0.79	14.7	5	2.58	0.16	MD110	1.57	181.94	5.83	3.49	0	
omj223	0.29	30.84	4.13	3.07	0.18	MD12	0.54	7.71	6.26	3.05	0.1	
omj24	1.17	34.32	6.89	2.5	0.015	MD124	0.48	30.98	6.64	4.1	0.04	
omj401	3.89	397.6	8.6	2.62	0.03	MD128	1.96	28.34	7.05	5.67	0.05	
omj41	0.76	46.16	6.13	2.63	0.03	MD131	0.67	53.4	5.91	3.87	0.07	
omj51	0.1	53.8	5.68	3.014	0	MD135	0.4	11.16	4.65	3.78	0.17	
omj53	0.01	15.96	6.39	3.55	0	MD137	.....	124.71	9.52	3.55	-0.03	
omj422	1.3	132.76	7.06	2.5	0	MD150	0.76	16.26	.....	.....	0	
omk152	2.57	36.31	7	3.08	-0.046	MD165	0.74	79.43	4.6	2.56	0.14	
omk16	5.24	43.54	9.16	2.71	0.07	MD169	0.41	12.03	7.13	3.54	0.022	
omk25	2.67	798.3	6.51	2.42	-0.05	MD201	.....	69.86	7.2	6.07	0.1	
omk27	0.01	11.08	6.37	3.81	0.05	MD21	0.2	31.72	6.57	3.74	-0.012	
omk31	0.087	2.89	9.65	3.47	-0.01	MD226	1.8	45.13	7.02	3.08	0.39	
omk35	0.71	59.61	8.83	3.4	-0.125	MD246	0.3	232.19	5.11	2.68	0.35	
omk55	0.01	18.24	5.7	3.1	-0.11	MD247	2.13	1104.17	6.76	2.6	-0.018	
omk57	0.22	32.17	8.34	4.66	-0.052	MD248	0.05	49.74	3.93	2.76	0.23	
omk62	2.67	285.3	10.32	4.08	-0.1	MD25	5.06	32.12	9.58	3.34	0.12	
omk64	2.99	83.42	9.43	2.43	0.07	MD27	1.8	293.69	6.28	3.32	0.12	
omk71	1.07	49.93	10.91	2.075	0.054	MD272	1.6	190.25	8.01	2.77	0.079	
omi13	0.01	4.34	7.83	3.95	0	MD28	2.32	91.53	8.41	2.92	0.31	
omi31	2.11	21.44	9.23	2.15	-0.05	MD284	0.41	14.28	6.59	2.87	0.14	
omi34	2.12	135.46	6.11	2.14	0	MD286	0.19	58.52	6.17	2.49	0.082	
omi35	0.91	52.7	9.52	2.97	0.14	MD29	0.6	25.18	4	2.25	-0.058	
omi422	3	47.73	10.26	1.94	0.09	MD31	0.24	4.32	4.9	2.87	0.042	
omi43	10.24	166.67	11.05	2	0.2	MD330	0.43	6.8	6.52	2.8	0.15	
omi532	1.77	47.73	5.72	2.24	0.12	MD331	3.36	41.28	7.14	2.81	0	
omi 57	.....	.....	.....	.....	.....	MD334	0.74	8.75	6.06	2.58	0.11	
omnn702	0.01	0.29	4.56	1.83	-0.01	MD337	0.86	38.68	6.37	2.54	0.28	
omnn71	0.01	11.032	3.3	1.79	0.14	MD34	0.23	372.62	29.97	350.23	0.99	
omnn72	0.1	0.99	2.86	0.63	0	MD341	0.01	11.72	5.29	3.02	0.4	
omnn80	0.26	27.88	6.73	1.77	0.058	MD348	1.51	68.8	8.87	2.21	-0.04	
omnn81	0.41	79.23	5.27	1.87	0.022	MD350	3.58	71.02	10.63	4.54	0.05	
omnn812	0.33	107.7	5.62	2.39	0.1	MD36	0.029	40.57	1.87	1.29	0.12	
omnn823	0.34	76.57	6.16	2.42	0.08	MD372	0.65	338.17	5.41	2.85	0.012	
omnn12	0.35	196.69	5.91	3.11	-0.01	MD38	0.65	12.57	5.65	2.3	0.16	
omnn13	0.06	37.68	5.09	2.018	0.07	MD405	5.88	160.57	9.23	3.13	0	
omnn17	0.62	26.59	6.23	3.19	0.033	MD418	0.01	241	4.49	2.33	0.016	
omnn261	0.31	27.08	5	2.95	0.18	MD430	0.24	572.35	5.31	2.28	-0.04	
omnn44	0.98	120.84	7.93	2.8	0.059	MD433	0.69	697.05	5.76	2.44	-0.05	
omnn84	3.35	358.17	7.65	3.84	-0.033	MD436	1	589.28	9.52	3.68	-0.03	

## **II-3 ETUDE DE LA DISTRIBUTION**

Elle passera naturellement par la construction des histogrammes qui détermine la nature de la distribution.

Le choix entre les différentes distributions de forme semblable doit s'effectuer en tenant compte du phénomène à étudier.

Un modèle est choisi pour sa commodité et sa faculté de représenter un phénomène.

L'histogramme qui est une manière de vérifier l'homogénéité d'une distribution spatiale est de distinguer les valeurs extrêmes ou suspectes se traduisant aussi par la détermination des paramètres statistiques principaux de distributions (skewness, kurtosis). (cf. annexe 2).

### **II-3-1 Représentation**

Afin de généraliser l'étude de la distribution sur tous les puits, il est indispensable d'étendre l'information pour faciliter le travail.

C'est dans ce sens là qu'on s'est basé sur les moyennes géométriques et arithmétiques calculées.

Le choix des puits a été fait de tel façon que le premier groupe recouvre l'ensemble des moyennes de la porosité ( OMG33; MD135; OMM72; MD12; MD128 ), qui ont des moyennes respectivement ( 6,79; 4,65; 2,86; 6,26; 7,05 )(%), alors que l'autre groupe va recouvrir celle de la perméabilité ( OMJ53; OMJ24; OMK16; MD331), avec des moyennes respectivement (0,01; 1,17; 5,24; 3,36)( mD).

### **II-3-2 Distribution des variables**

On remarque que les figures de distributions des données de puits sont les mêmes pour les mêmes paramètres et ceci est du fait que l'allure des courbes est la même.

fig 5 : histogramme de la porosité

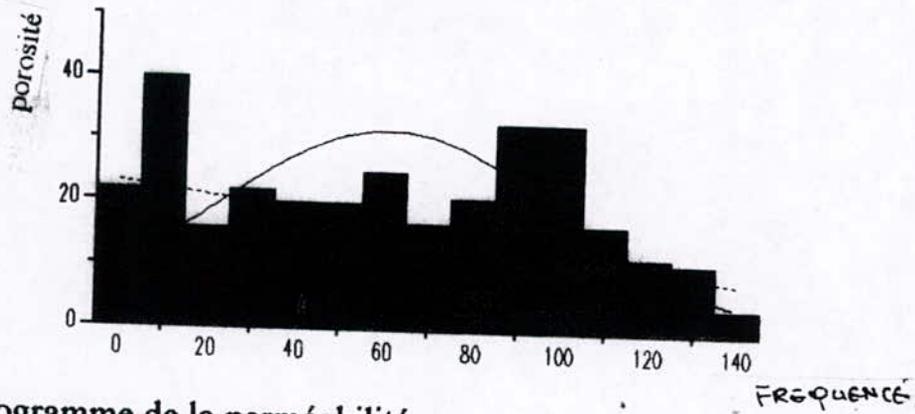


fig 6 : histogramme de la perméabilité

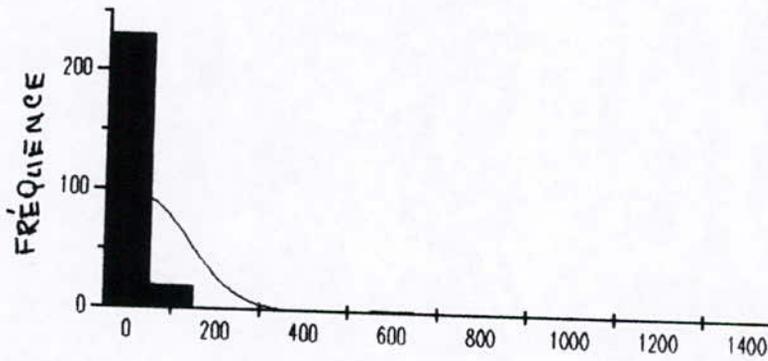


fig 7 : variation de la perméabilité avec la profondeur

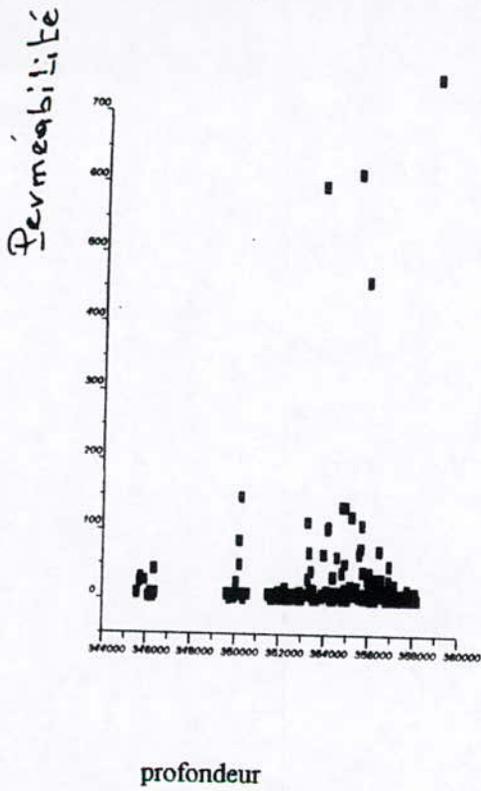


fig 8 : variation de la porosité avec la profondeur

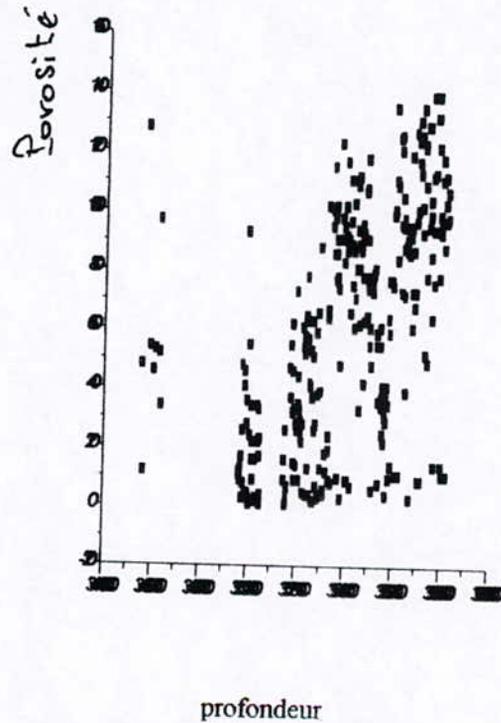


fig 9 : histogramme de la perméabilité

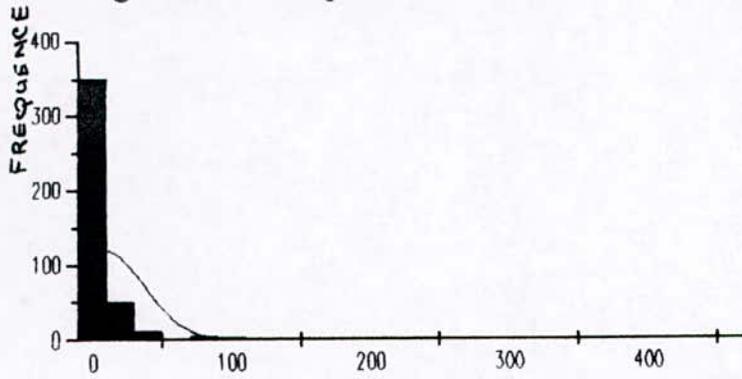


fig 10 : histogramme de la porosité

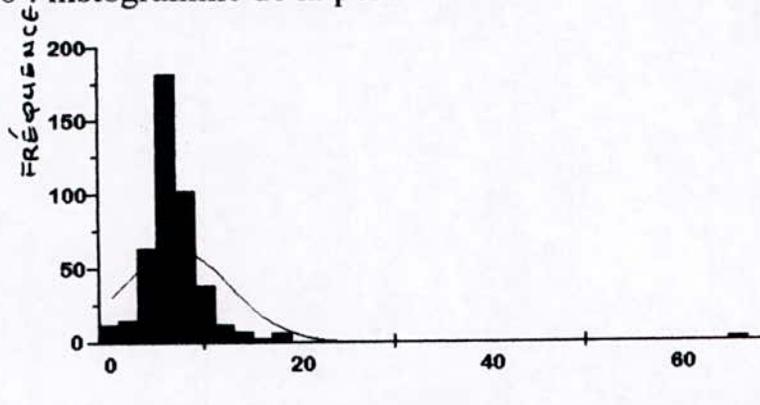
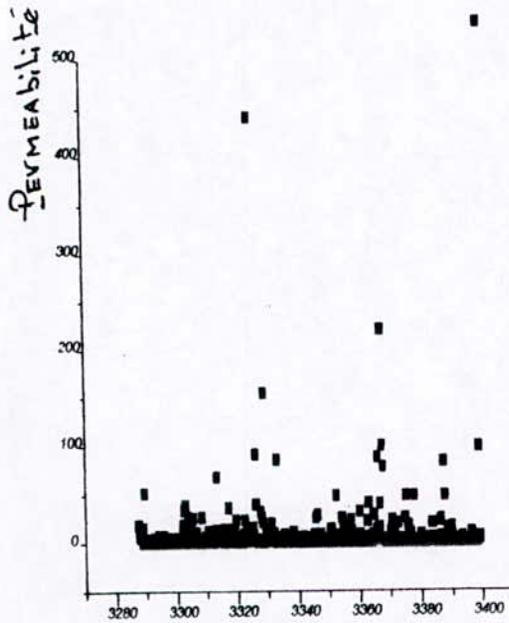
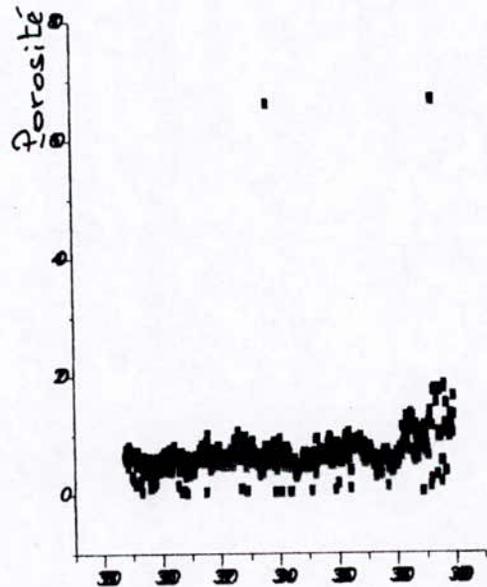


fig 11 : variation de la perméabilité avec la profondeur



profondeur

fig 12 : variation de la porosité avec profondeur



profondeur

puits MD 12

fig 13 : histogramme de la perméabilité

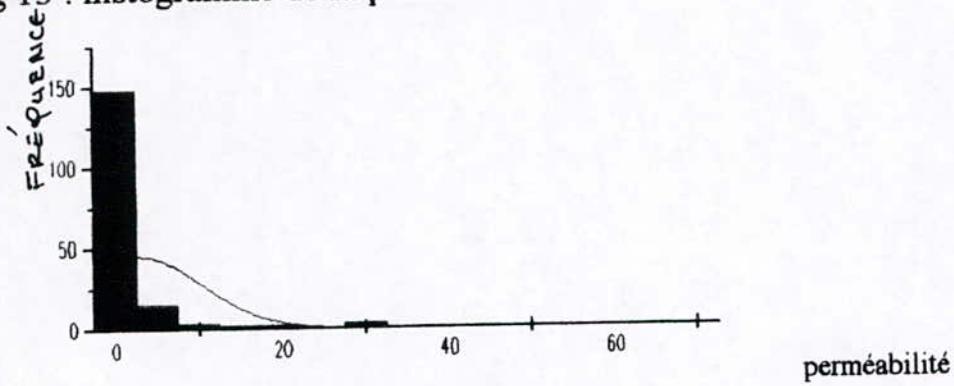


fig 14 : histogramme de la porosité

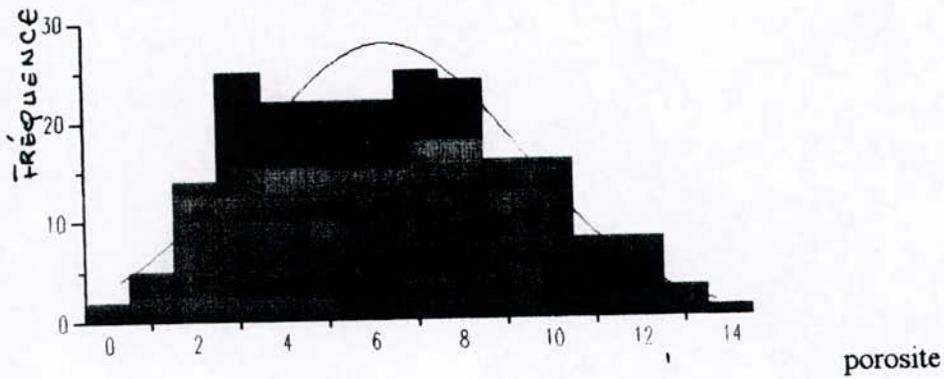
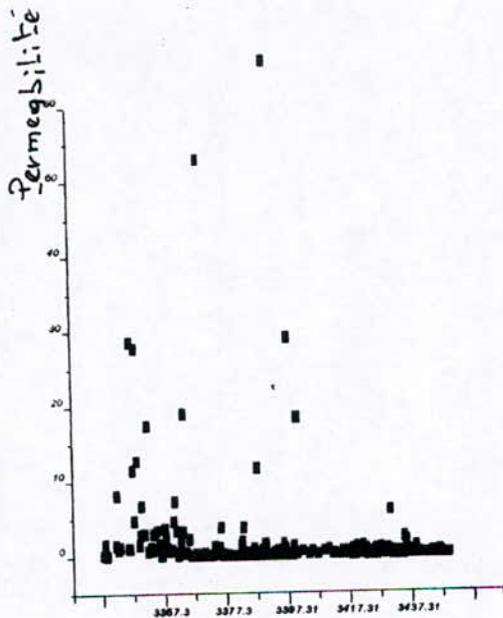
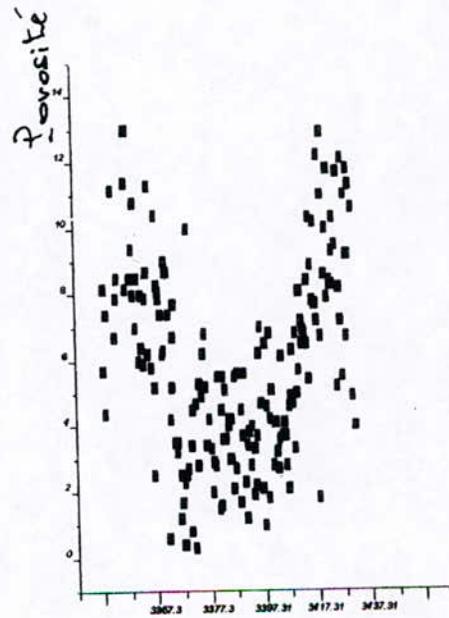


fig 15 :  
variation de la perméabilité  
avec la profondeur



profondeur

fig 16 :  
variation de la porosité  
avec la profondeur



profondeur

puits MD 135

fig 17 : histogramme de la perméabilité

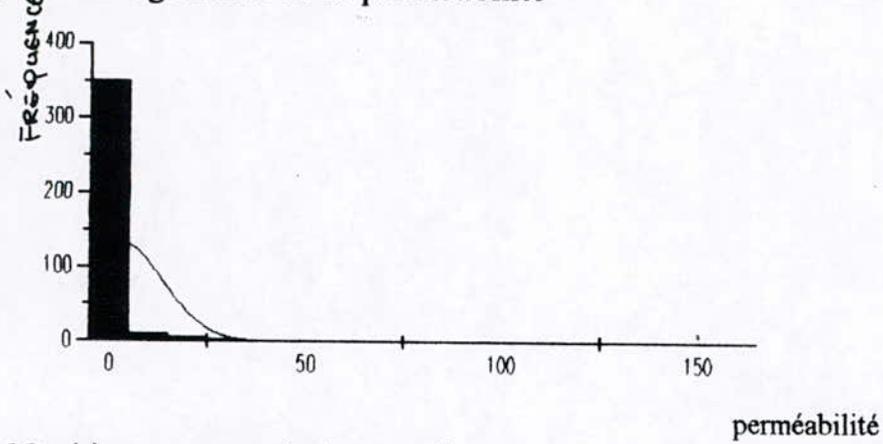


fig 18 : histogramme de la porosité

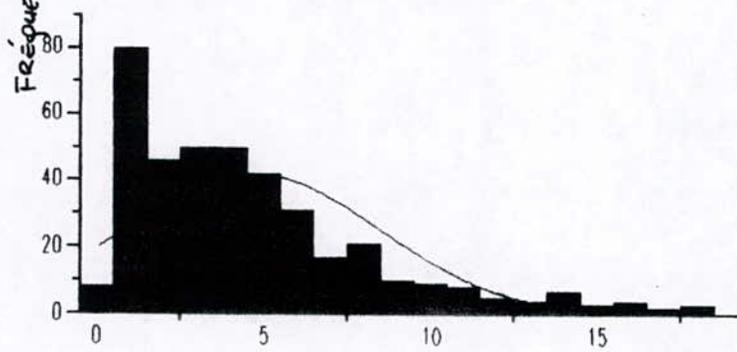


fig 19 : variation de la perméabilité avec la profondeur

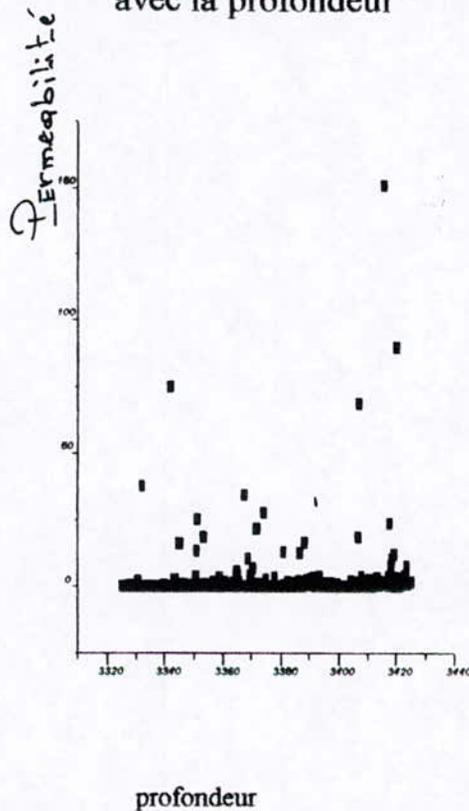


fig 20 : variation de la porosité avec la profondeur

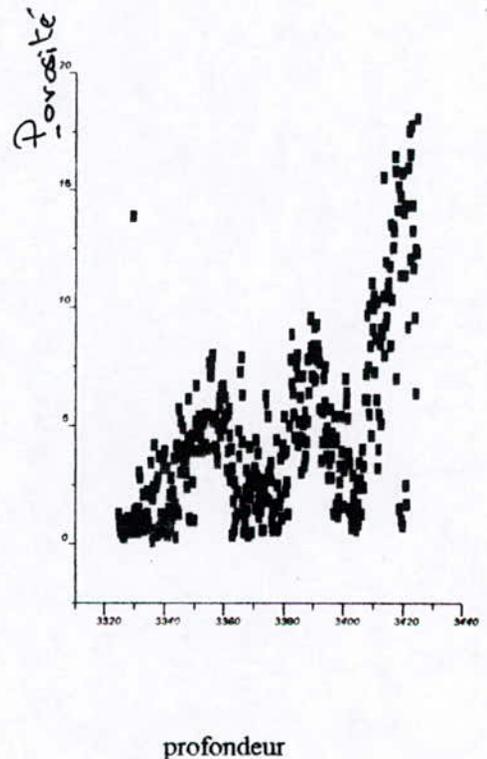


fig 21 : histogramme de la perméabilité

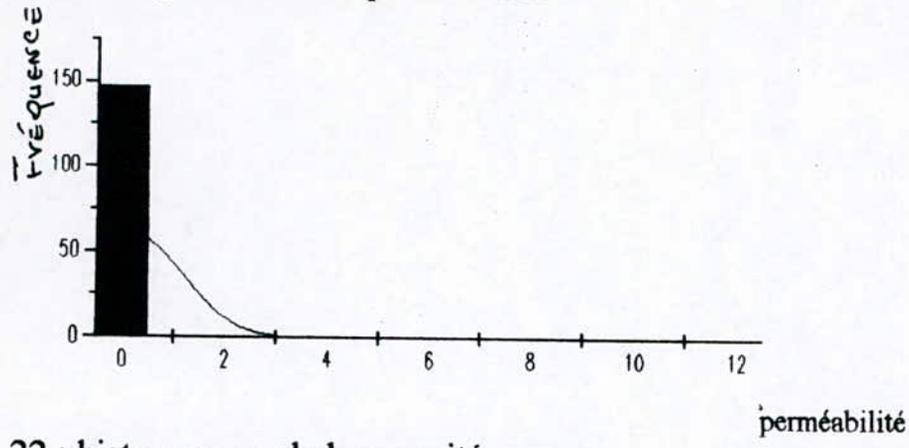


fig 22 : histogramme de la porosité

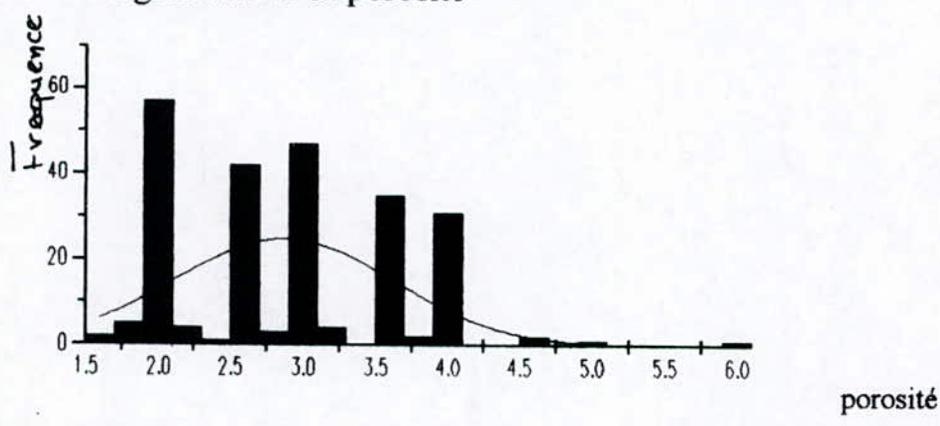


fig 23 : variation de la perméabilité avec la profondeur

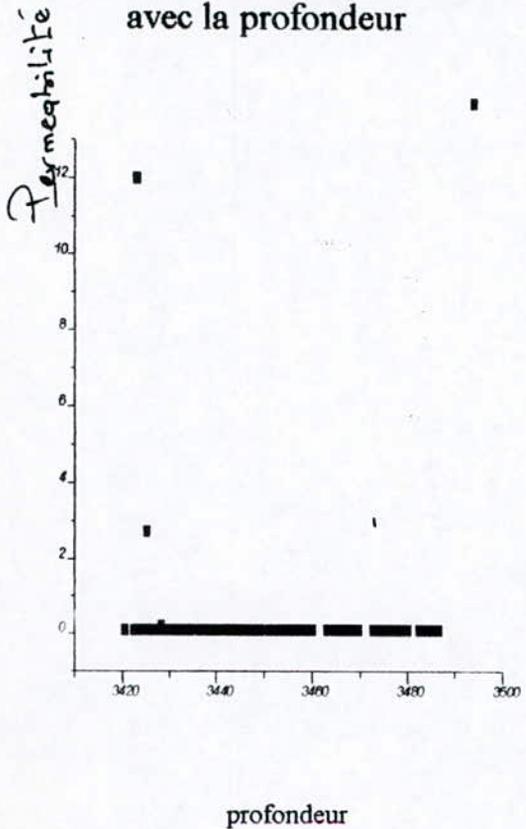
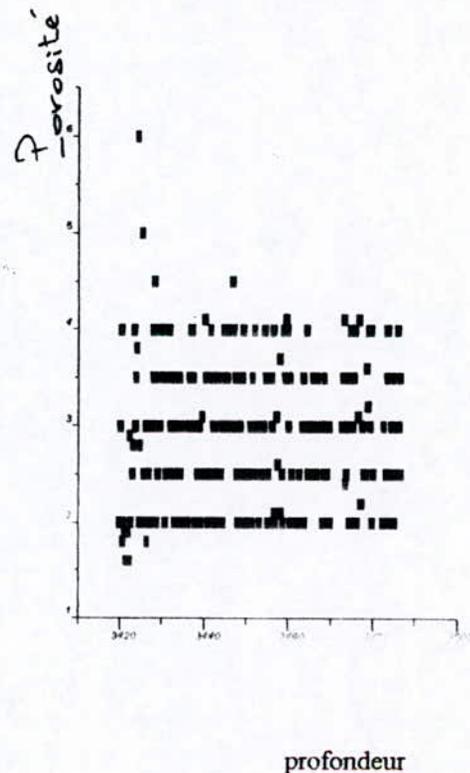
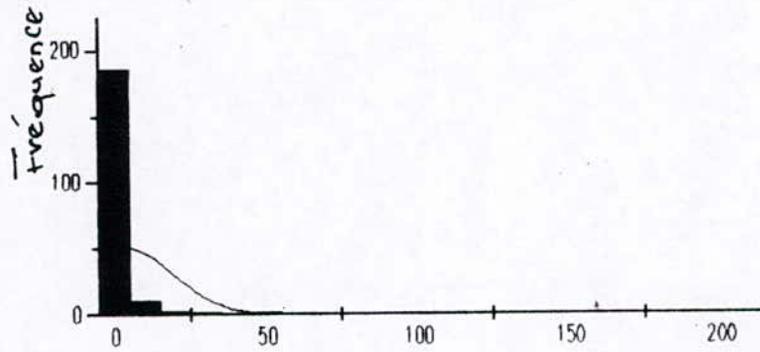


fig 24 : variation de la porosité avec la profondeur



puits OMJ 53

fig 25 : histogramme de la perméabilité



perméabilité  
fig 26 : histogramme de la porosité

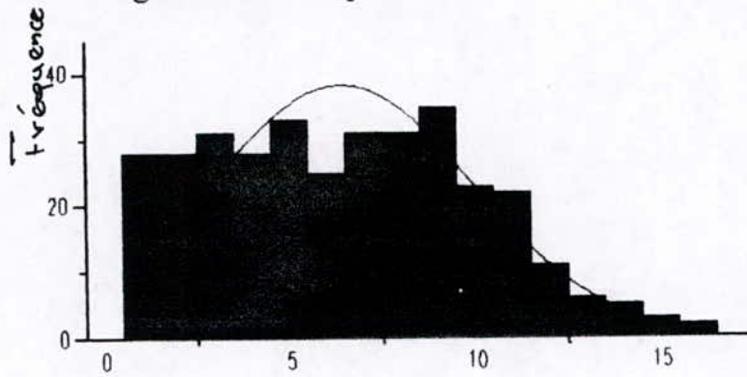
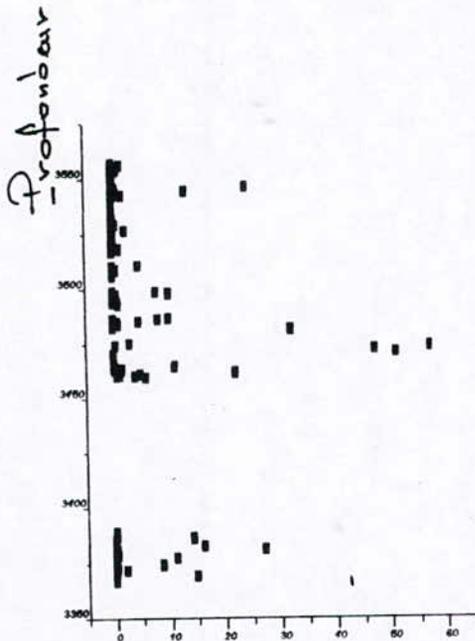
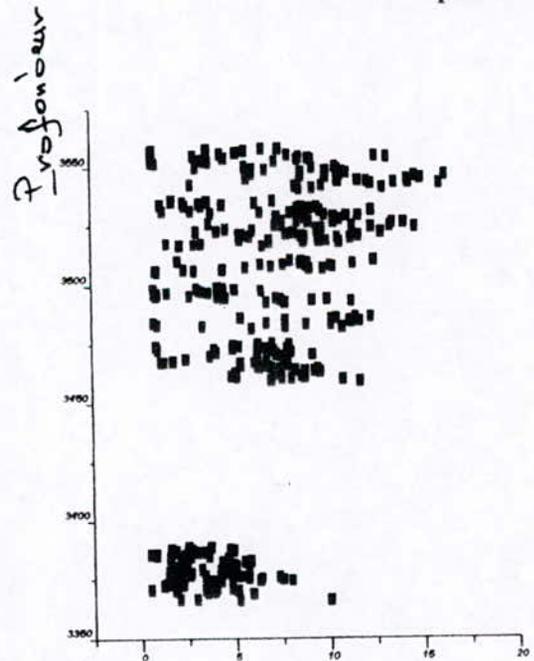


fig 27 : variation de la  
avec la profondeur



perméabilité

porosité  
fig 28 : variation de la porosité  
avec la profondeur



porosité

fig 29 : histogramme de la perméabilité

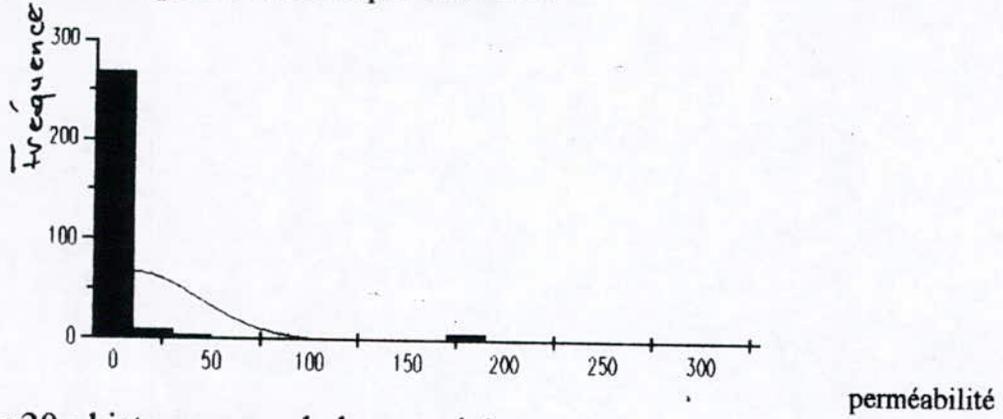


fig 30 : histogramme de la porosité

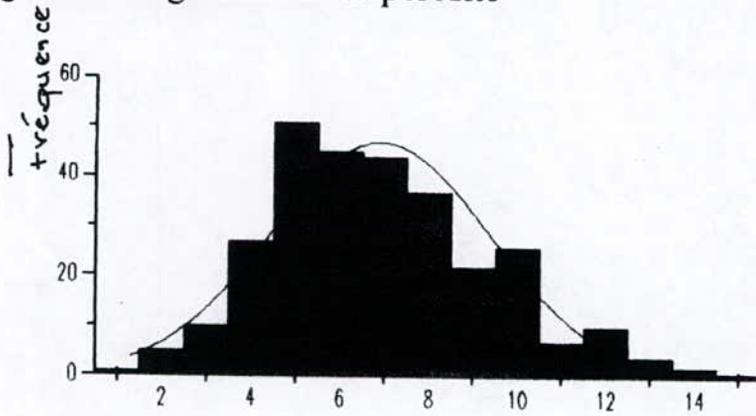


fig 31 : variation de la perméabilité avec la profondeur

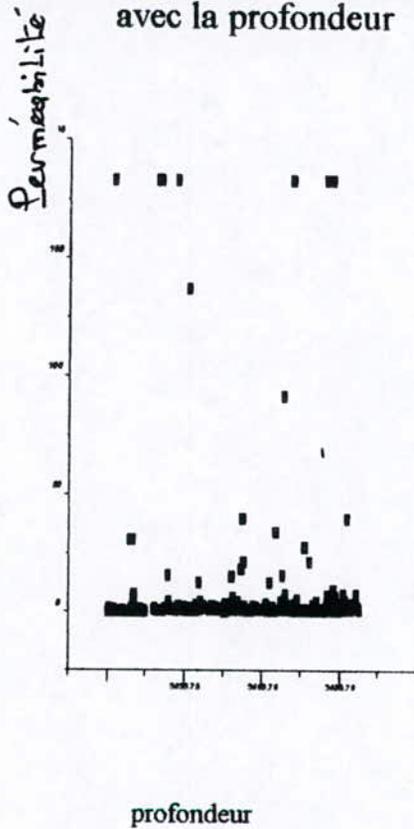
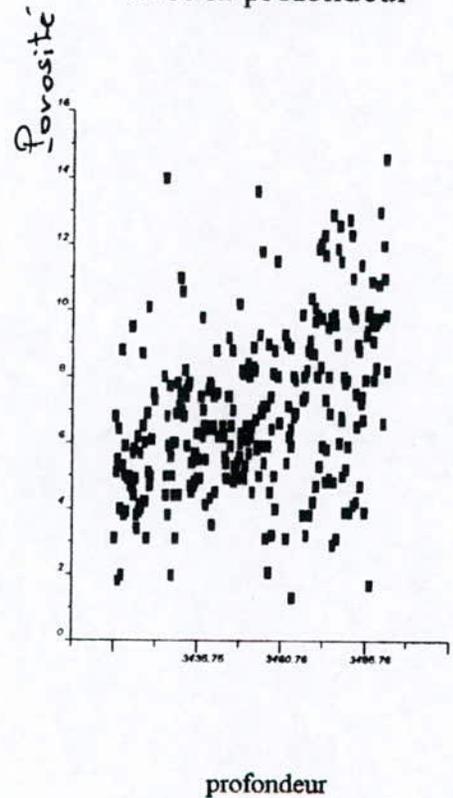


fig 32 : variation de la porosité avec la profondeur



puits OMK 16

fig 33 : histogramme de la perméabilité

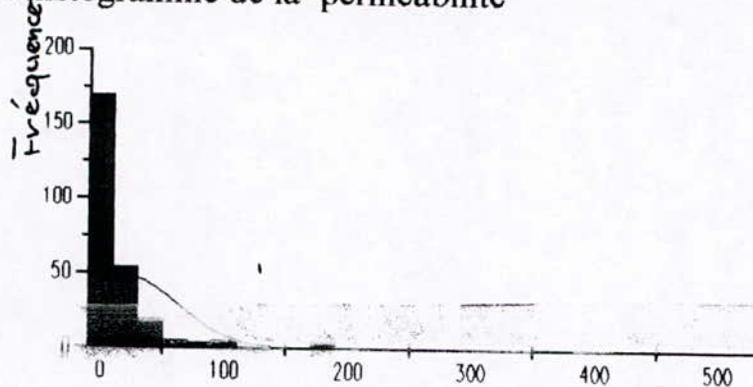


fig 34 : histogramme de la porosité

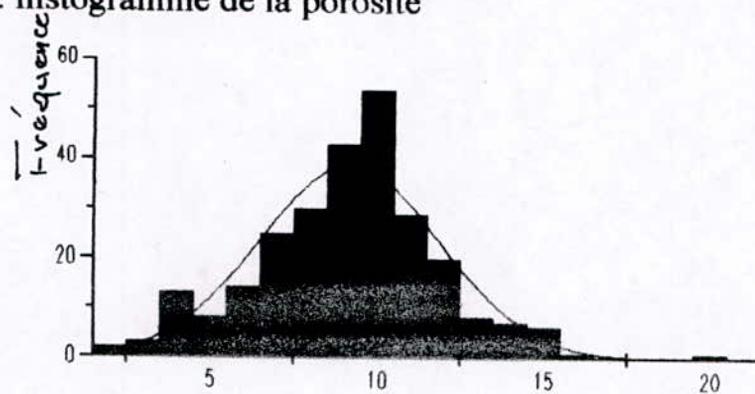
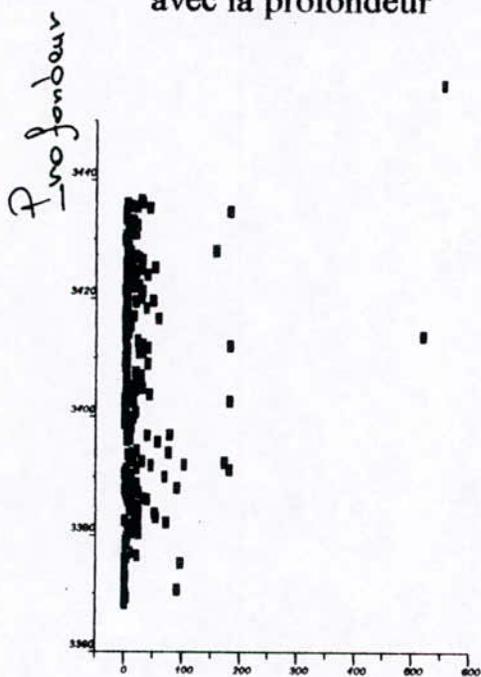
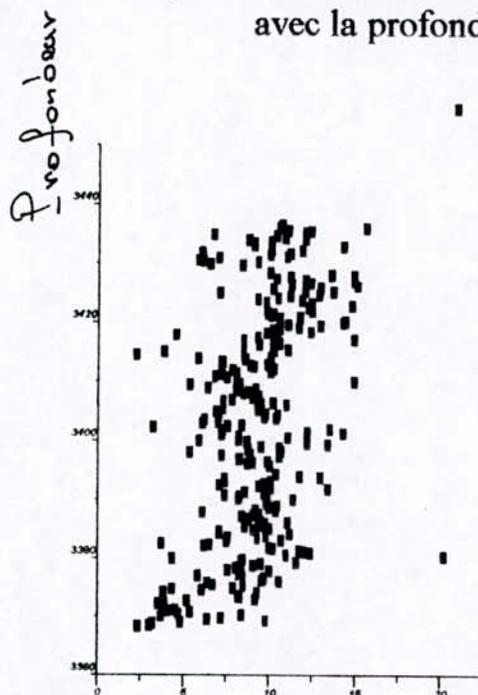


fig 35 : variation de la perméabilité avec la profondeur



perméabilité

fig 36 : variation de la porosité avec la profondeur



porosité

puits MD 331

fig 37 : histogramme de la perméabilité

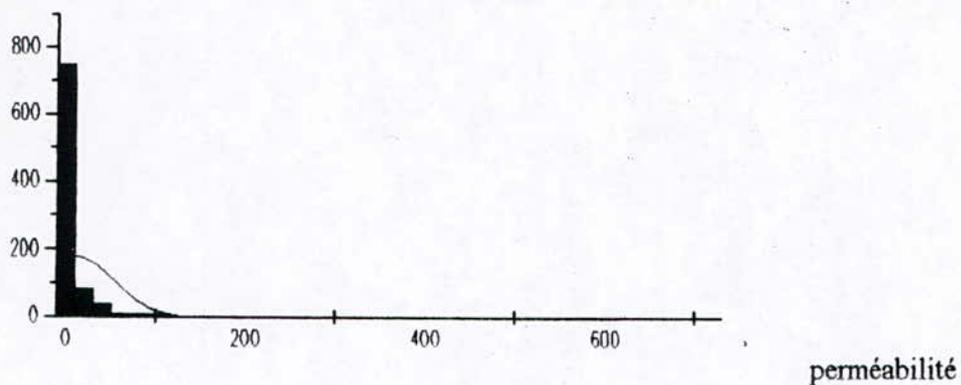


fig 38 : histogramme de la porosité

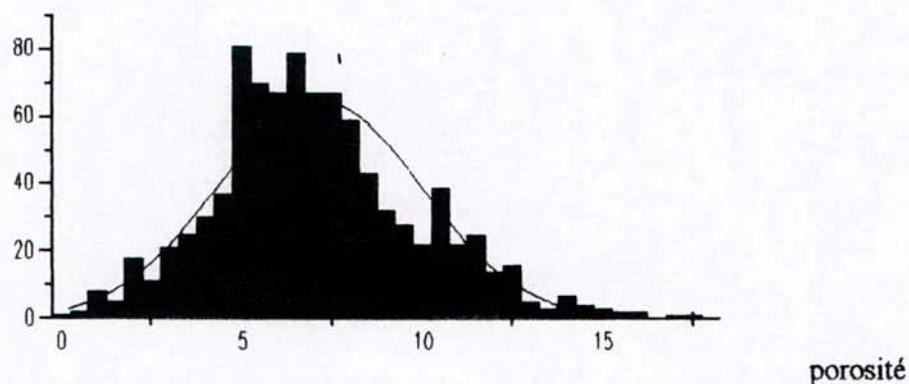
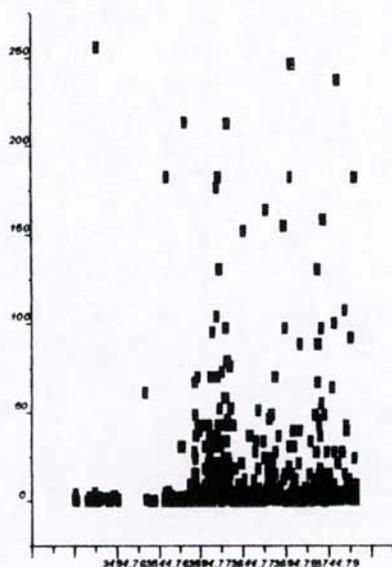
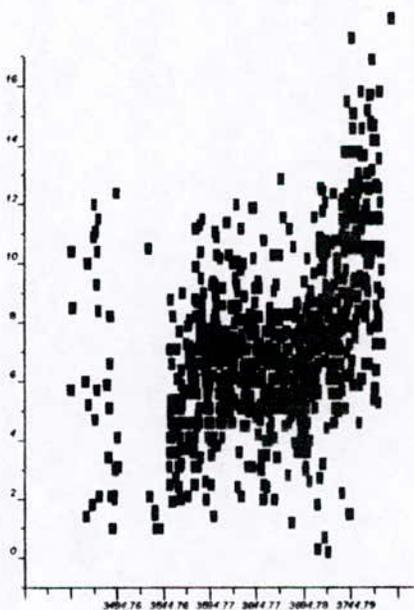


fig 39 : variation de la perméabilité avec la profondeur



profondeur

fig 40 : variation de la porosité avec la profondeur



profondeur

Pour la porosité, cf. fig. ( 5, 10, 14, 18, 22, 26, 30, 34, 38), on constate que la proportion des petites valeurs a la même allure que les grandes valeurs, d'autre part on remarque que la médiane de la distribution est au voisinage de la moyenne, les valeurs du skewness et du kurtosis confirment cette observation ( voir tableau n°:3 ).

Les figures montrent que la porosité suit une loi asymétrique normale.

Pour la perméabilité, cf. fig. ( 6, 9, 13, 17, 21, 25, 29, 33, 37 ), en première approximation la distribution est du type log-normal avec prédominance des valeurs faibles pour quelque valeurs fortes disséminées, en plus de la grand différence entre la médiane et la moyenne.

L'allure des histogrammes présentent des queues allongées dans le sens des valeurs croissantes de l'axe des abscisse.

Les fortes valeurs du skewness et du kurtosis ne peuvent qu'appuyer nos observations et qui indiquent une distribution asymétrique.

### II-3-3 Les tests

Les deux tests suivants ont été faits sur le logiciel STATISTICA; pour plus de détail voir annexe 2.

#### Test de RODIONOV pour la porosité

**Tableau n°3-B : Caractéristiques du test de RODIONOV.**

PUITS	SKEWNESS	KURTOSIS	$\sigma_{skew}$	$\sigma_{kurt}$	TEST1	TEST 2
MD12	0.22	-0.72	0.16	0.33	1.375	0.298
OMM72	0.55	0.04	0.15	0.31	3.66	0.12
OMJ 24	0.5	0	0.14	0.28	3.57	0
MD135	1.31	1.49	0.122	0.243	10.91	6.13

Le test de RODIONOV démontre que la distribution malgré sa symétrie ne suit pas une loi normale. (Le test n'est pas vérifié pour le puits MD135)

TABLEAU N°: 3-A CARACTERISTIQUES DES DISTRIBUTIONS DES PUIITS

puits	PERMEABILITE						POROSITE					
	m-arth	min	max	median	skeuness	kurtosis	m-arth	min	max	median	skeuness	kurtosis
MD12	2.54	0.1	66	0.4	5.7	37.81	6.26	0.3	13.7	6.2	0.22	-0.72
MD128	8.83	0.1	440.4	1.8	10.14	135.95	7.05	0.3	66.8	6.4	7.91	80.29
MD135	2.56	0.1	151.2	0.2	9.18	101.39	4.65	0.1	18.1	3.8	1.31	1.49
MD331	12.09	0.01	712	2	9.16	118.17	7.14	0.2	17.6	6.8	0.46	0.34
OMG33	10.05	0.09	1385	0.3	13.91	204.24	6.79	0.1	14	7.3	-0.097	-1.04
OMJ24	8.52	0.03	305	0.81	5.63	33.59	6.89	1.3	14.6	6.5	0.5	0
OMJ53	3.12	0	205	0.01	10.37	125.57	6.39	0.5	16.3	6.4	0.27	-0.64
OMM72	0.19	0.1	12	0.1	11.48	135.68	2.86	1.66	6	3	0.55	0.04
OMK16	18.46	0.05	518.5	4.85	7.01	68.56	9.16	2.2	20.2	9.35	0.031	0.83

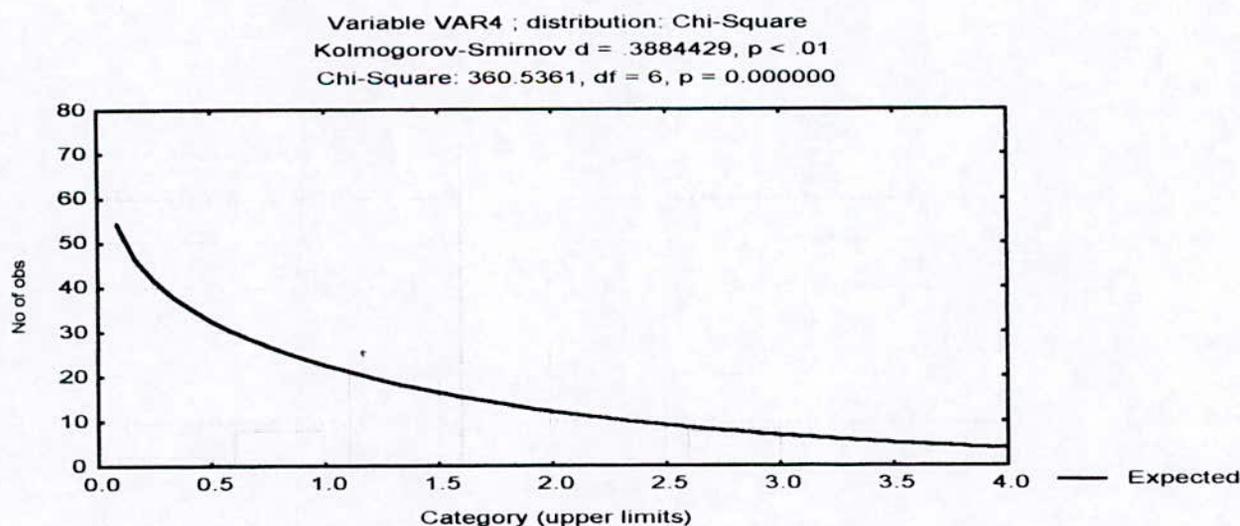
## Test du KHI-DEUX pour le Log Normal (LN )- perméabilité

**Tableau 3-C : Caractéristiques du test du KHI-DEUX**

PUITS	degré de liberté	$\alpha$	$\chi^2$ calculer	$\chi_{0,2}$ théorique
MD55	6	0.001	360.536	22.45
OMG33	14	0.001	643.93	32.09

$$\chi^2 \notin [0, \chi_{0,2}]$$

Le test du KHI-DEUX démontre à 99% que l'ajustement de la distribution du log normal de la perméabilité est faux, ce qui résulte que l'asymétrie de la distribution n'est pas régulière.



**fig. 4.A Ajustement du LN- Perméabilité par la loi normale.**

## **II-4 Conclusion**

- Les deux paramètres ont des distributions différentes .
- Il existe une grande dispersion des valeurs de la perméabilité et de la porosité par rapport a leurs moyennes.
- La relation entre les deux paramètres est parfois difficile à mettre en évidence.
- La relation perméabilité, porosité et profondeur est anisotrope.
- La non normalité de la porosité et du log de la perméabilité démontre vraiment que les deux distributions sont hétérogènes.

Pour aplanir cette hétérogénéité des données, nous allons étendre l'étude aux drains.

## **CHAPITRE III**

### **III-1 L'estimation du Cut - Off**

Il est souvent possible d'estimer le degré de dispersion des valeurs du paramètre à étudier sur des observations.

Les données globales ne peuvent décrire les caractéristiques du gisement que si ces caractéristiques soient relativement constantes. Or ce n'est pas le cas pour nos données .

Il est souvent préférable d'éliminer les données qui ne contribuent pas à l'obtention d'un modèle idéal d'interprétation.

Pour unir l'hétérogénéité à l'échelle du puits sur toute sa profondeur forée ; nous allons conjuguer cette hétérogénéité sur chaque drain du réservoir.

### **III-2 Les erreurs**

Il existe deux sortes d'erreurs :

- ◆ erreurs de mesures pour la porosité et la perméabilité.
- ◆ erreurs d'inattention de lecture et d'inscription.

### **III-3 Le cut-off**

#### **III-3-1 la perméabilité**

La fréquence des valeurs de la perméabilité dans l'intervalle 0.01md et 100md, est dominante. Elle est estimée de 85 à 95% de la population (elle est de 100% dans le puits OMM72 , OMJ53 ). (Cf. fig. 21, 25)

Les valeurs supérieures à 100 mD correspondent à des zones fissurés, quant aux valeurs inférieures à 0,1 mD elle sont attribuées aux zones colmatées

#### **III-3-2- la porosité**

De même on remarque que la fréquence varie en général entre 0 et 20%, cet intervalle constitue une population de 100% pour quelques puits, (cf. fig. 10, 22 et 26).

Pour adoucir l'effet des grandes valeurs dans un intervalle estimé à 85% de confiance on a cherché la distribution de fréquence pour chaque puits (cf. tableau n°:4)

On remarque qu'il y a un grand changement au niveau de la classe 5. Elle constitue le minimum dans les puits ( OML422, OML43, OML35, MD348), et le maximum pour les puits (OMM72, MD36).

Pour unifier ces classes entre les puits; on choisit **la valeur 4** comme valeur minimale «le seuil minimum ». cf. tableau n°: 4

Pour la valeur supérieure « le seuil maximum » elle est déterminée pour chaque puits comme un seuil au-dessus duquel les fréquences ont une proportion de moins de 15% de confiance.

Le mode de ces valeurs nous a donné **une valeur de 9,5** comme seuil maximum. (Cf. tableau n° : 4)

L'intervalle des valeurs est compris entre **4 et 9,5 %** pour *la porosité* et entre **0,01 et 100 mD**, pour *la perméabilité* .

TABLEAU N°: 4 DISTRIBUTION DE FREQUENCE DE LA POROSITE POUR LES DIFFERENTS PUITES

puits	pourcentages des valeurs qui sont superieur aux nombres données																			val choisi	
	5	5.5	6	6.5	7	7.5	8	8.5	9	9.5	10	10.5	11	11.5	12	12.5	13	13.5	14		14.5
omg33	64.85	60.38	58.64	53.35	51.11	46.64	43.45	39.93	34.18	25.87	19.8	16.29	12.77								11
omh31	40.75	40.75	28.76	28.76	15.09	15.09	9.05														8
omj223	31.14	26.75	22.14	18.64	16.22	13.15															7.5
omj24	72.94	66.43	57.53	49.31	42.8	35.61	28.42	24.65	19.52	16.43	9.58										10
omj401	93.6	91.47	86.82	82.17	76.74	68.02	60.07	52.71	43.21	36.24	29.06	22.86	17.44	13.95							11.5
omj41	60.75	53.25	45.55	39.25	30.5	24.25	20.75	19.5	16.25	13											9.5
omj422	79.56	72.02	63.88	53.76	47.42	40.27	32.53	25.99	20.43	15.47	11.5										10
omj51	57.74	49.63	43.09	35.45	30.54	24.36	20.54	18.54	13.45												9
omj53	60.81	56.14	52.92	48.28	45.02	38.59	33.62	29.23	23.97	19.88	15.78	11.98									10.5
omk152	77.55	69.89	64.79	51.53	46.42	34.18	30.61	22.45	17.85	13.77											9.5
omk16	90.15	88.63	86.74	82.57	80.3	73.1	70.83	59.84	54.54	44.69	34.84	24.62	18.93	14.77							11.5
omk25	74.22	68.04	57.21	50	40.72	30.41	22.68	18.04	12.88												9
omk27	55.45	51.65	47.39	42.65	40.75	37.67	34.83	31.04	27.25	23.69	19.9	17.53	14.45								11
omk31	85.45	83.68	81.81	80	78.18	78.18	72.72	69.09	65.45	56.36	52.72	45.45	40	32.72	27.27	20	10.9				13
omk35	87.61	84.95	78.76	73.45	67.25	61.06	59.29	53.09	50.44	43.36	38.93	34.51	29.2	24.77	22.12	16.81	12.38				13
omk55	52.66	44.83	39.85	33.8	26.69	23.84	22.06	18.41	14.23												9
omk57	67.76	64.47	61.4	57.45	55.7	52.63	50.43	48.46	45.61	43.64	41.44	38.59	35.74	32.23	26.31	23.02	19.73	15.35	13.5		14
omk62	90.74	89.35	87.5	84.72	80.55	74.07	71.75	65.74	60.64	56.48	50.92	45.83	41.66	37.96	32.4	29.16	23.14	21.57	18.15	13.88	14.5
omk64	93.43	89.78	86.86	84.67	78.83	76.64	69.7	61.31	54.74	48.17	41.6	35.76	29.56	24.08	20.8	14.96					12.5
omk71	98.52	98.52	98.52	98.52	95.58	91.76	86.76	82.35	70.58	66.17	63.23	55.88	50	41.17	27.94	23.52	16.17	14.7			13.5
omi13	66.66	63.95	59.07	56.36	53.65	49.59	45.25	43.08	38.48	35.23	30.89	27.64	23.57	20.05	17.61	15.44	12.46				13
omi31	87.35	85.05	82.75	82.75	79.31	78.16	75.86	64.36	58.62	50.57	40.22	33.33	28.73	20.68	17.24	6.89					12.5
omi34	60.83	50	41.66	37.5	32.5	28.33	22.5	16.66	15	12.5											9.5
omi35	91.39	88.07	85.43	77.48	70.86	66.88	62.25	54.96	47.01	45.03	43.04	38.41	33.11	31.12	28.47	17.17	15.86	13.24			13.5
omi422	99.94	97.97	95.45	93.43	91.41	88.88	82.82	74.74	67.67	61.61	55.55	42.92	35.85	28.78	22.22	17.17	10.6				13
omi43	99.18	98.77	98.36	97.13	95.9	93.03	89.34	84.01	77.86	72.13	64.75	55.73	47.54	38.93	30.32	21.72	18.44	14.34			13.5
omi532	48.14	42.22	34.07	29.25	24.07	20.37	18.88	15.55	14.44												9
omm702	36.42	30.79	23.84	19.2	15.56	9.6															7.5
omm71	19.12	15.15	11.17																		6
omm72	0.42																				5
omm80	77.22	68.98	61.38	54.22	46.63	37.52	29.5	21.04	15.4	8.89											9.5
omm812	59.5	48.76	40.31	30.98	23.23	17.25	13.55														8
omm823	68.2	59.14	48.03	40.51	34.01	24.61	20.17	15.72	10.76												9
omn12	58.31	51.56	42.83	37.06	32.45	28	23.55	20.09	17.29	13.34											9.5
omn13	47.02	37.56	27.83	21.62	13.24																7
omn17	62.19	56.3	48.17	42.27	35.97	30.08	26.42	20.93	17.07	14.63											9.5
omn261	46.54	41.74	35.13	29.42	25.52	20.12	15.01	11.71													8.5
omn44	88.19	80.55	75.23	64.81	56.94	47.45	40.5	32.87	28.47	24.76	19.9	17.82	15.27	11.34							11.5
omn84	71.11	64.07	61.89	58.25	51.94	48.78	42.47	41.5	38.83	36.4	30.09	25.24	19.9	17.47	12.13						12







### III-4 Caractéristiques des drains

Les limites des drains ont été déterminées pour l'ensemble des puits dans le gisement. Pour les valeurs caractéristiques des drains (perméabilité, porosité) (cf. tableau n°: 5) on a appliqué le " Cut Off " défini.

**Tableau n°5-A : Variation des moyennes de la perméabilité et de la porosité après le Cut Off**

DRAINS	PERMEABILITE mD		POROSITE %	
	MINIMUM	MAXIMUM	MINIMUM	MAXIMUM
<b>drain D5(Ri)</b>	0.13	2.99	5.12	7.1
<b>drain D4</b>	0.12	7.44	4.11	7.36
<b>drain D3</b>	0.12	17.73	4.3	8.02
<b>drain D2</b>	0.1	39.6	4.04	7.64
<b>Inter drain ID</b>	0.1	13.46	4	7.9
<b>drain D1</b>	0.22	16.24	4.72	8.47
<b>zone de passage ZPSG</b>	0.18	9.65	5.2	8.77
<b>réservoir R2</b>	0.23	0.56	6.14	7.87

## **CHAPITRE IV**

### **LA RELATION PERMEABILITE - POROSITE**

Il n'existe pas de relation quantitative directe et général entre la perméabilité et la porosité, dans tous les réservoirs.

L'étude précédente a démontré la difficulté de tirer une relation apparente.

L'application du « Cut Off », va nous permettre de déterminer cette relation si elle existe dans chaque drain.

Les puits OMN12, MD341 et MD436 présentent un réservoir au complet (tout le D5(= Ri) et les drains du Ra).

L'outil de travail est le logiciel STATISTICA .

On a vu précédemment qu'il ne peut y avoir une relation linéaire entre perméabilité et porosité, on va essayer de trouver la relation entre la porosité et le logarithme de la perméabilité.

Les figures 41 à 61 montrent que la dépendance entre la perméabilité et la porosité peut être exprimer par l'équation suivante :

$$y = b + a \log x$$

où : x -perméabilité en mD

y -porosité en %

a, b sont des constantes

Nous constatons que dans les grès du gisement de Hassi - Messaoud la constante (b) variée entre 4,93 dans l'inter drain du puits MD 436 à 8,51 dans la zone de passage du puits OMN12 ; de même la constante (a) est entre 0,061 dans le drain D1 du puits OMN12 à 0,81 dans le même drain pour le puits MD341.

L'hétérogénéité des drains est telle que la relation entre la porosité et la perméabilité n'est pas linéaire

On peut dire en général que les relations entre la perméabilité et la porosité sont souvent masquées par les phénomènes géologiques secondaires qui sont :

la silicification, dissolution et recristallisation des sels oxygénés tels que la baryte, l'anhydrite, ainsi que l'aggradation et la dégradation des minéraux argileux.

la correlation dans le drain D5

fig 41 : relation dans le puits OMN12

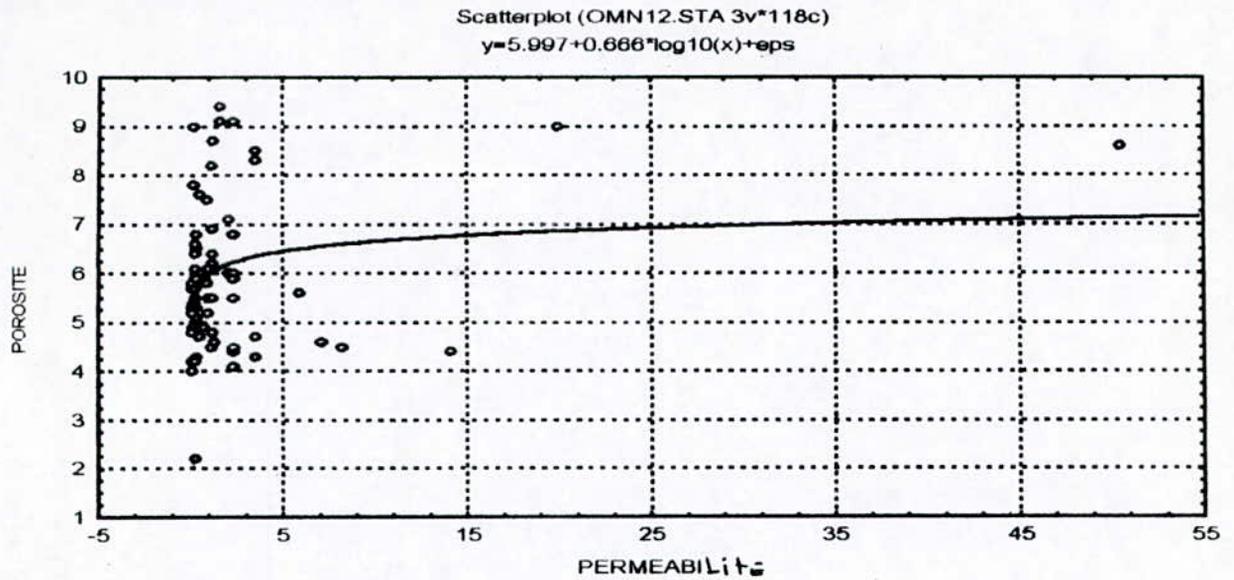


fig 42 : relation dans le puits MD341

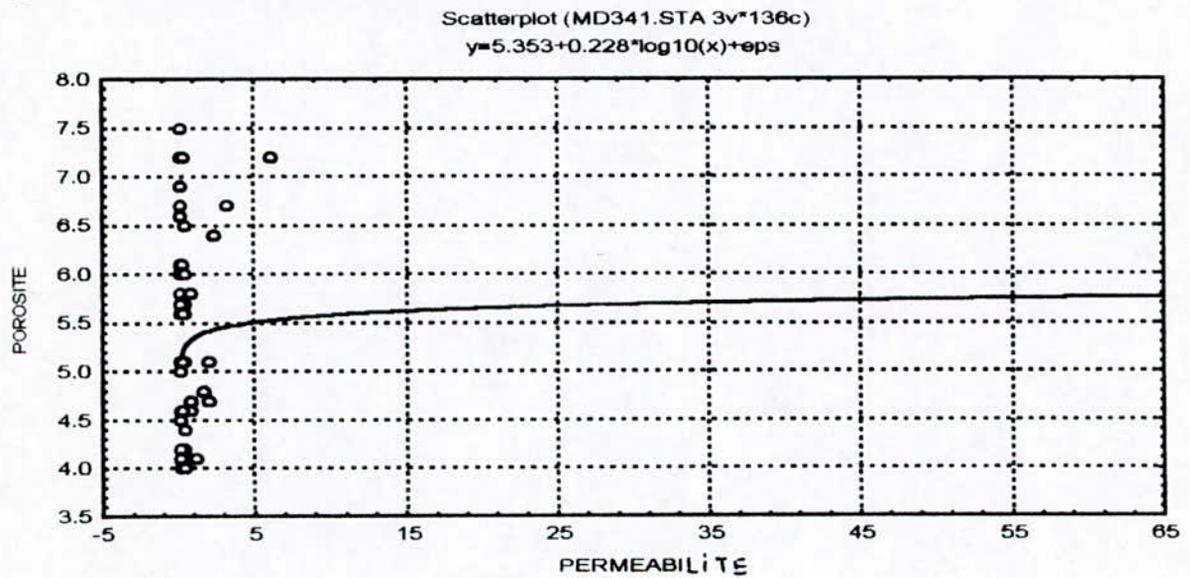
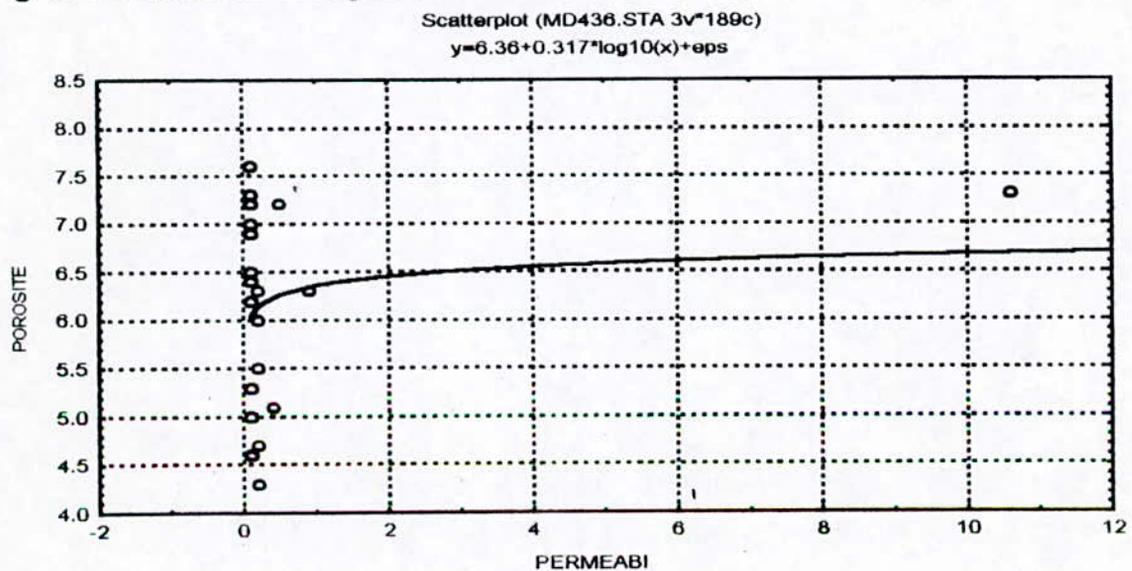


fig 43 : relation dans le puits MD436



la corrélation dans le drain D4

fig 44 : relation dans le puits OMN12

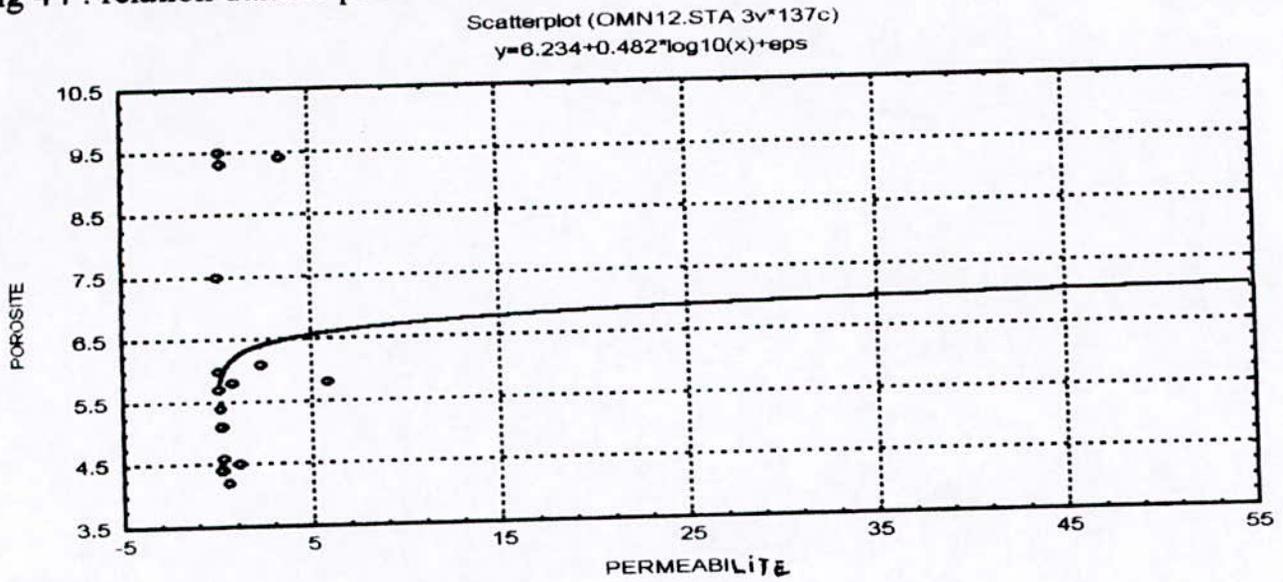


fig. 45 : relation dans le puits MD341

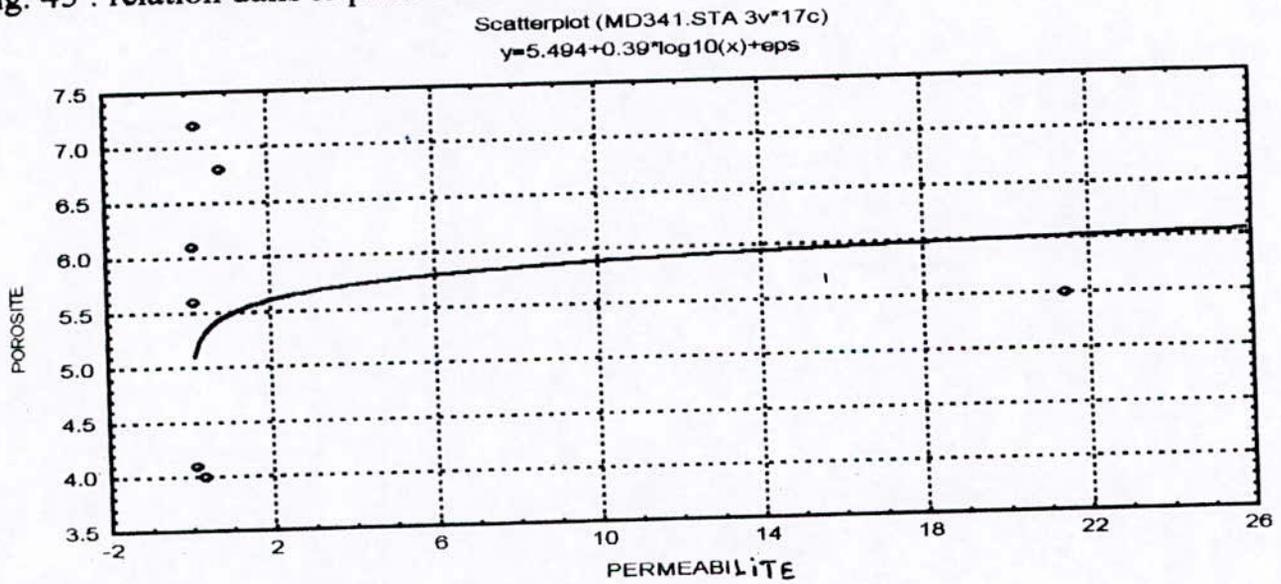
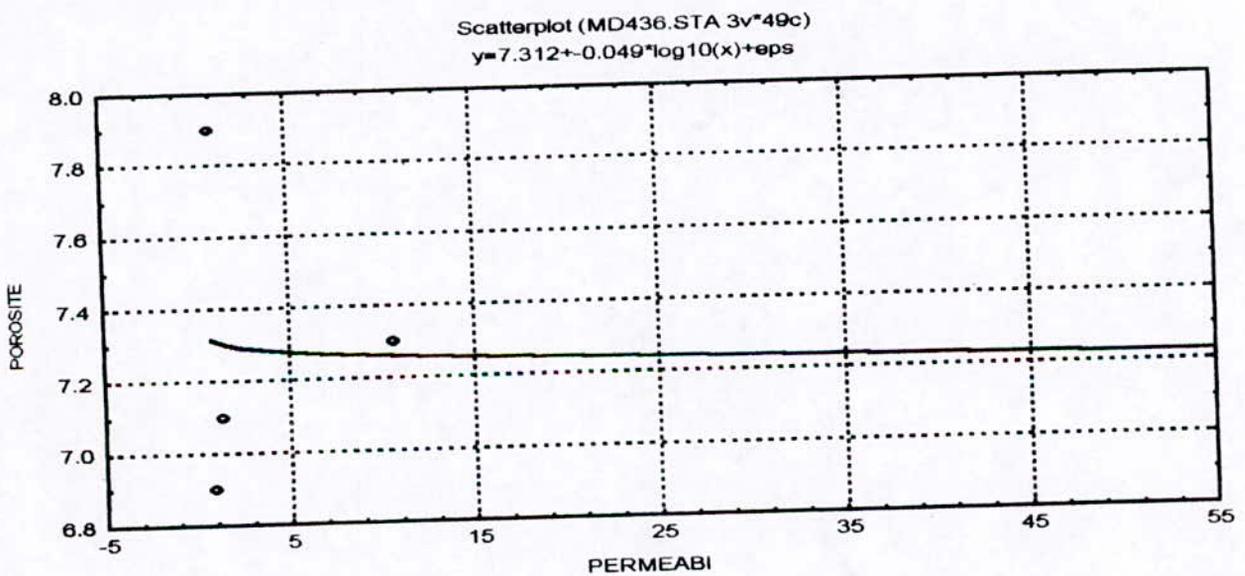


fig 46 : relation dans le puits MD436



la relation dans le drain D3

fig 47 : relation dans le puits OMN12

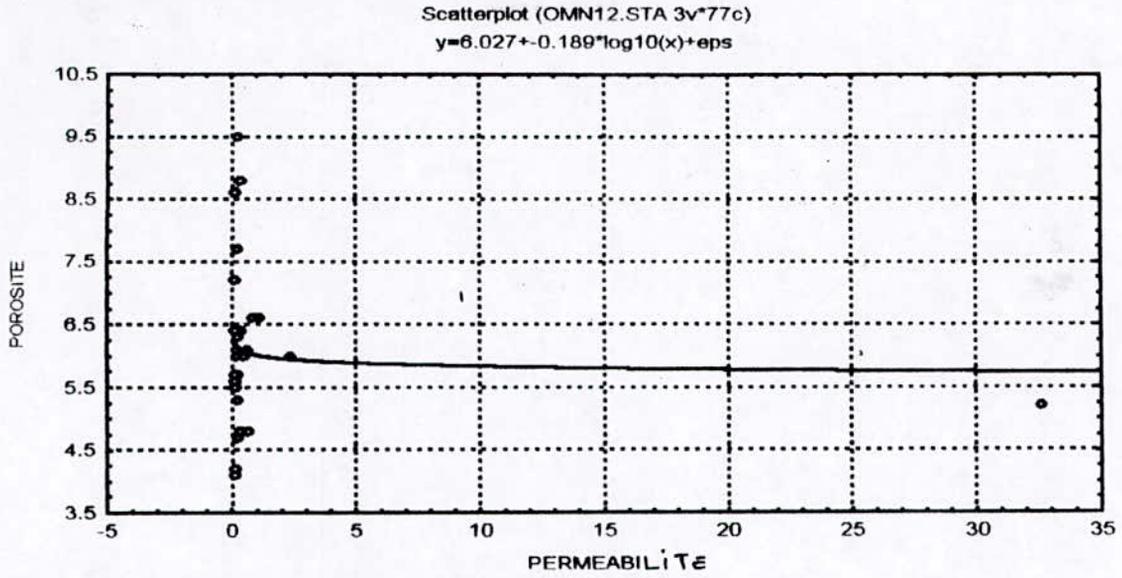


fig 48 : relation dans le puits MD341

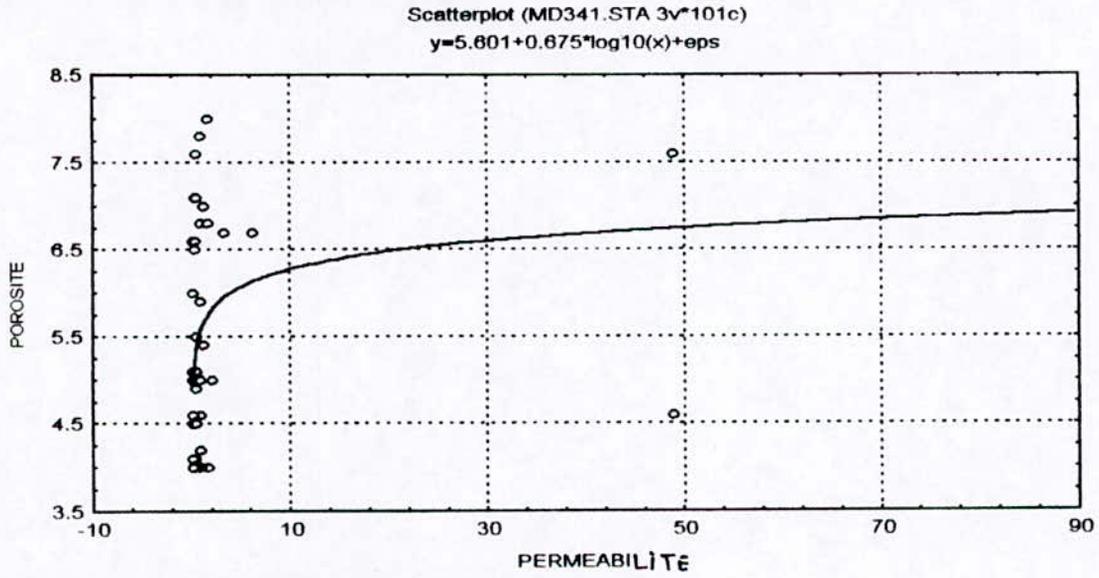
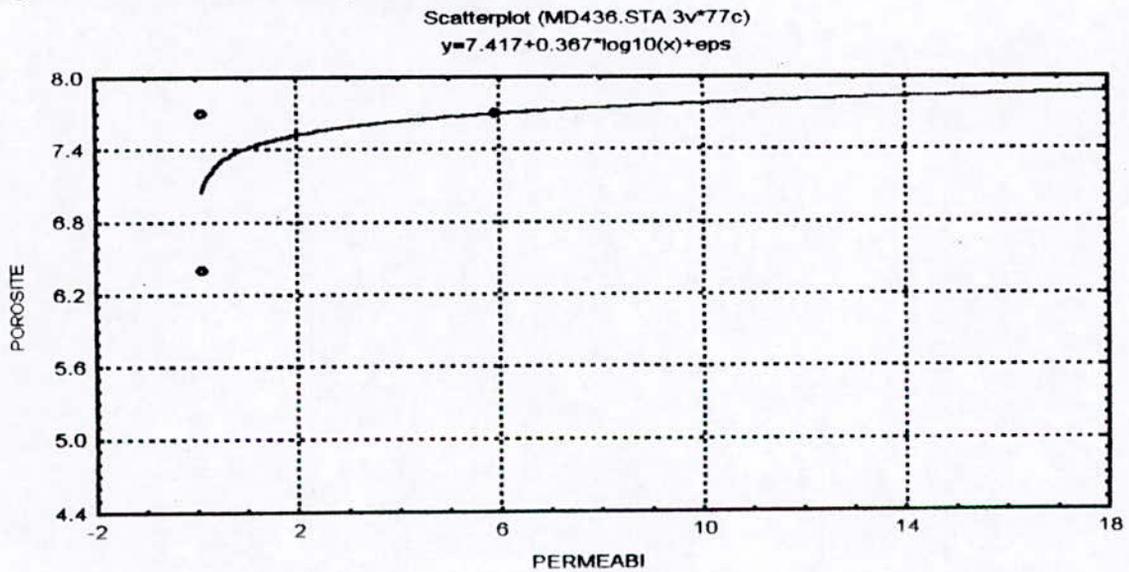


fig 49 : relation dans le puits MD436



## La relation dans le drain D2

fig 50 : relation dans le puits OMN12

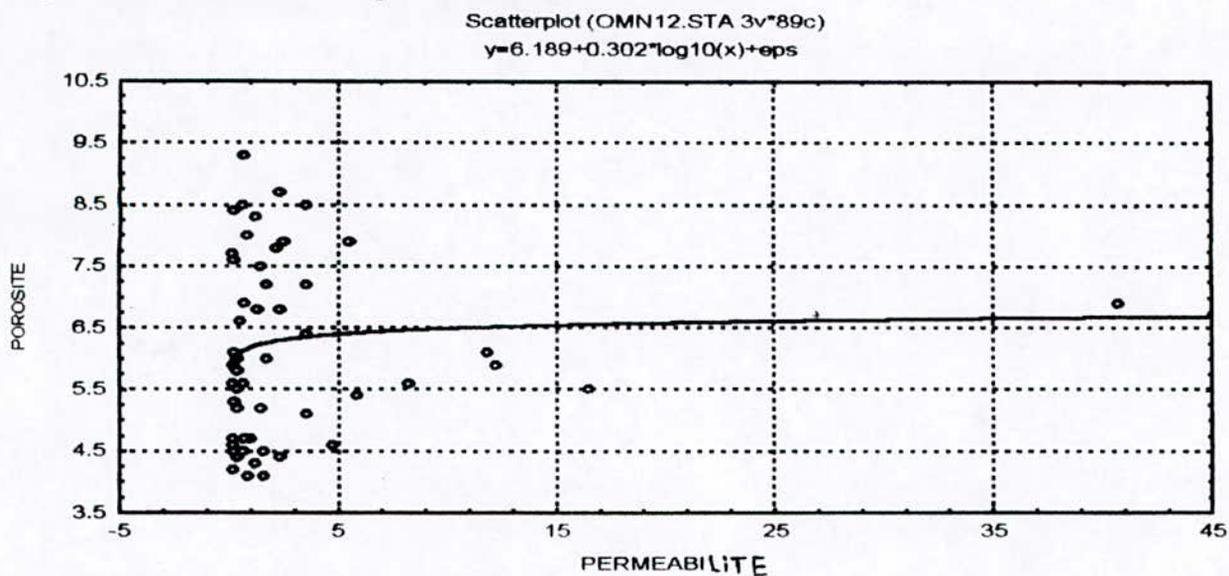


fig 51 : relation dans le puits MD341

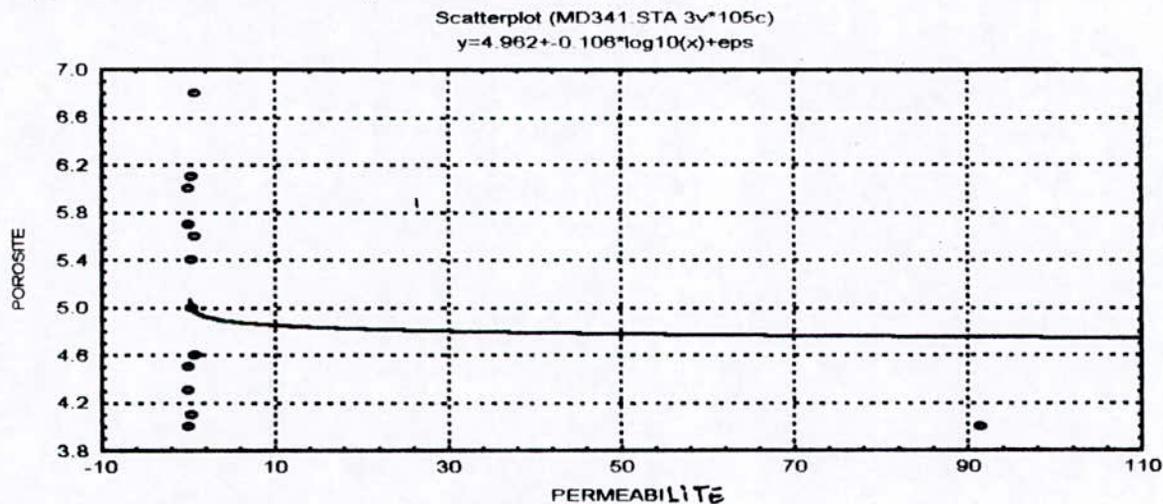
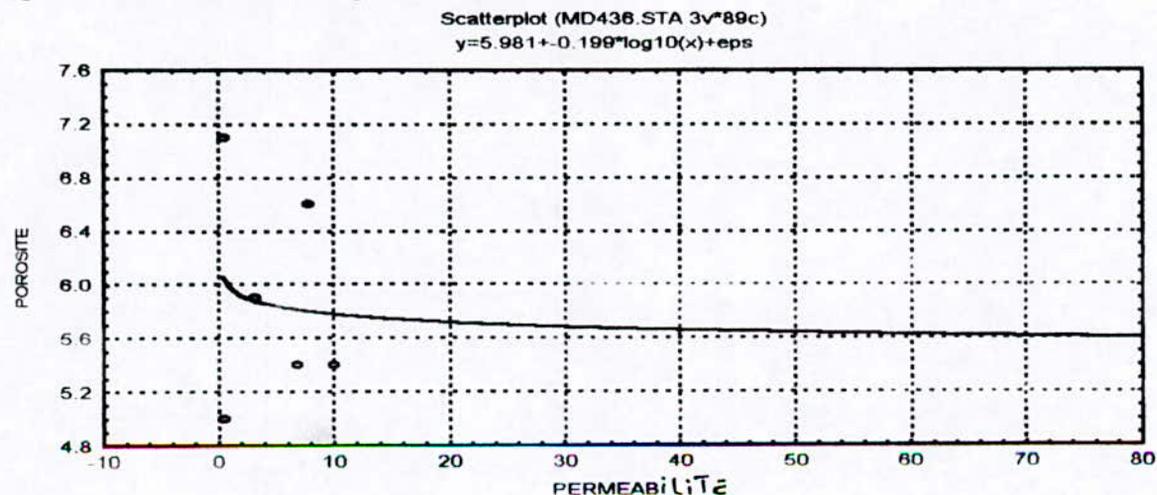


fig 52 : relation dans le puits MD436



## La relation dans l'inter drain ID

fig 53 : relation dans le puits OMN12

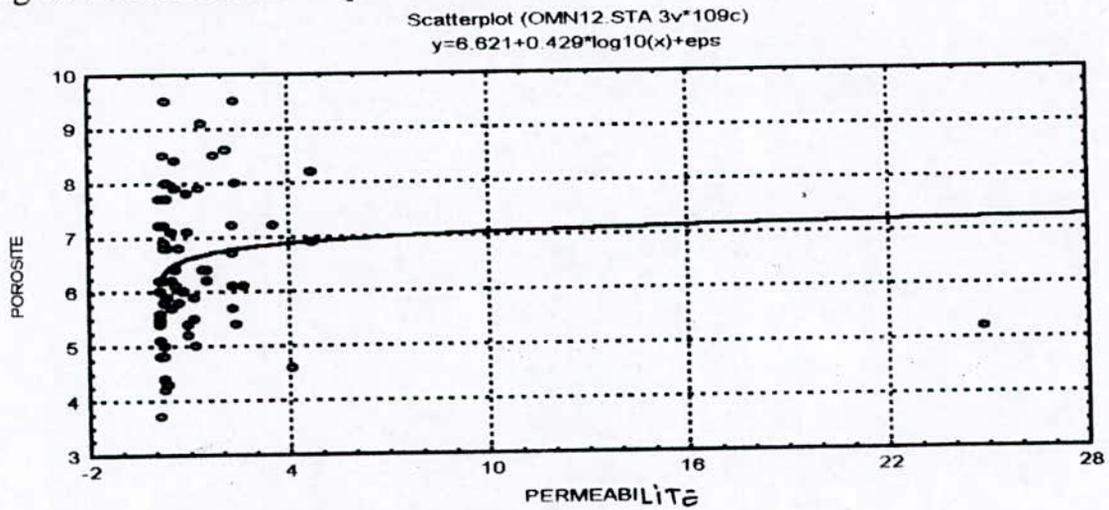


fig 54 : relation dans le puits MD341

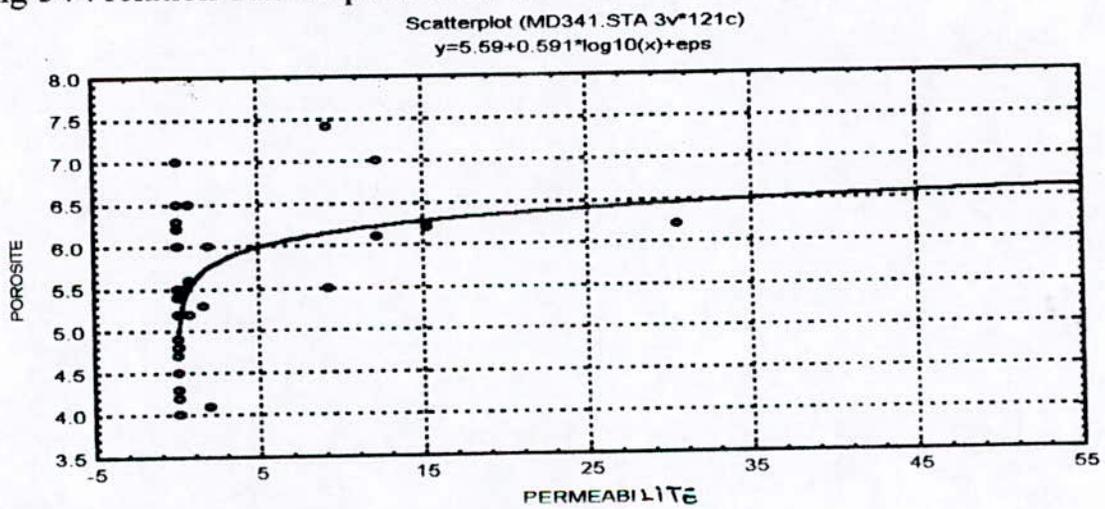
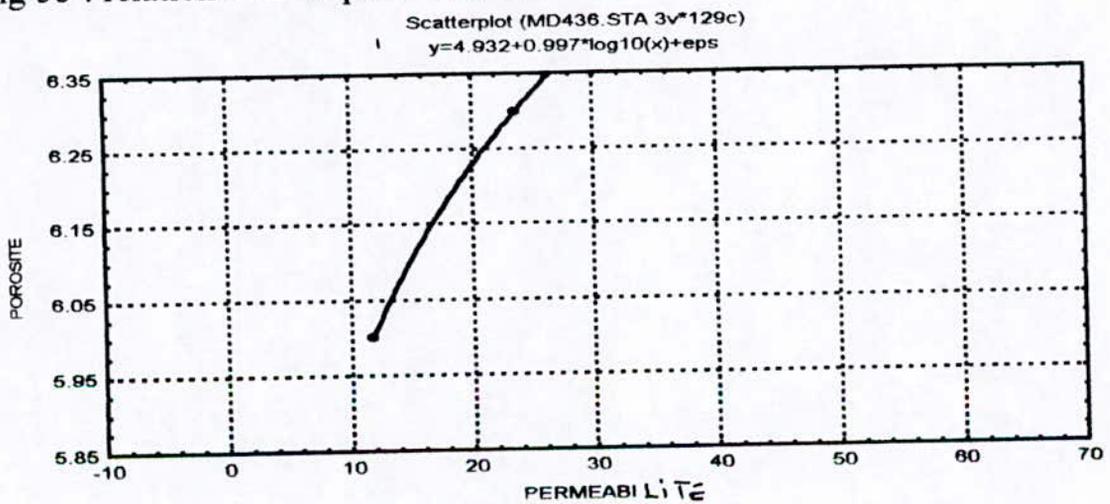


fig 55 : relation dans le puits MD346



# La relation dans le drain D1

fig 56 : relation dans le puits OMN12

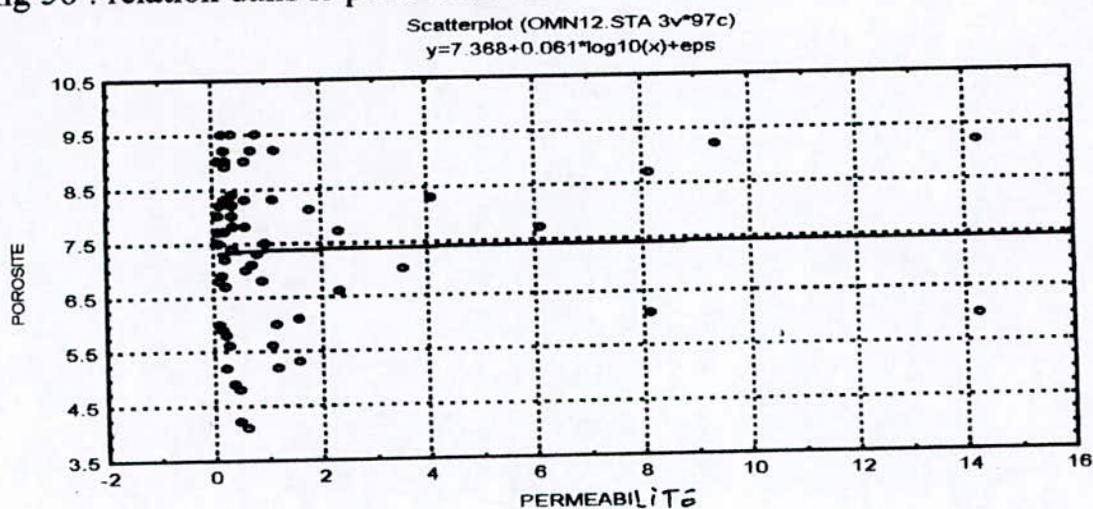


fig 57 : relation dans le puits MD341

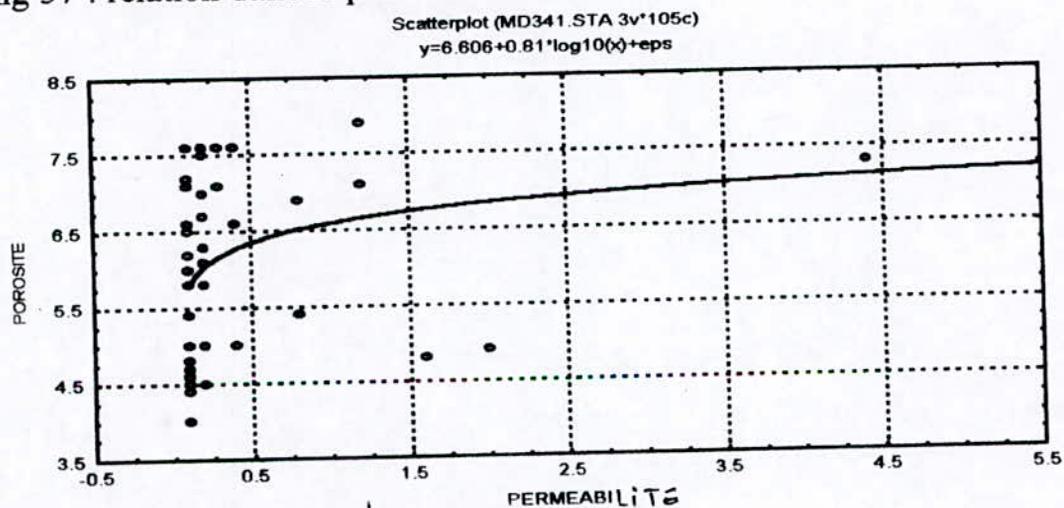
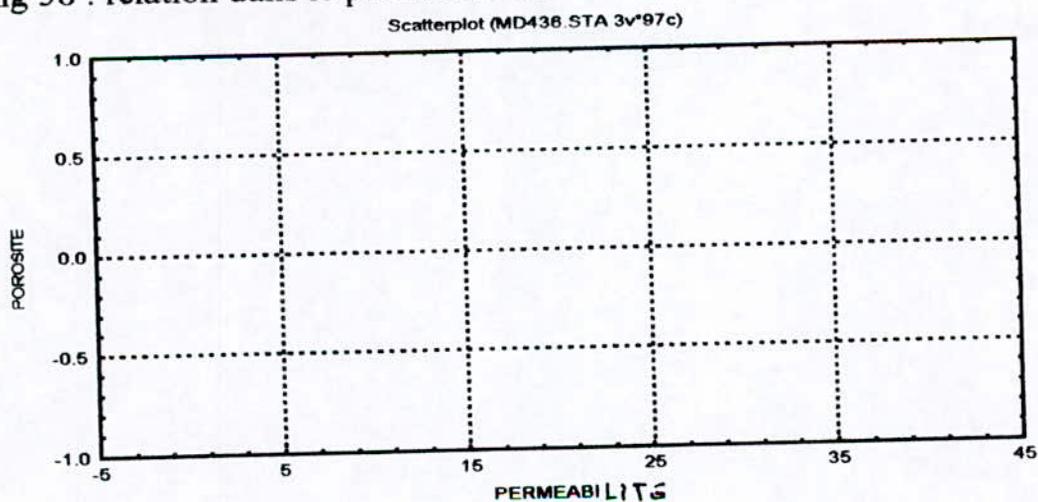


fig 58 : relation dans le puits MD436



# La relation dans la zone de passage ZPSG

fig 59 : relation dans le puits OMN12

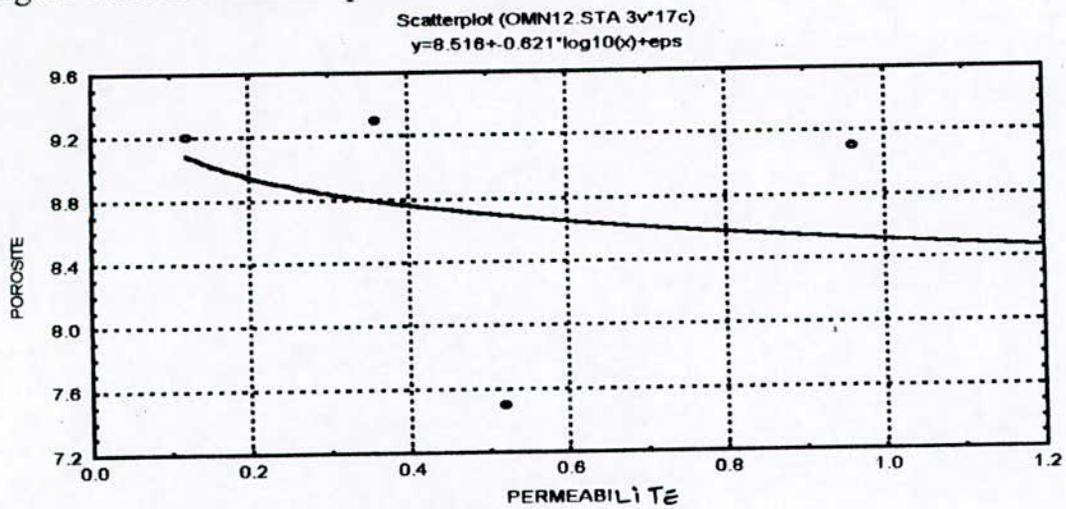


fig 60 : relation dans le puits MD341

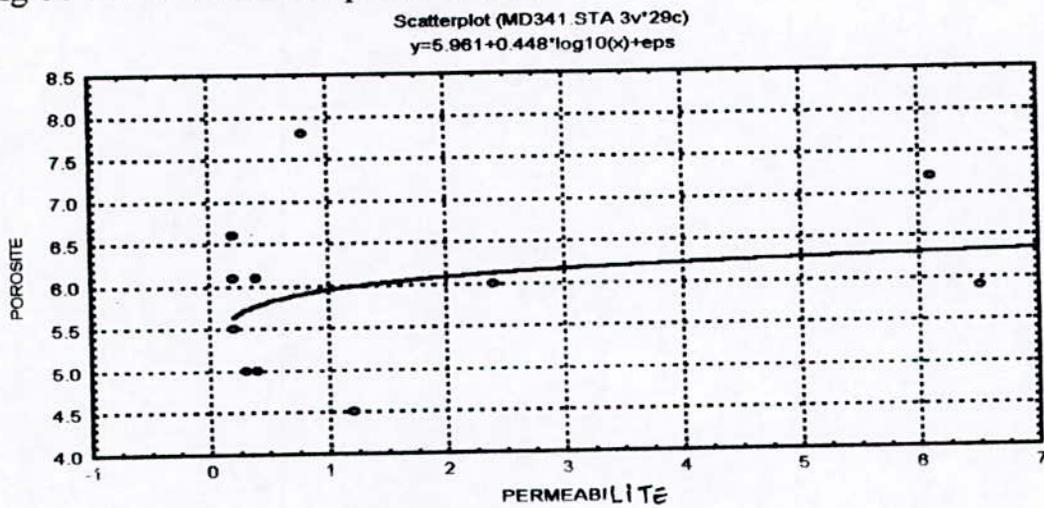
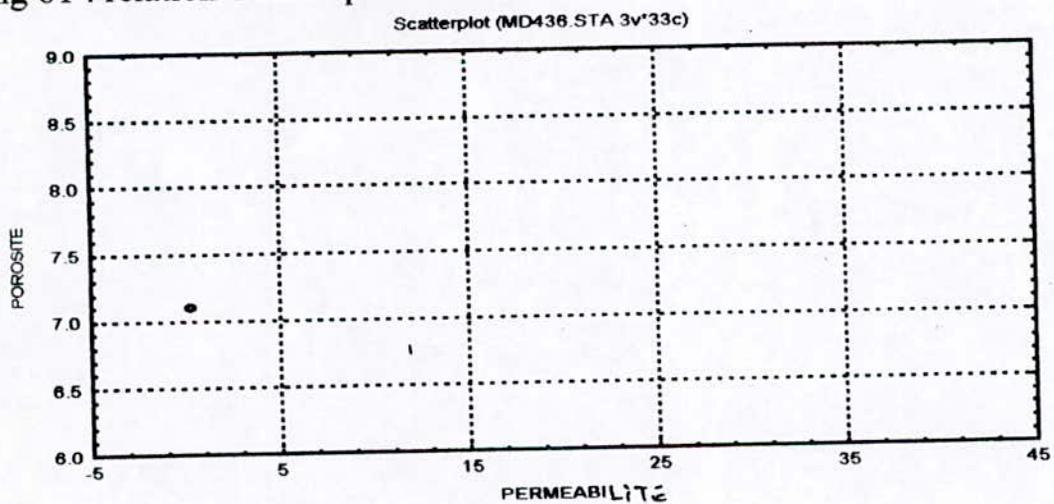


fig 61 : relation dans le puits MD436



La relation profondeur-porosité et profondeur-perméabilité pour le D5 fig. 62, 63 et 64, dans les puits respectivement OMN12, MD341 et MD436 montre qu'il y a une relation dans le D5 pour les deux premiers, pour le dernier puits cette relation est absente, ce qui prouve l'hétérogénéité horizontale.

Dans le D4 (fig. 65, 66 et 67) la relation a disparu pour les puits OMN12 et MD341; par contre cette relation s'est manifestée dans le puits MD346.

Pour le drain suivant (D2), la relation profondeur-perméabilité et profondeur-porosité est positive au niveau du puits MD341 (fig. 69). Elle est négative pour les puits OMN12 et MD 436. (fig. 68 et 70)

Le D2 montre les mêmes tendances que le D4 dans les puits OMN12, MD341 et MD436 voir respectivement fig. 71, 72 et 73.

Le D1 du puits MD341 montre l'accroissement en même temps de la perméabilité et de la porosité (fig. 79), et l'opposition dans le puits OMN12, par contre l'inter drain et la zone de passage ne présentent aucune relation dans les puits OMN12, MD341 et MD436 (fig. 74, 75, 76, 81, 82, 83).

La relation entre perméabilité, porosité et la profondeur dans le D5.

Fig. 62 relation dans le puits OMN 12

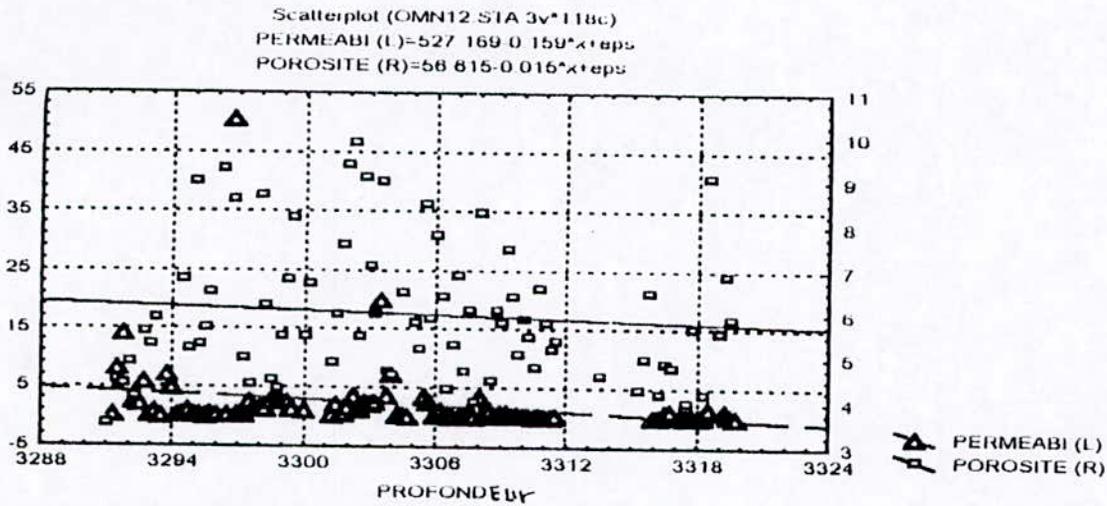


Fig. 63 relation dans le puits MD341

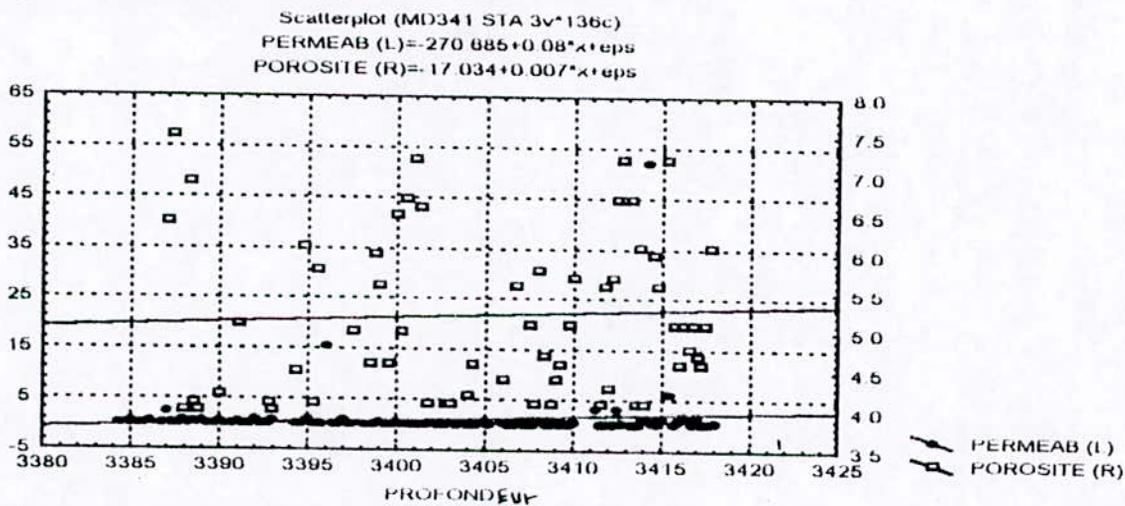
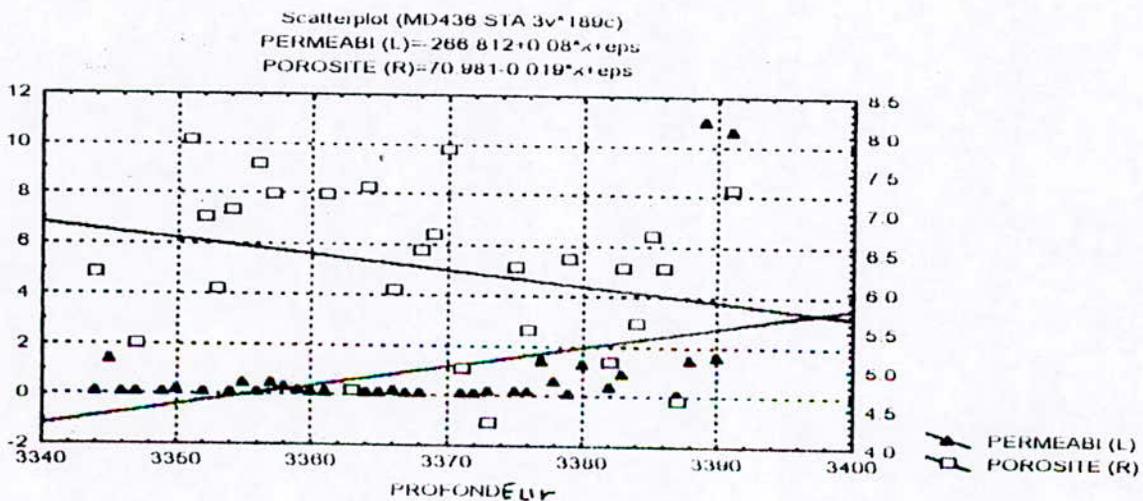


Fig. 64 relation dans le puits MD436



# La relation entre la perméabilité et la porosité et la profondeur dans le D4

Fig. 65 : relation dans le puits OMN12

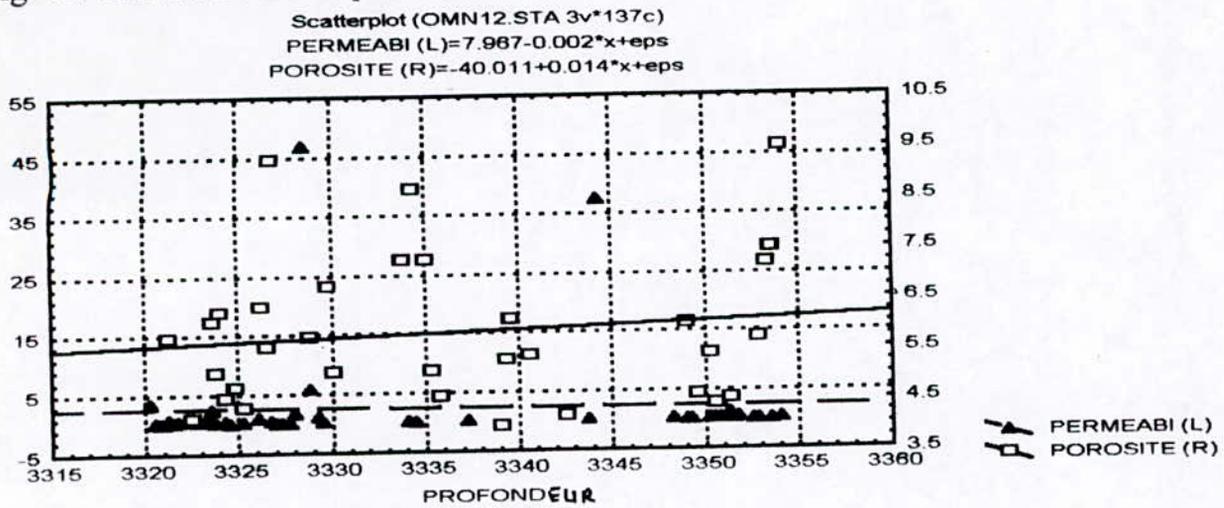


Fig. 66 : relation dans le puits MD341

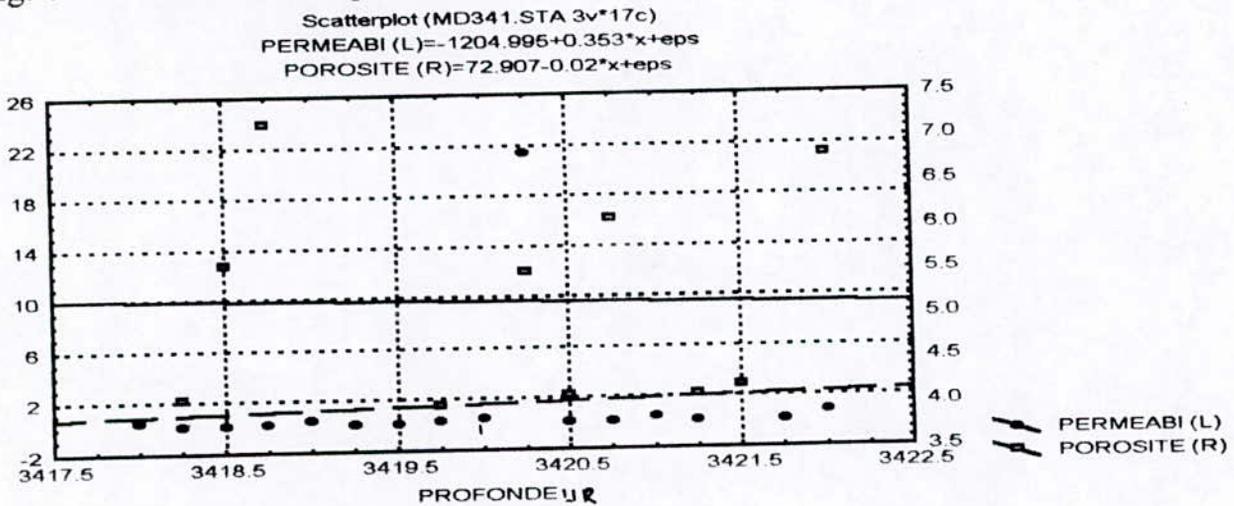
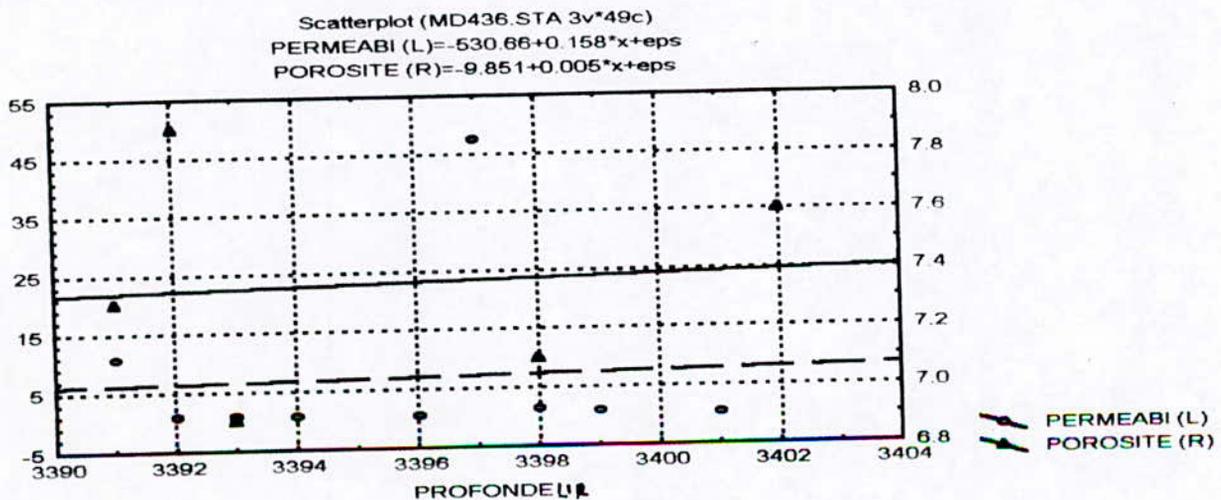


Fig. 67 : relation dans le puits MD436



# La relation perméabilité, porosité et la profondeur dans le D3

Fig. 68 : relation dans le puits OMN 12

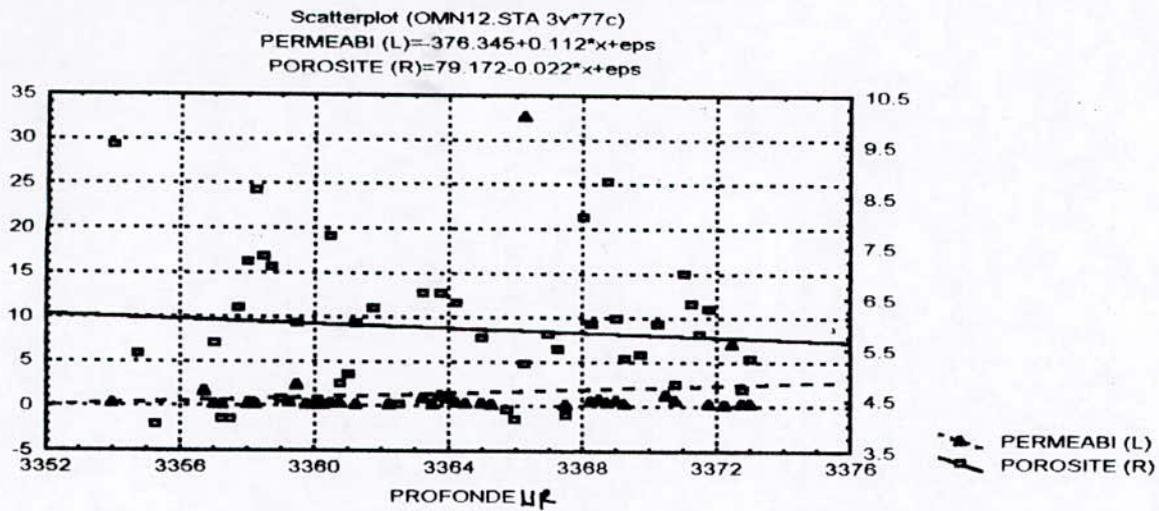


Fig. 69 : relation dans le puits MD341

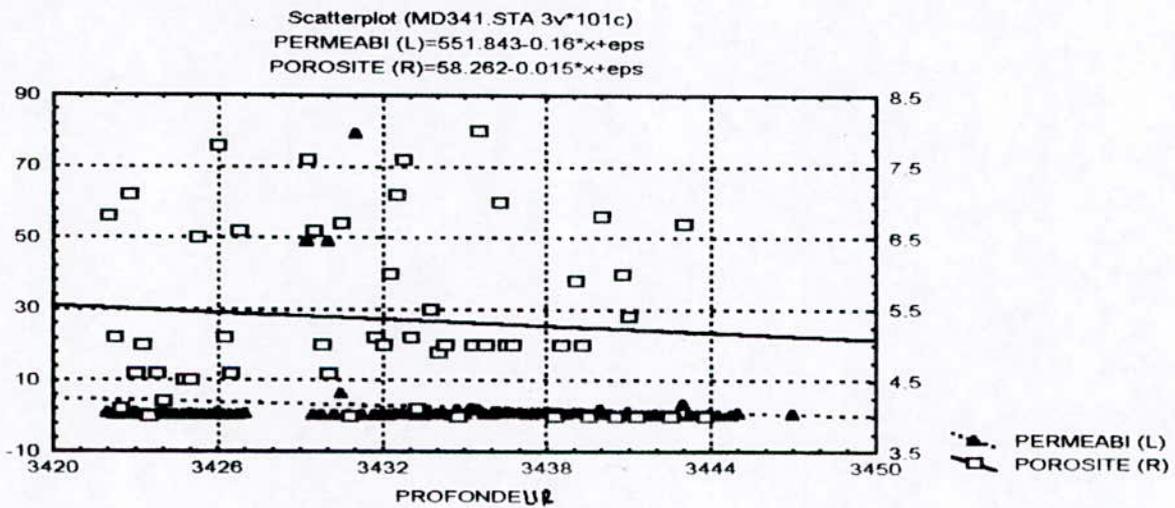
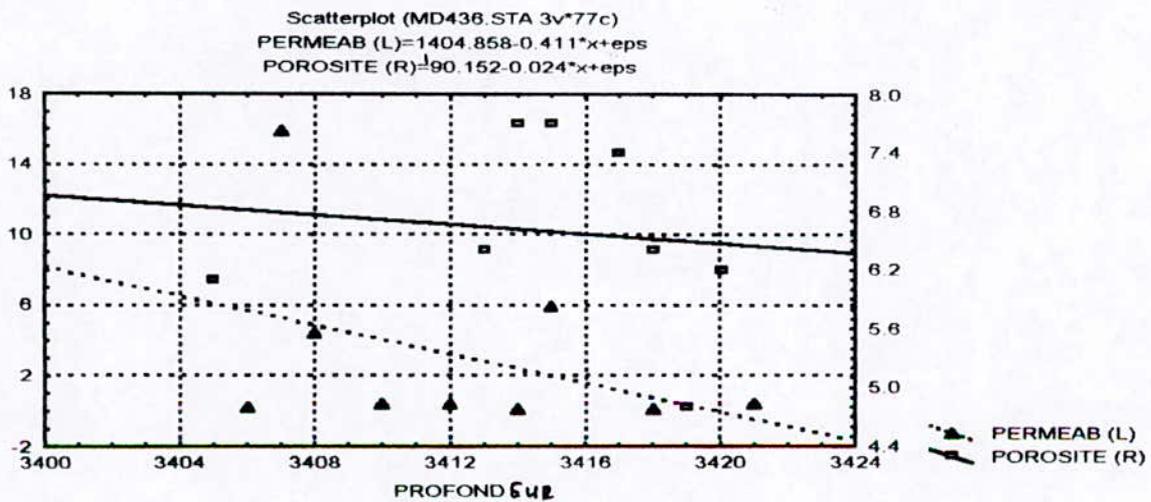


Fig. 70 : relation dans le puits MD 436



# La relation perméabilité, porosité et la profondeur dans le D2

Fig. 71 : relation dans le puits OMN 12

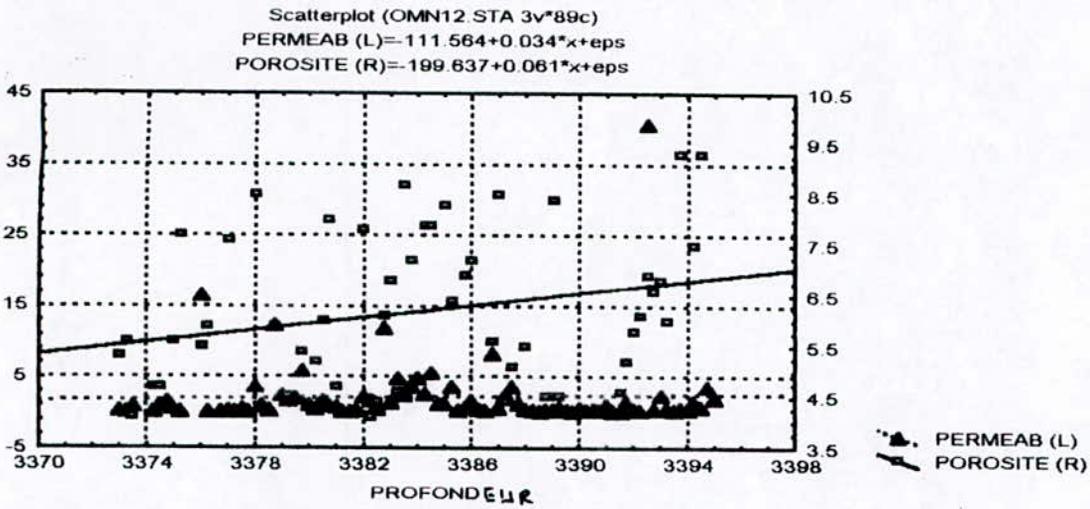


Fig. 72 : relation dans le puits MD341

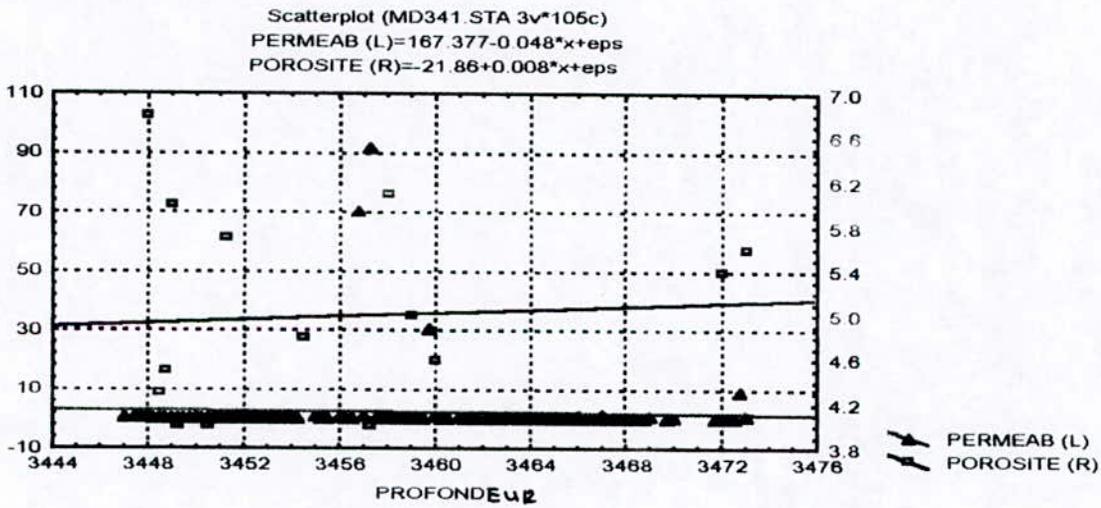
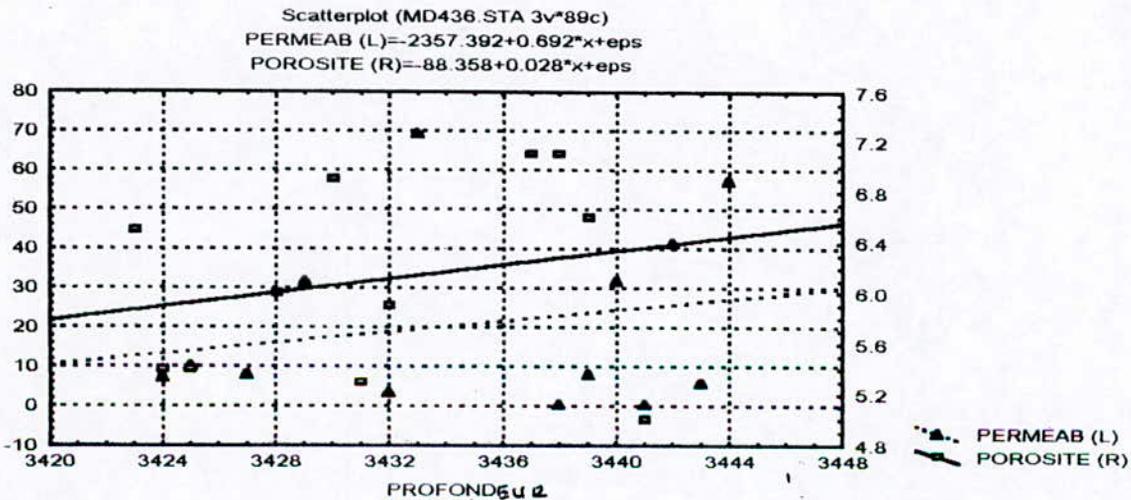


Fig. 73 : relation dans le puits MD 436



# La relation perméabilité, porosité et la profondeur dans l'ID

Fig. 74 : relation dans le puits OMN 12

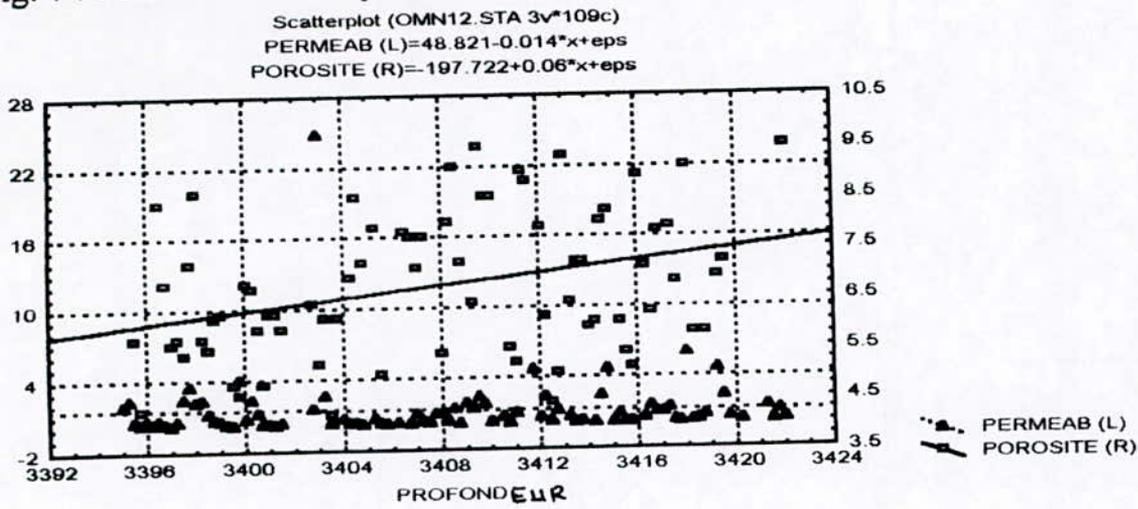


Fig. 75 : relation dans le puits MD341

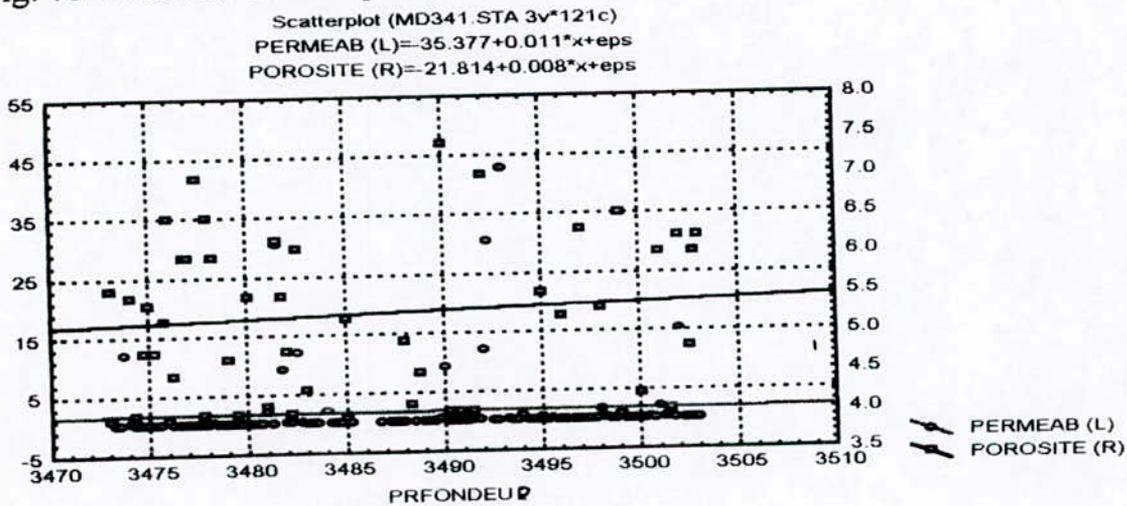
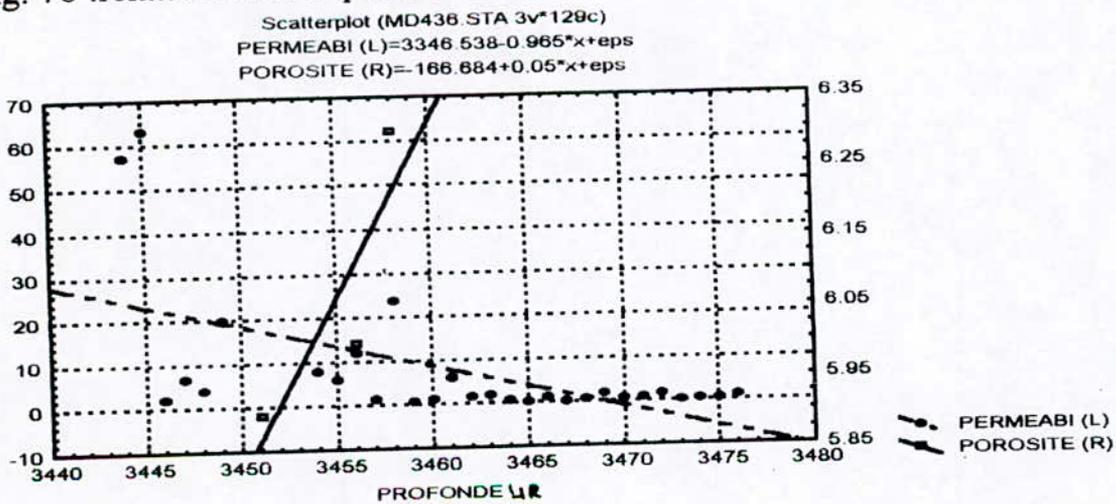


Fig. 76 : relation dans le puits MD 436



# La relation perméabilité, porosité et la profondeur dans le D1

Fig. 77 relation dans le puits OMN 12

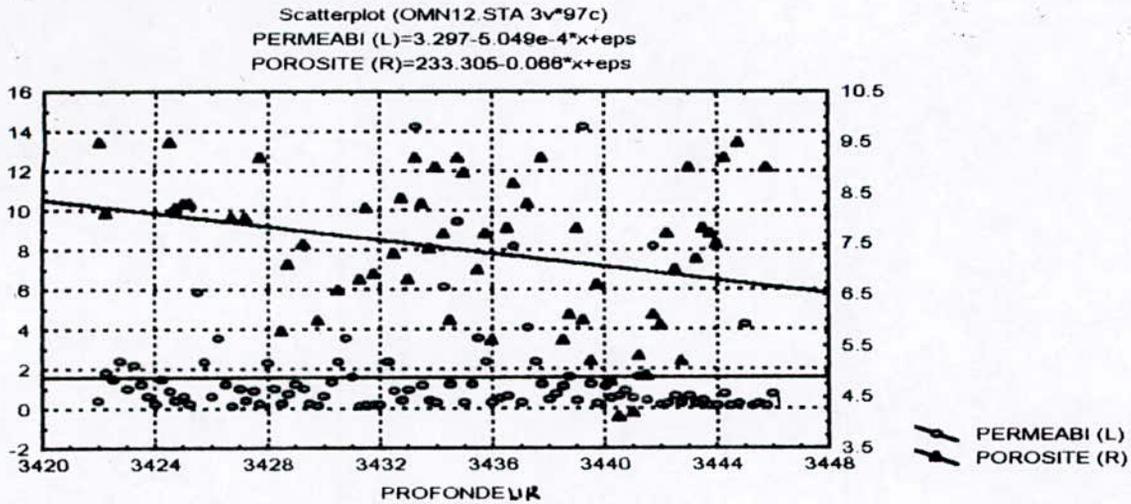


Fig. 78 :relation dans le puits MD341

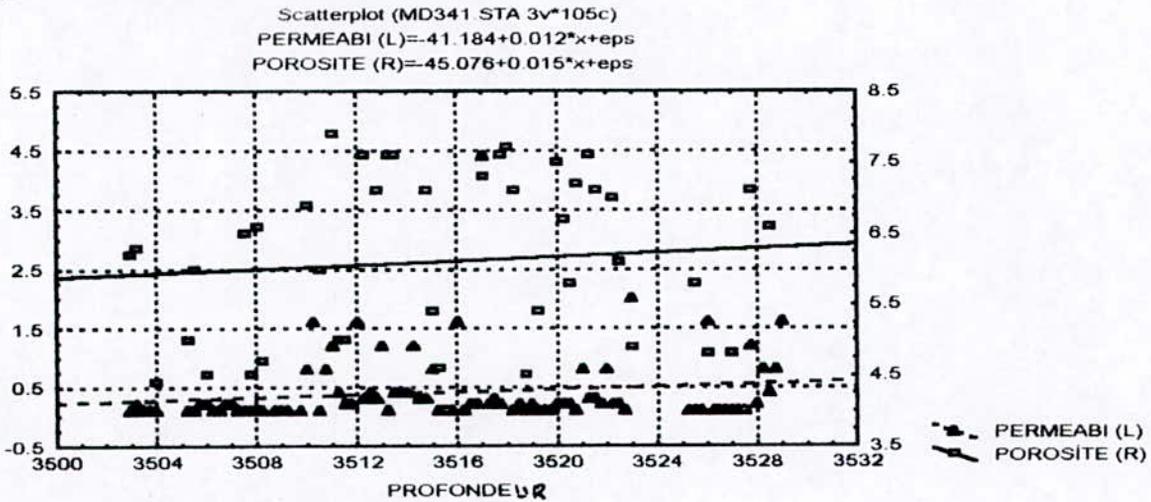
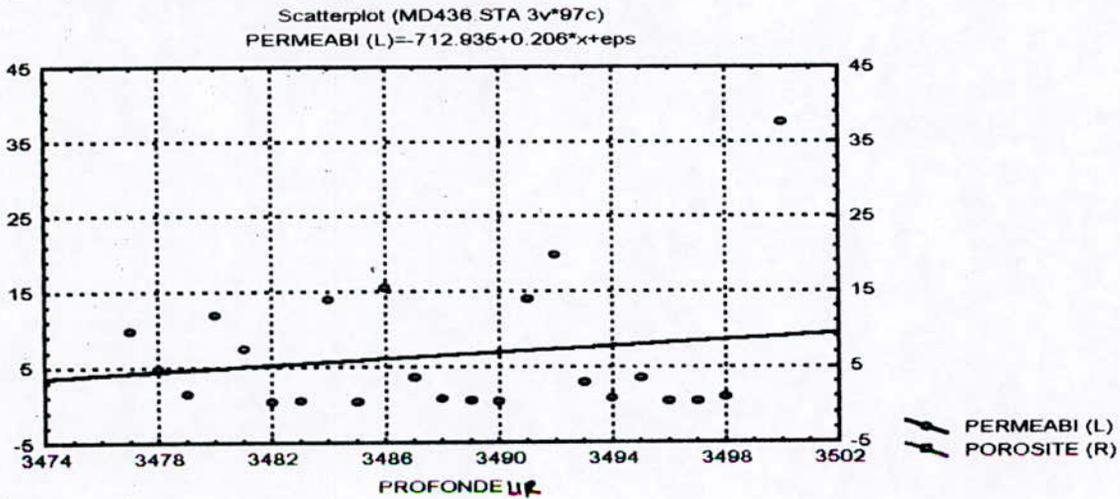


Fig. 79 :relation dans le puits MD 436



La relation entre perméabilité, porosité et la profondeur dans la ZPSG

Fig. 80 : relation dans le puits OMN 12

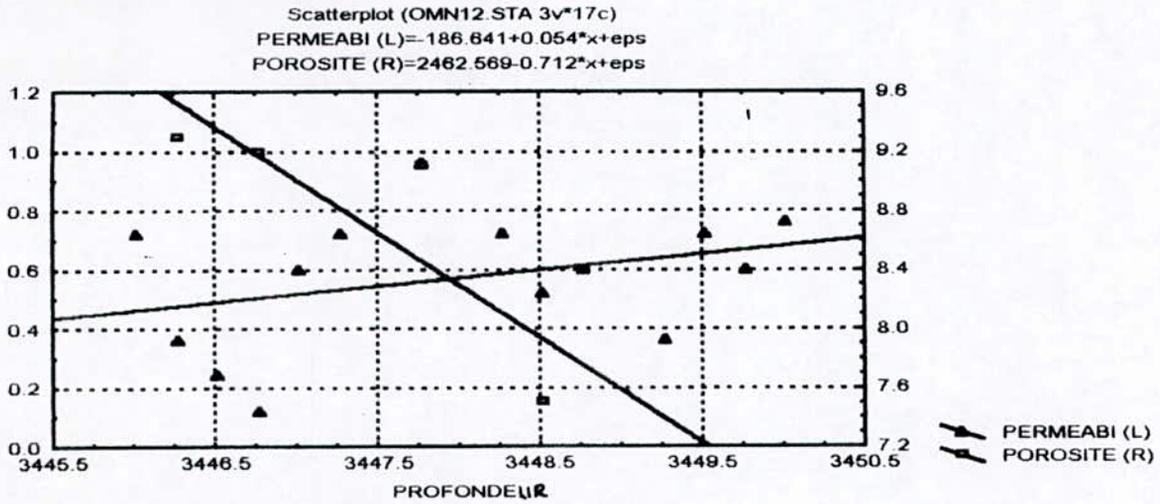


Fig. 81 : relation dans le puits MD341

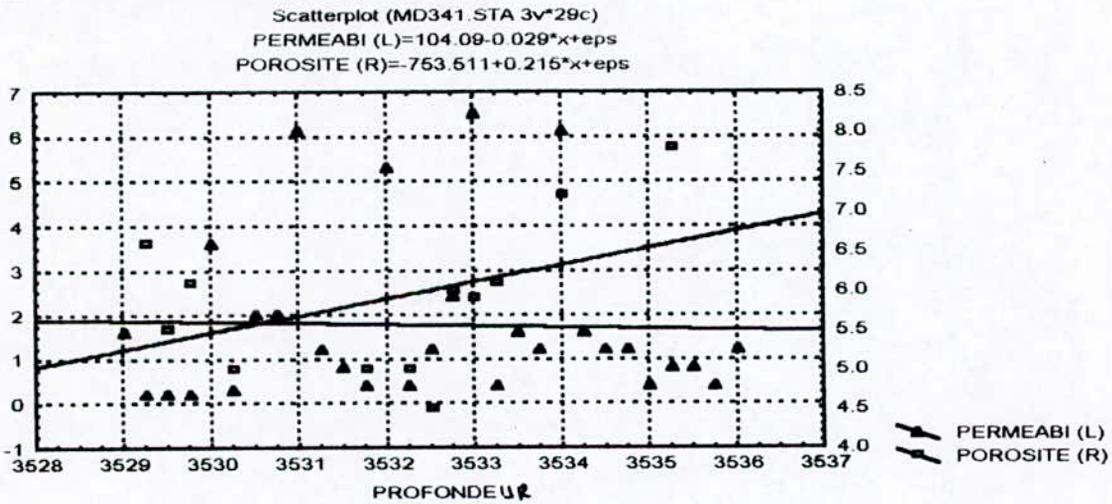
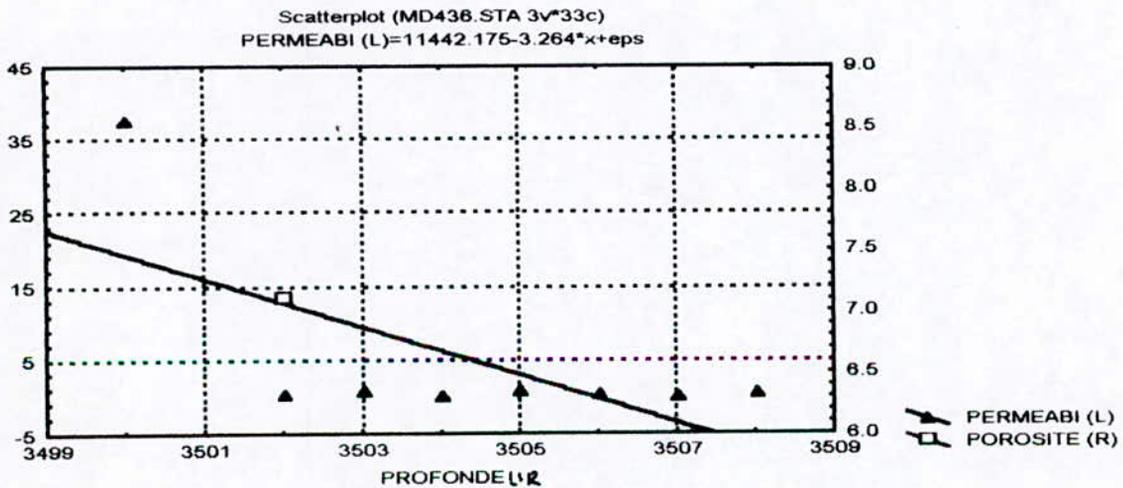


Fig. 82 : relation dans le puits MD436



## CHAPITRE V

## **V- 1 Structure des réservoirs**

Pour obtenir une description complète du réservoir sur les 129 puits, nous avons utilisé le logiciel SURFER 6.01 pour dresser des cartes en isobathes au toit des réservoirs Ri , Ra ( drains ) et R2

### **- La discordance hercynienne ( DH)**

La cartographie de la DH montre que la zone d'étude n'est pas tout à fait plate. (Cf. Fig. 82-a)

### **- Le D5 ( = Ri )**

La partie Sud n'est pas pénélane ce qui se voit moins au Nord. voir Fig. 83

### **- Le D4**

Le D4 est absent dans quelques puits de l'hors zone sud Fig. 84, mais avec la même allure que le D5.

### **- Le D3**

Au D3 il y a pas eu de changement de structure par rapport au D5. cf. Fig. 85.

### **- Le D2**

La carte présente deux zones d'ensellement (absent dans le D3), au milieu de la carte (fig. 86).

### **- L'ID, D1, ZPSG et R2**

Pas de grands changements de structure a signaler par rapport au D2. (Voir respectivement les figures 87, 88, 89 et 90.)

FIG 82-A : ISOBATH DE LA DISCORDANCE HERCYNIEENNE

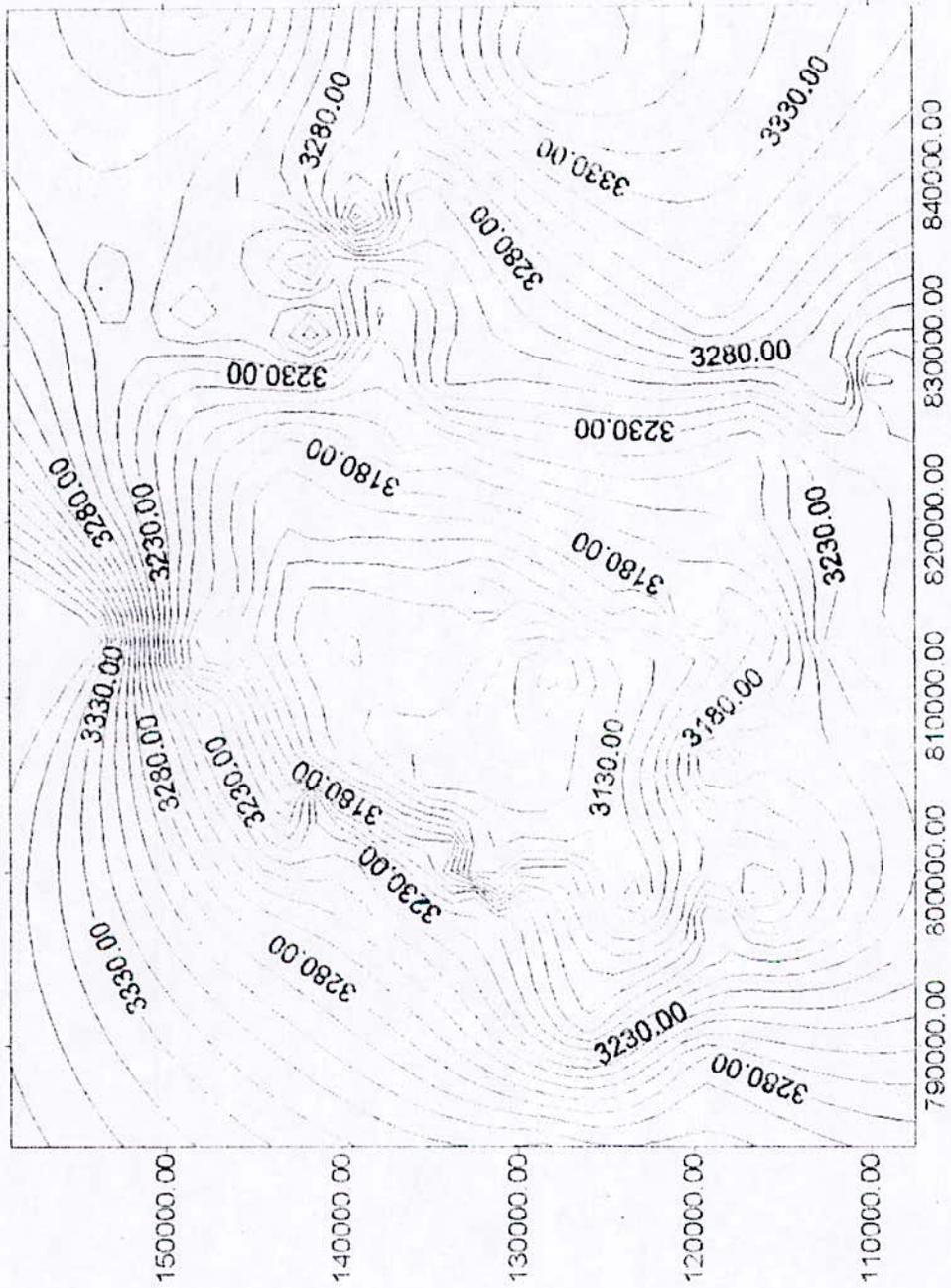




fig.83 : ISOBATHS DU DRAIN ( D5 )

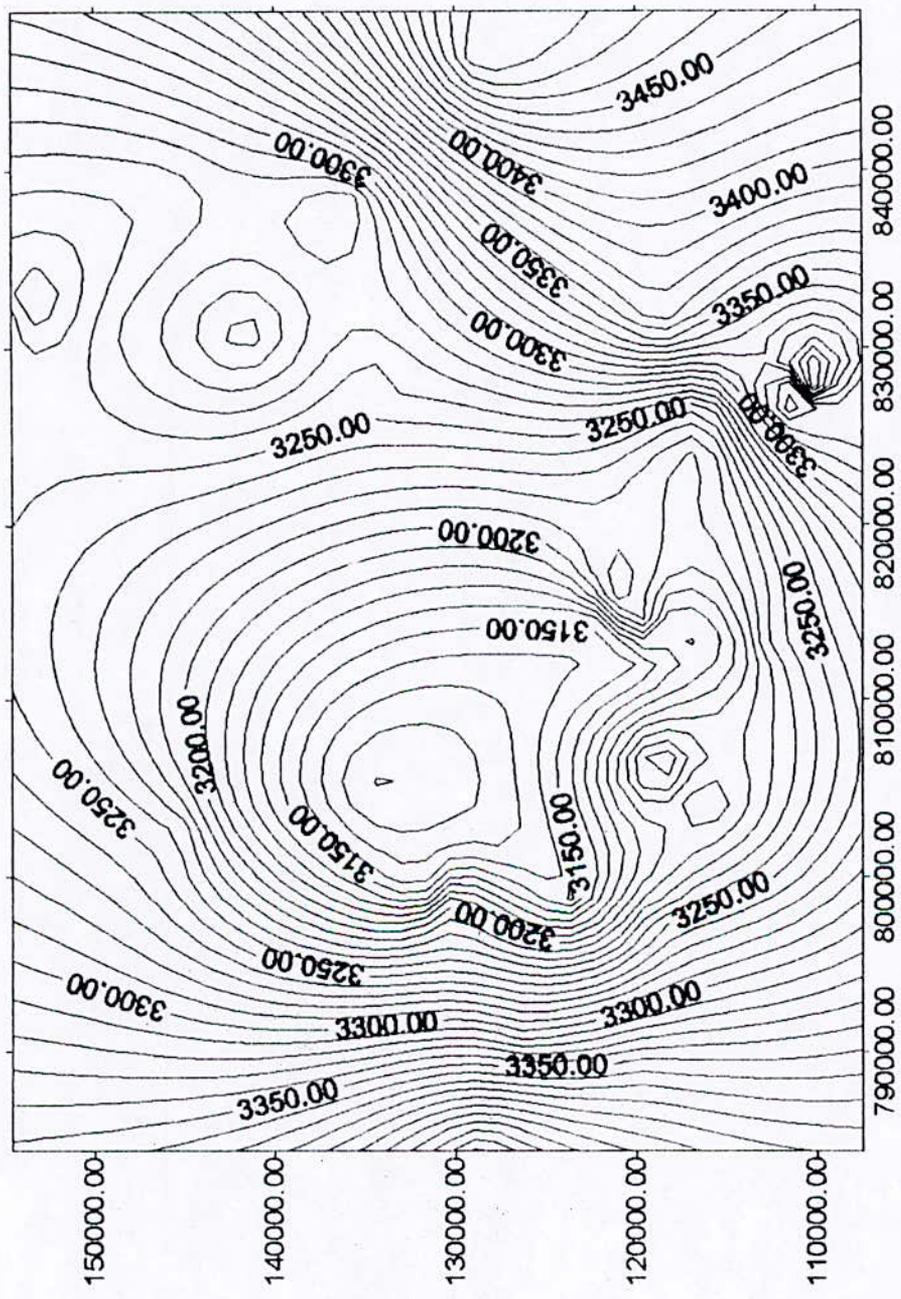
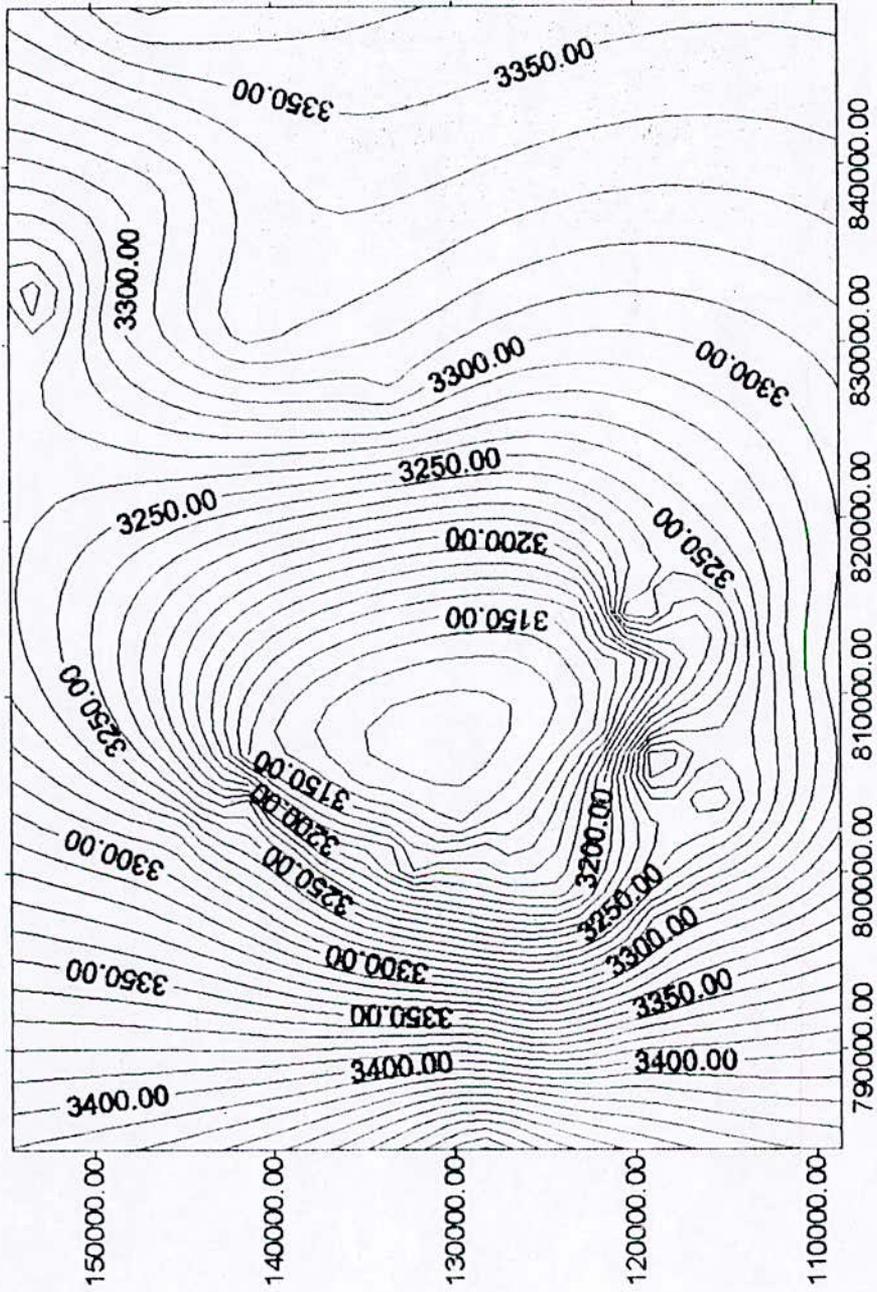


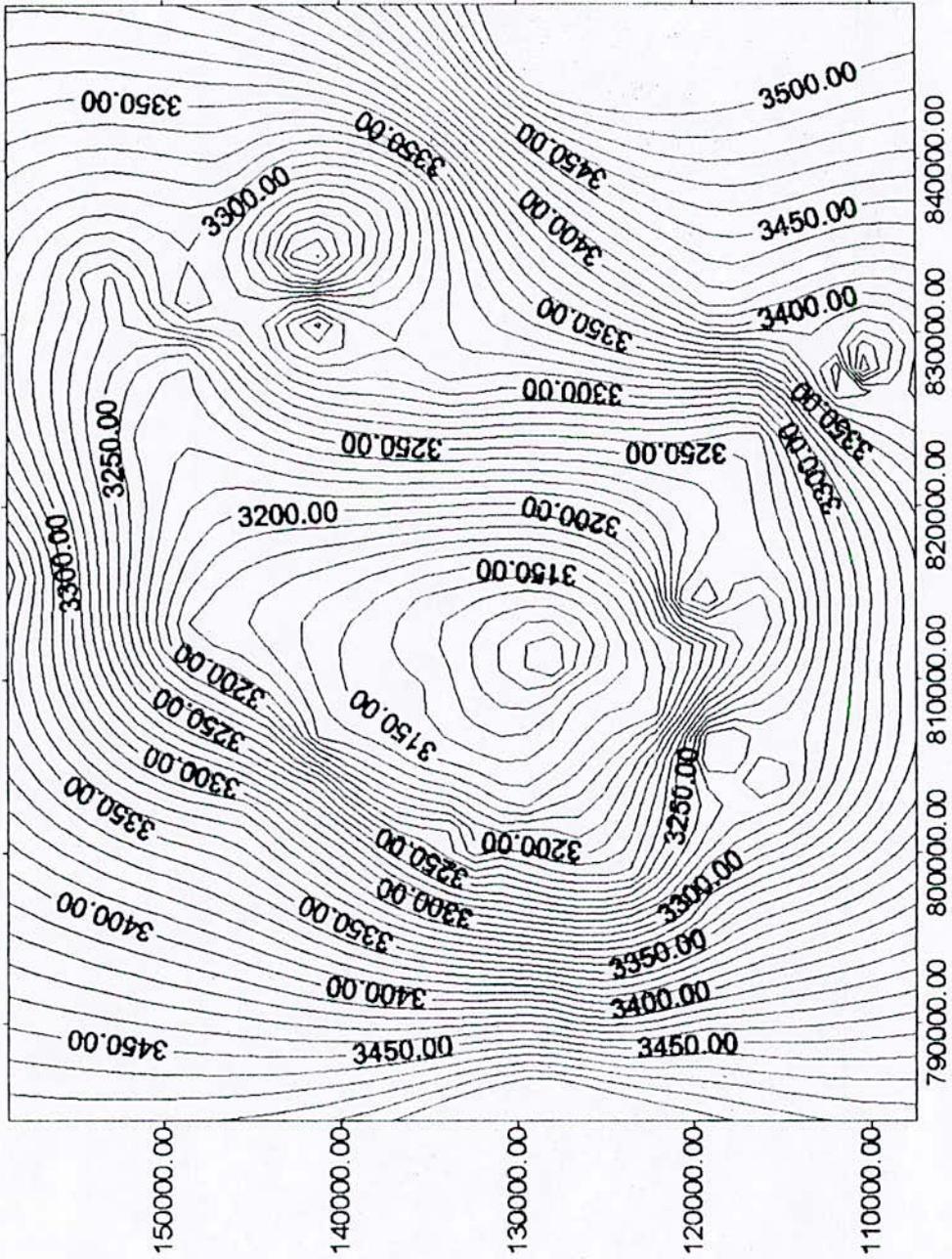


fig. 4 : ISOBATHS DU DRAIN ( D4)



N ←

fig.55 : ISOBATHS DU DRAIN (D3)



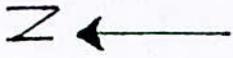


fig.86 : ISOBATHS DU DRAIN (D2)

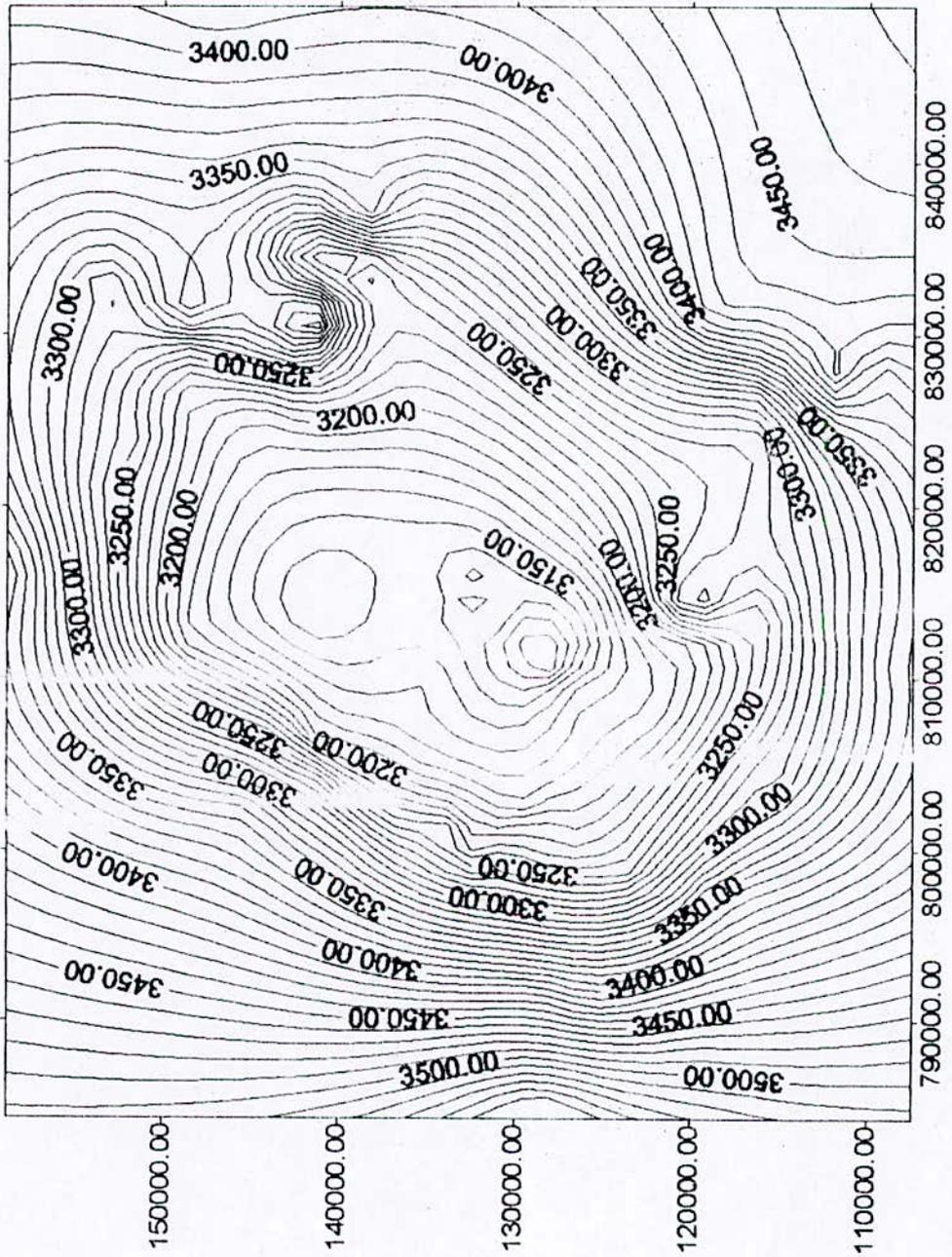




fig. 87 : ISOBATHS DE L'INTER DRAIN (ID)

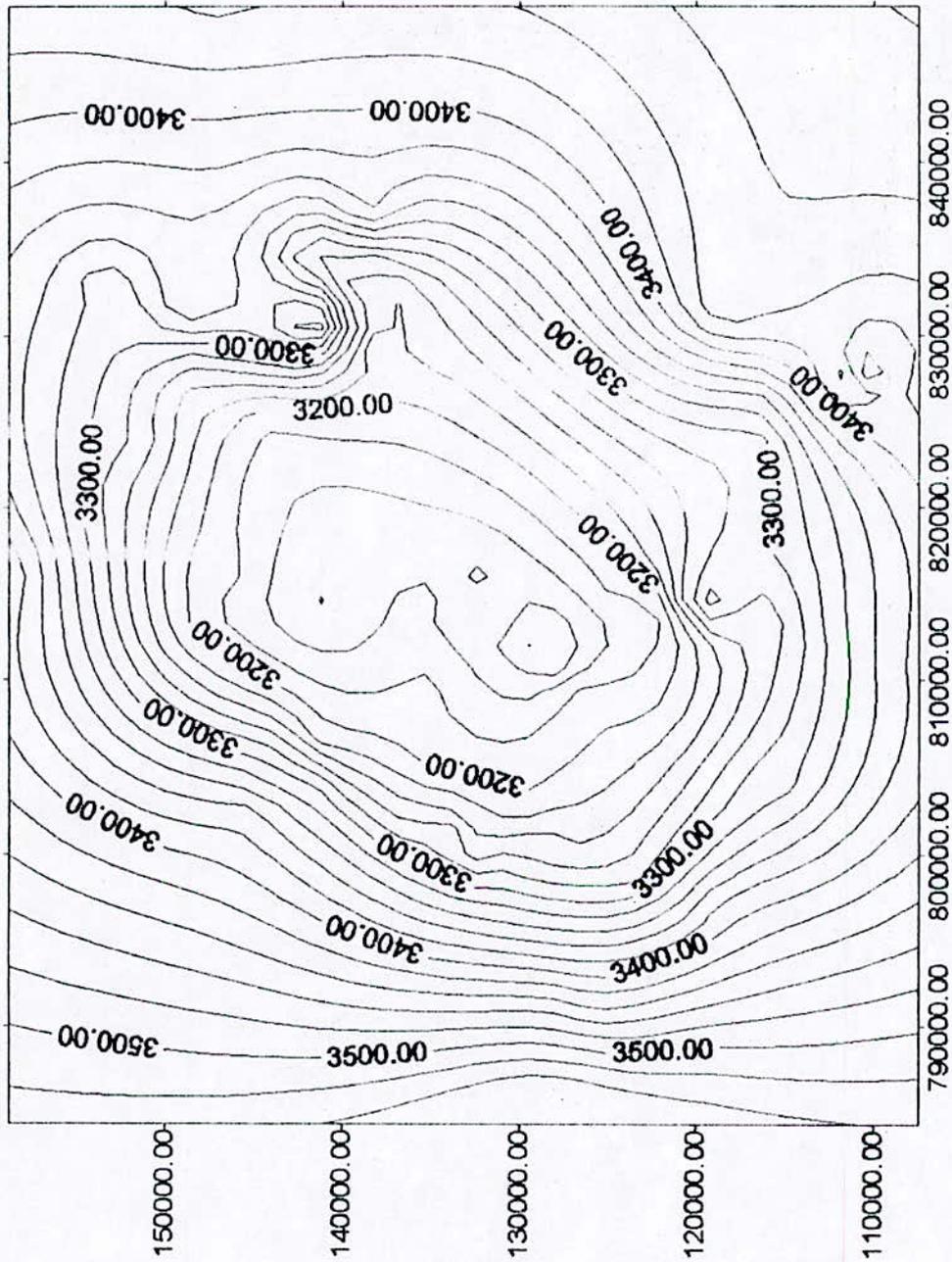




fig.99 : ISOBATH DU DRAIN (D1)

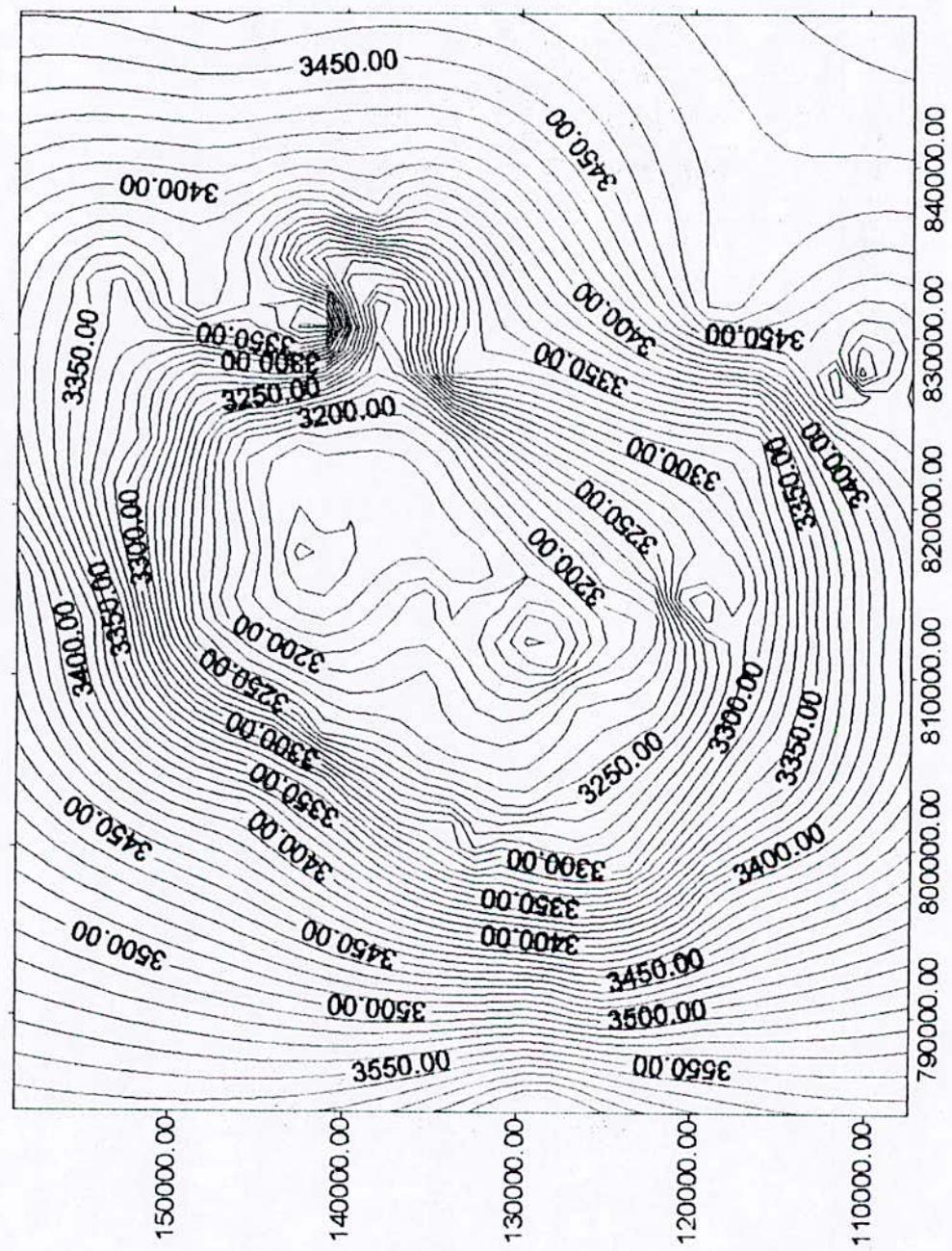
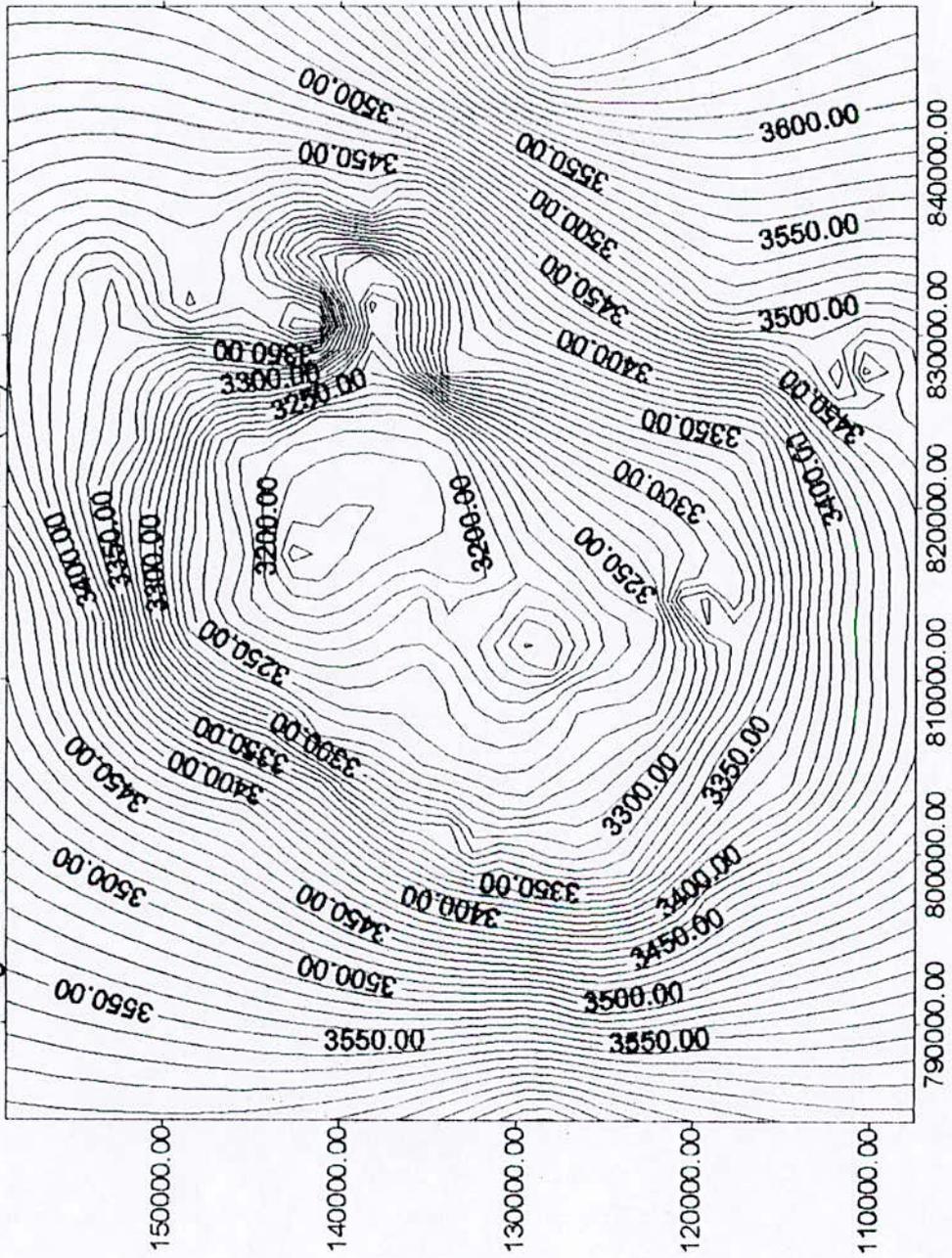






fig.90 : ISOBATHS DU RESERVOIR 2 (R2)



## **V-2 Cartographie des paramètres pétrophysiques**

La cartographie permet de distinguer les zones de bonnes et de mauvaises caractéristiques pétrophysiques à l'échelle de l'hors zone

### **V-2-1 La perméabilité**

#### **-Le D5**

On observe une zone de bonne perméabilité dans la partie nord - est par rapport au reste Fig. 91.

#### **-Le D4**

Dans le D4 fig. 92, la perméabilité présente une allure asymétrique par rapport au D5

#### **.-Le D3**

Mise à part la zone centrale qui présente une bonne perméabilité, dans le reste il y a diffusion de la perméabilité.

#### **-Le D2**

Présente des bonnes perméabilités dans la partie nord - est. (fig. 94).

#### **-L'ID**

Plus au moins la même allure que le D2 . fig.95

#### **-Le D1**

Il n y a pas de changement par rapport a l'inter drain fig. 96

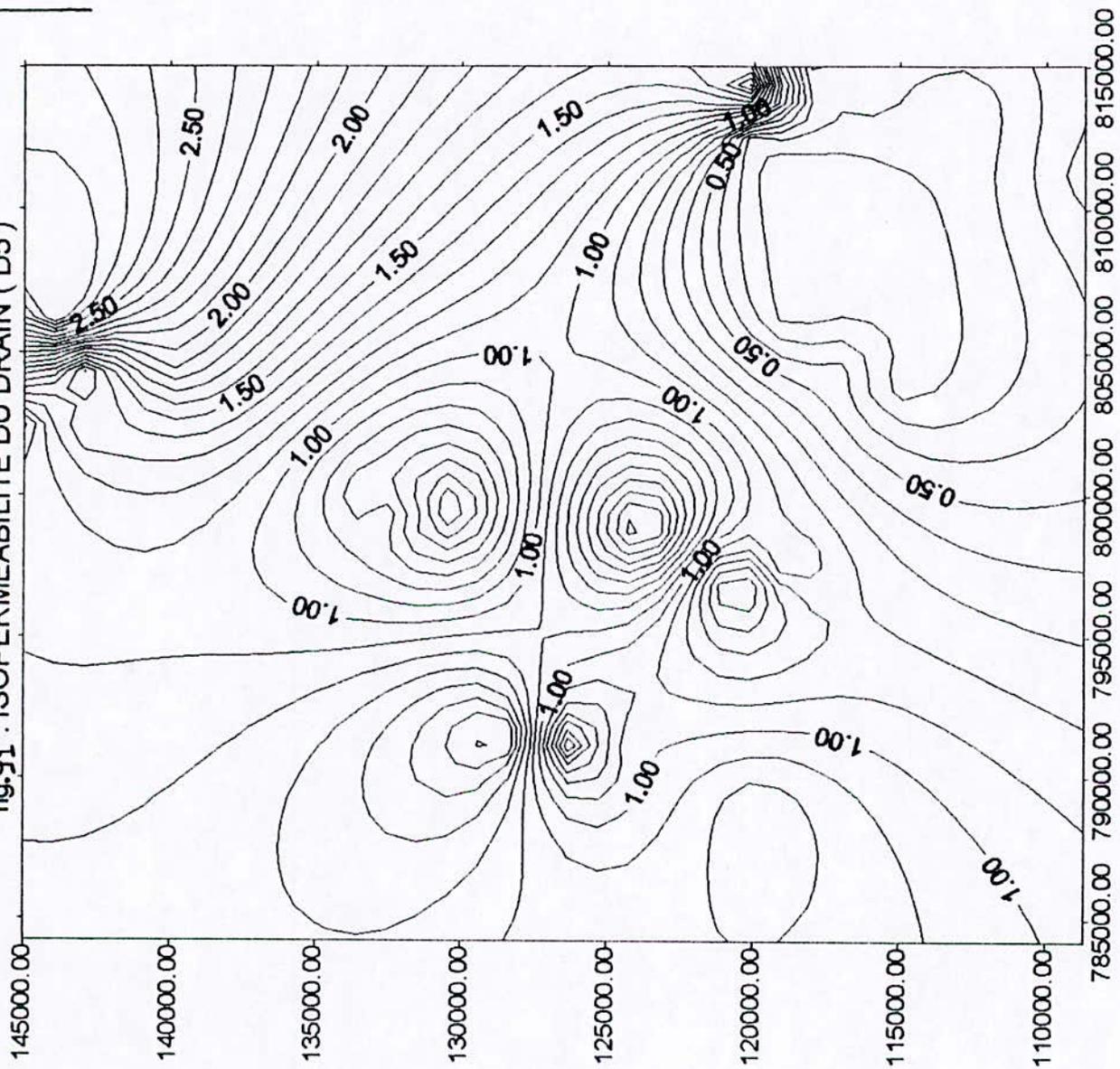
#### **-La ZPSG**

On constate que la perméabilité est bonne au centre avec l'apparition de deux zones au Nord - Est au Nord - Ouest (Fig. 97)

Nous ne disposons pratiquement pas de données pour le R2.



fig.91 : ISOPERMEABILITE DU DRAIN ( D5 )



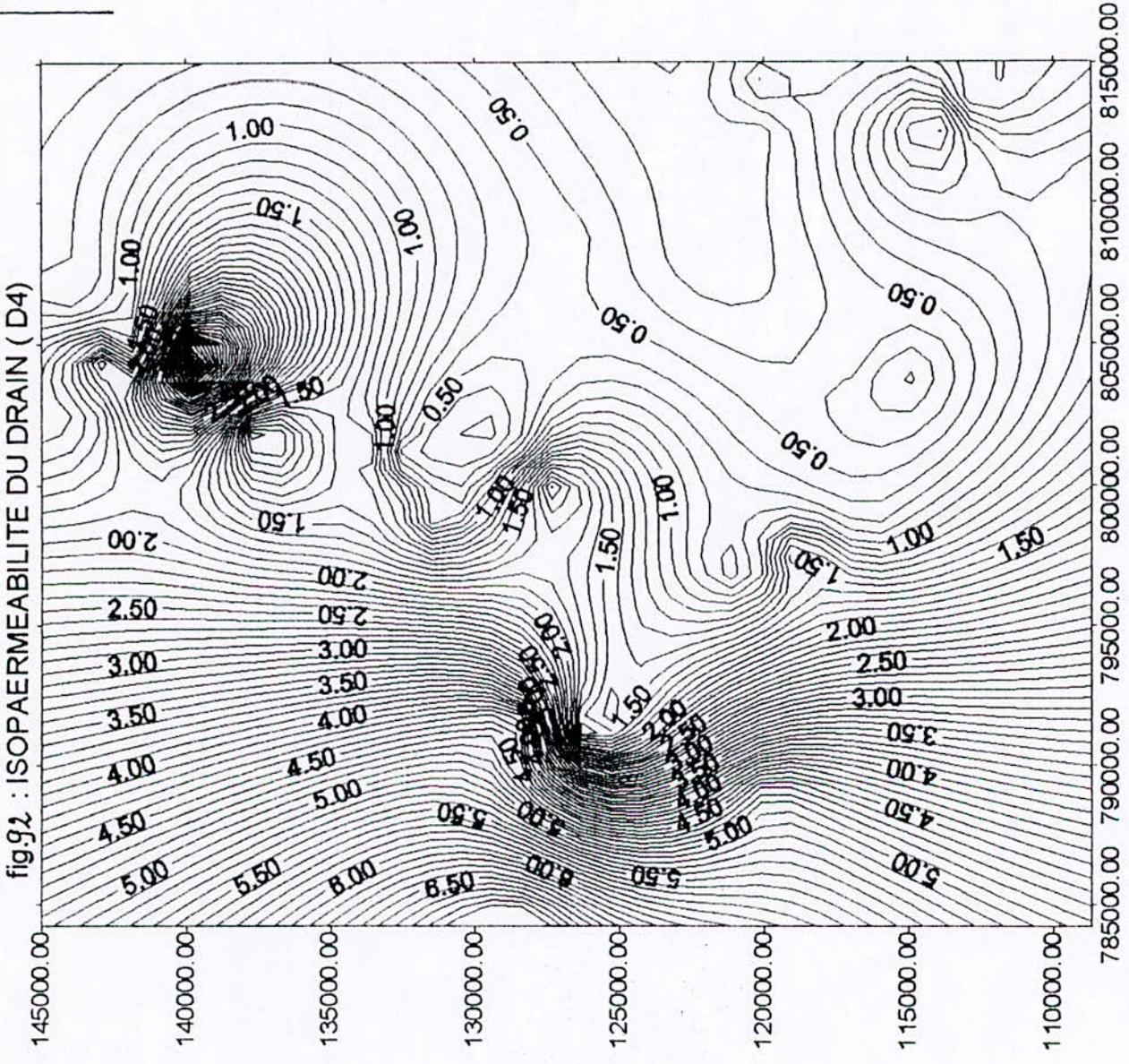
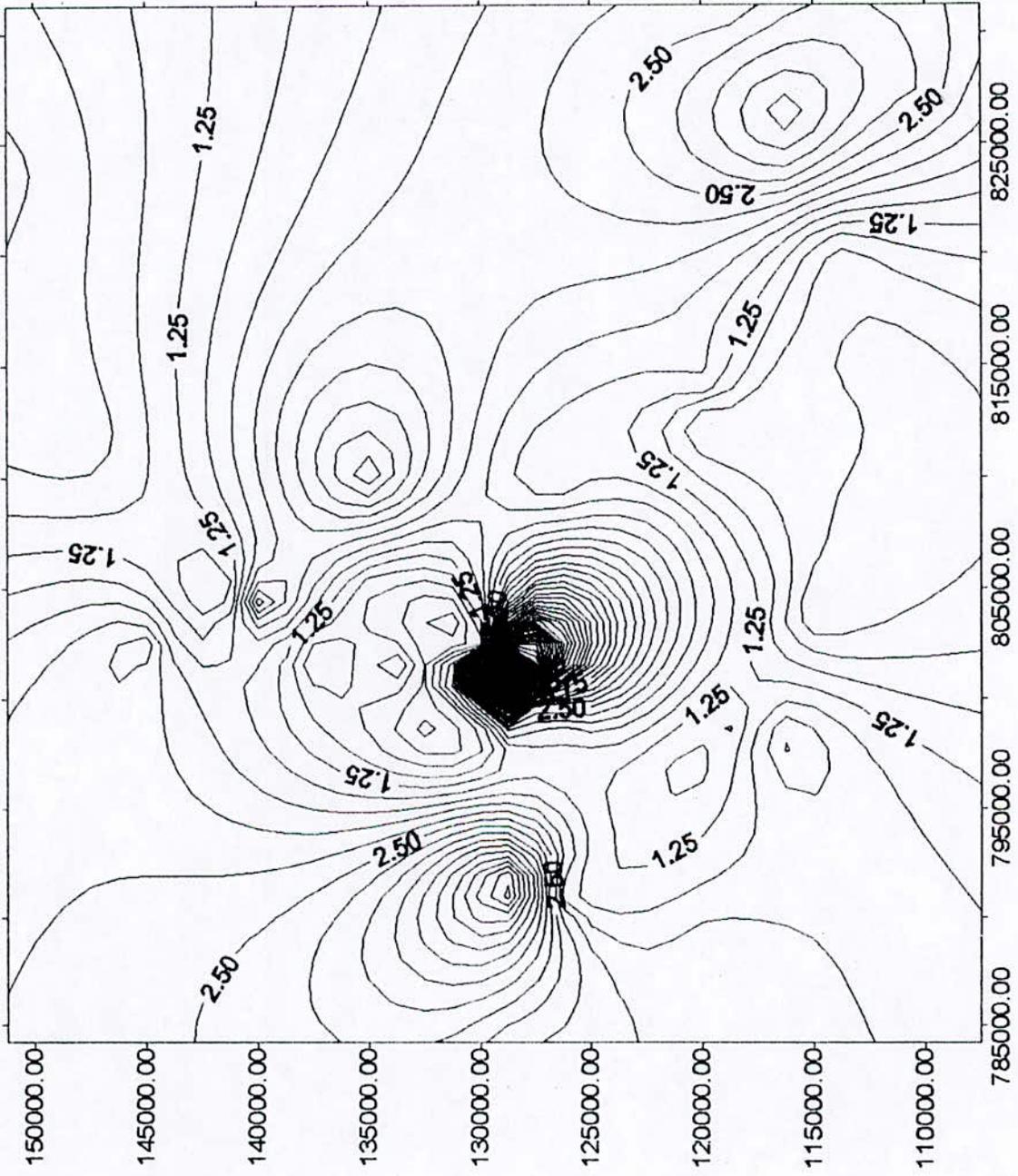




fig.93 : ISOPERMEABILITE DU DRAIN (D3)



Z ←

fig. 94: ISOPERMEABILITE DU DRAIN (D2)

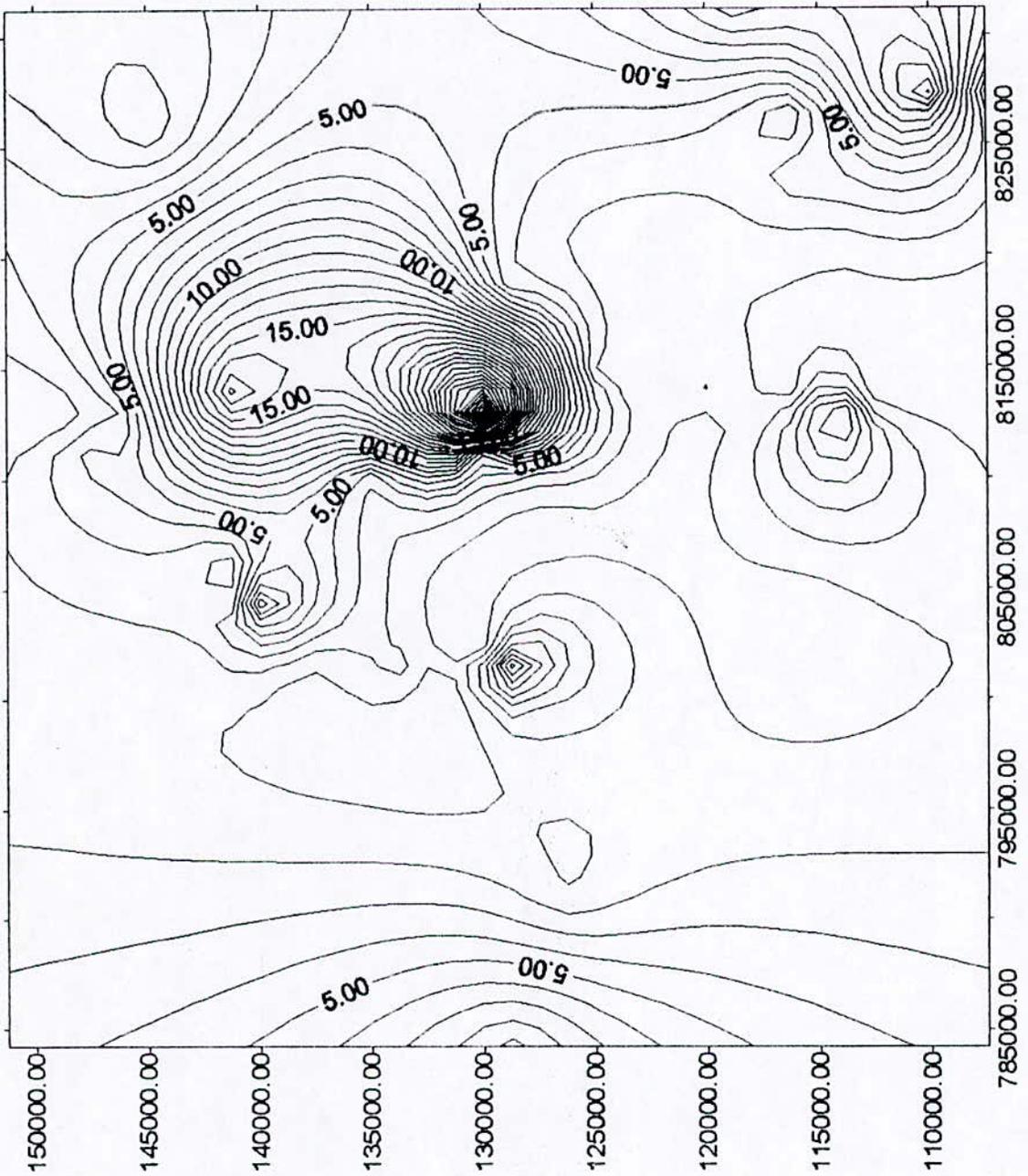
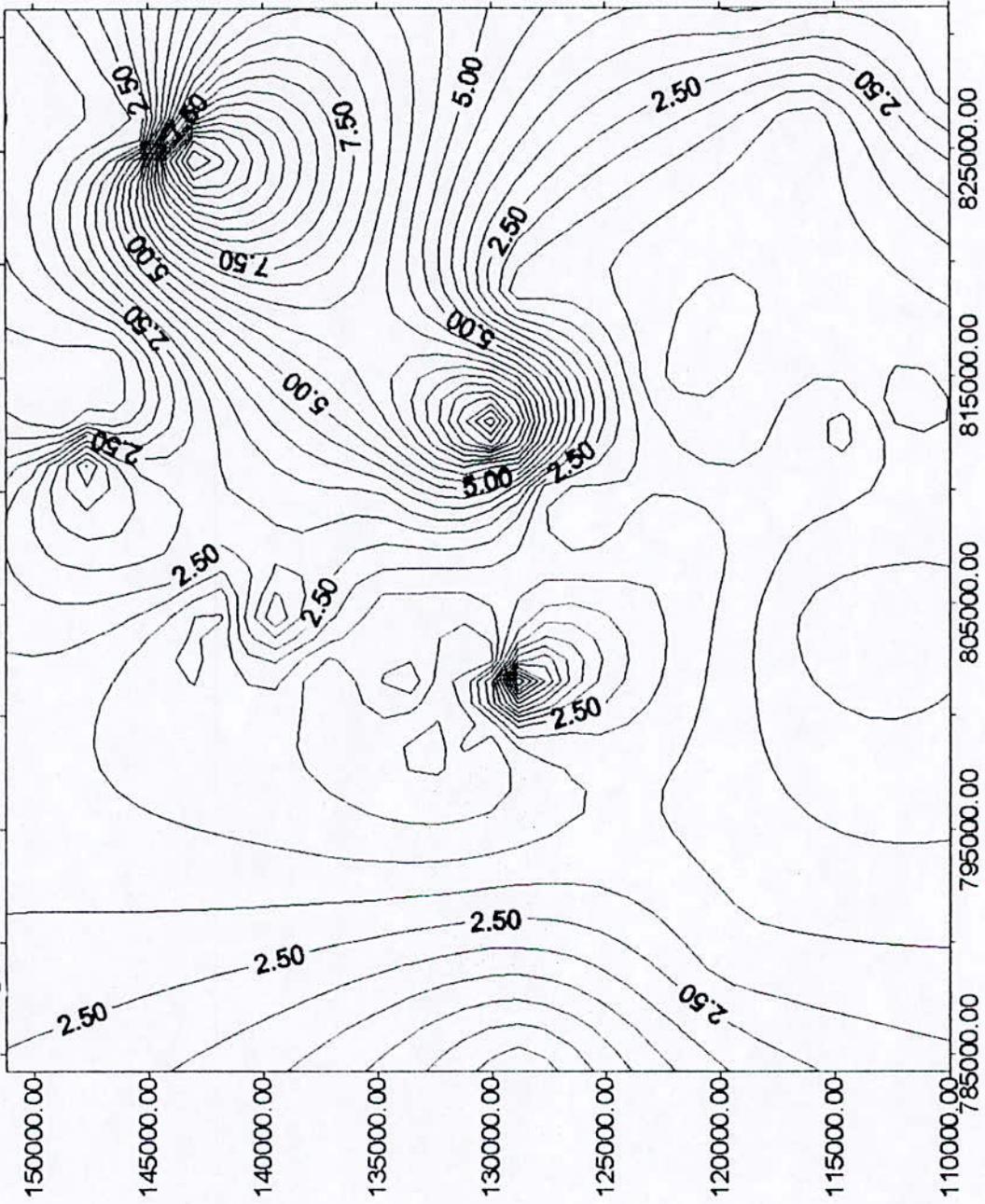




fig.9.5 : ISOPERMEABILITE DE L'INTER DRAIN (ID)



2 ←

fig. 96 : ISOPERMEABILITE DU DRAIN (D1)

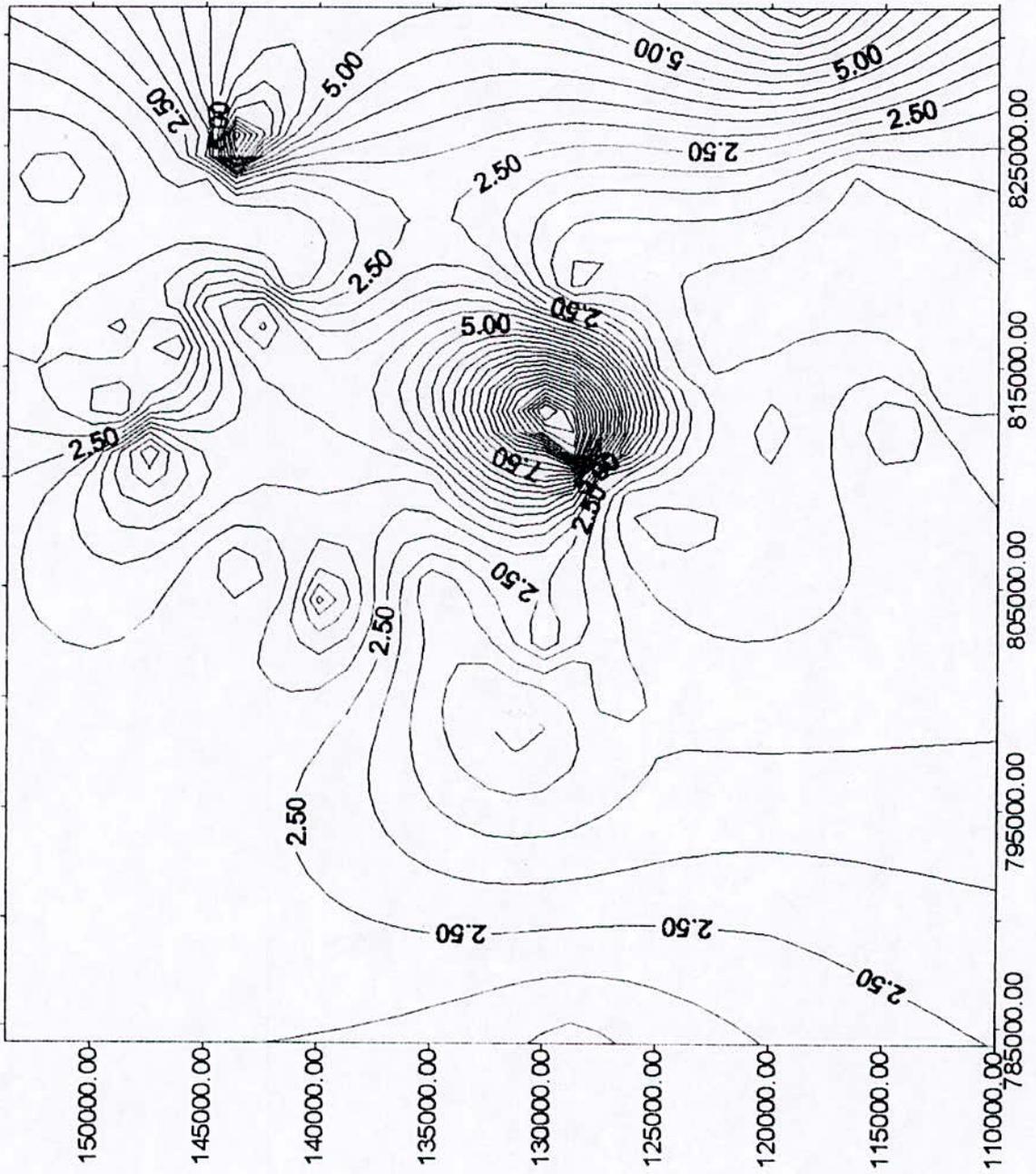
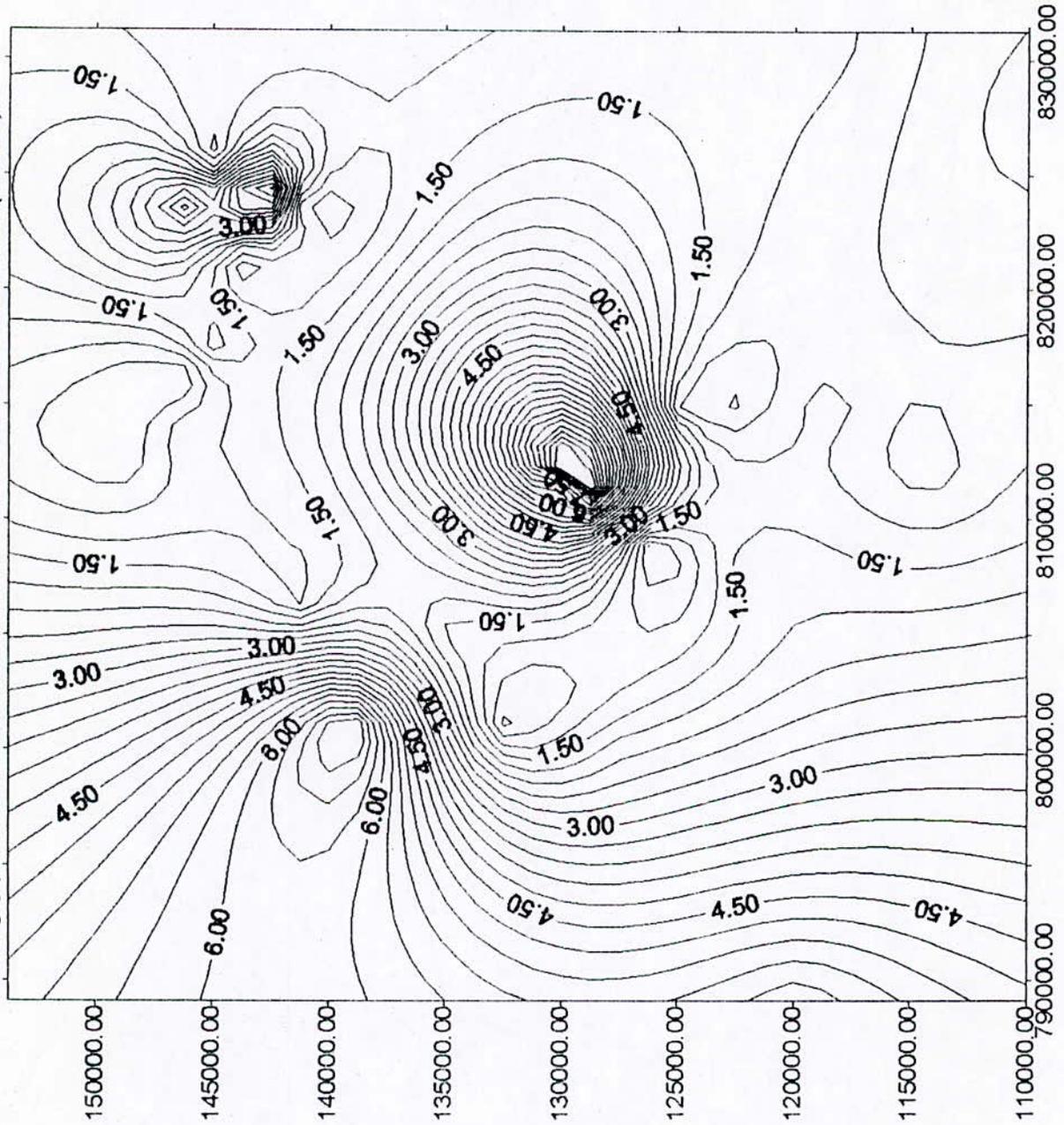


fig 97 : ISOPERMEABILITE DE LA ZONE DE PASSAGE (ZPSG)



## **V-2-2- La porosité**

La cartographie est basée sur les moyennes arithmétiques (cf. Tableau. 5)

### **-Le D5**

La porosité présente des changements brusques en passant d'un puits à un autre.  
Fig. 98

### **-Le D4**

Le D4 présente la même forme. fig. 99

### **-Le D3**

La dégradation de la porosité apparaît clairement au Nord - Ouest. Fig. 100

### **-Le D2 et L'ID**

Les figures 101 et 102 montrent la formation de nouvelles zones bien contrastées de répartition quelconque.

### **-Le D1 et La ZPSG**

La distribution de la porosité dans la zone de passage et dans le drain (D1) est anisométrique. Fig. 103 .

La répartition est quelconque dans l'ensemble des réservoirs.

La mauvaise qualité du réservoir peut être due aux facteurs suivants:

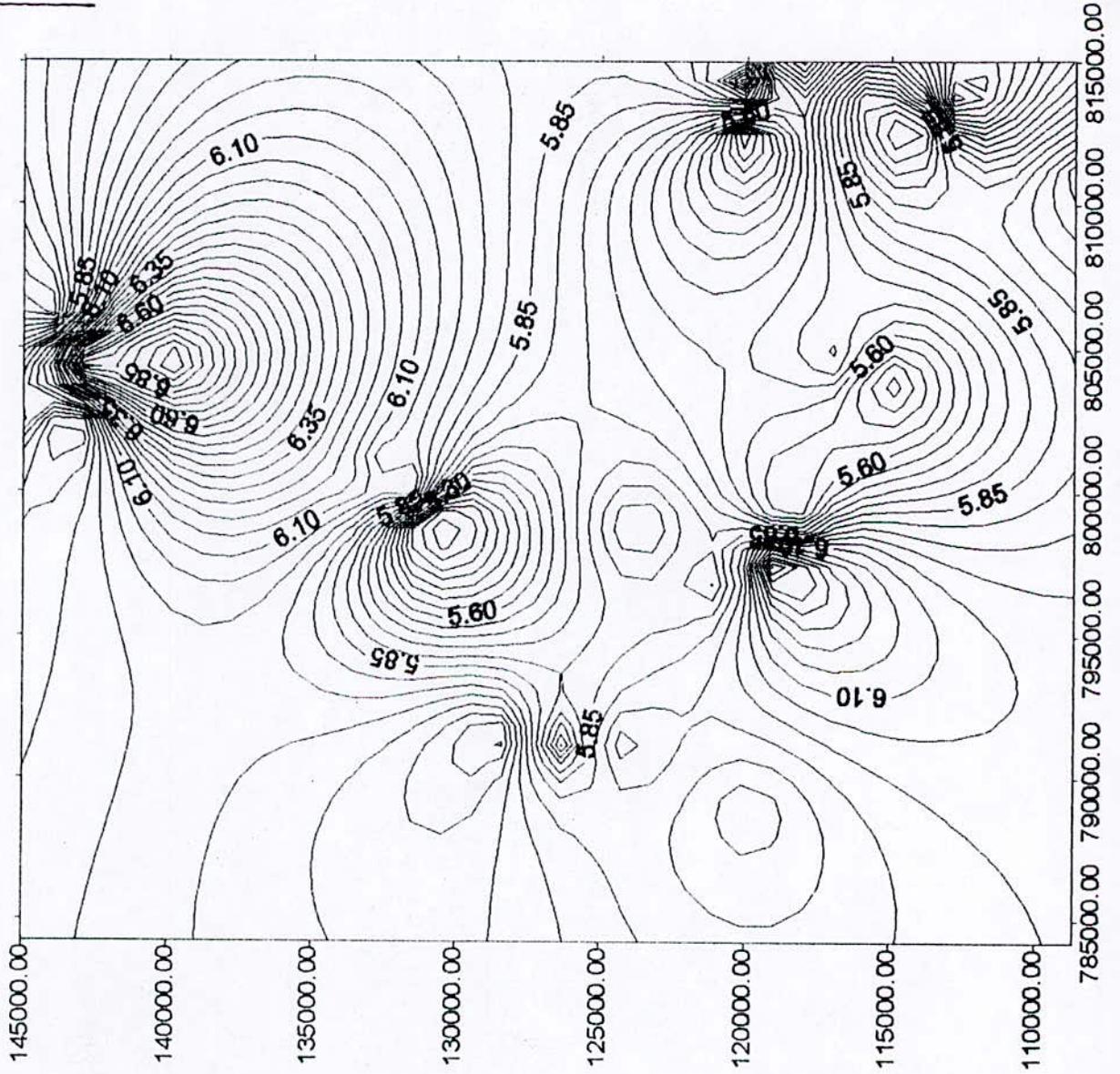
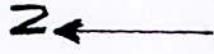
- Argilosité et silisification intense.
- Barrière de perméabilité (colmatage).

La bonne qualité peut être due aux facteurs suivants:

- failles a effets bénéfiques (fracturation ouverte)

Ces facteurs ne font pas l'objet de notre étude.

fig.9g : ISOPOROSITE DU DRAIN (D5)



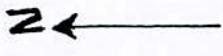


fig 99 : ISOPOROSITE DU DRAIN (D4)

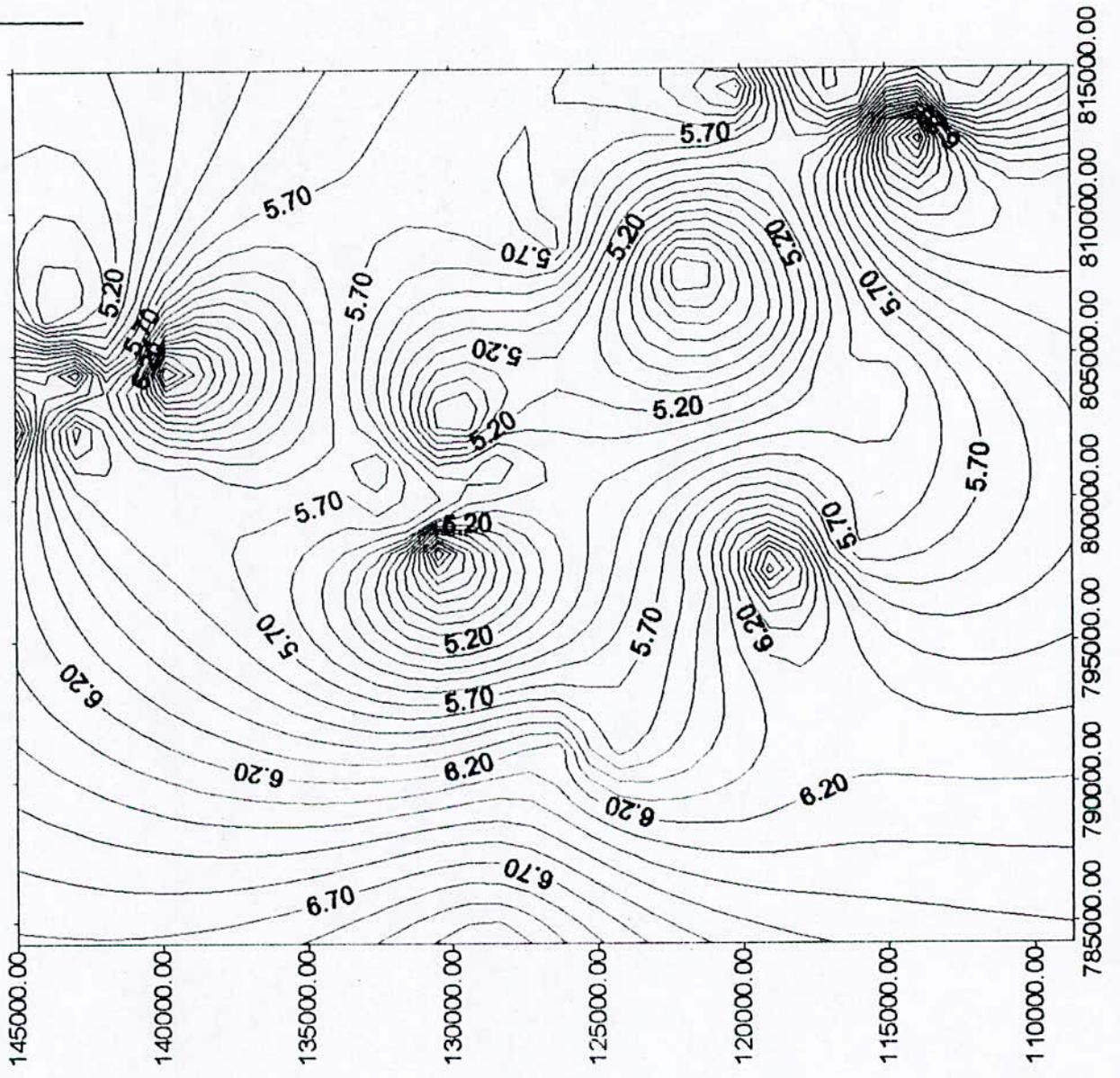
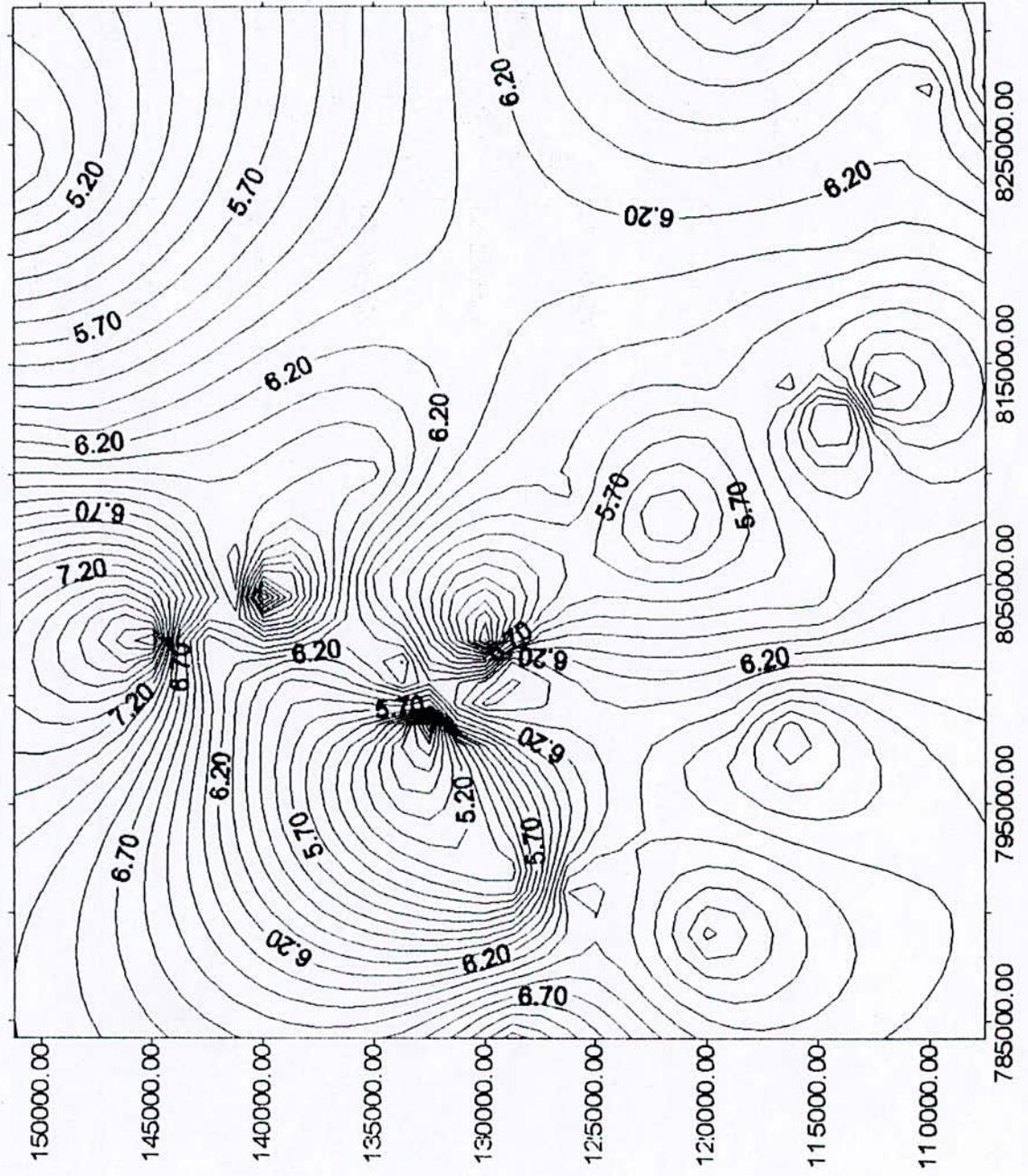




fig.100: ISOPOROSITE DU DRAIN (D3)



2 ←

fig.101 : ISOPOROSITE DU DRAIN (D2)

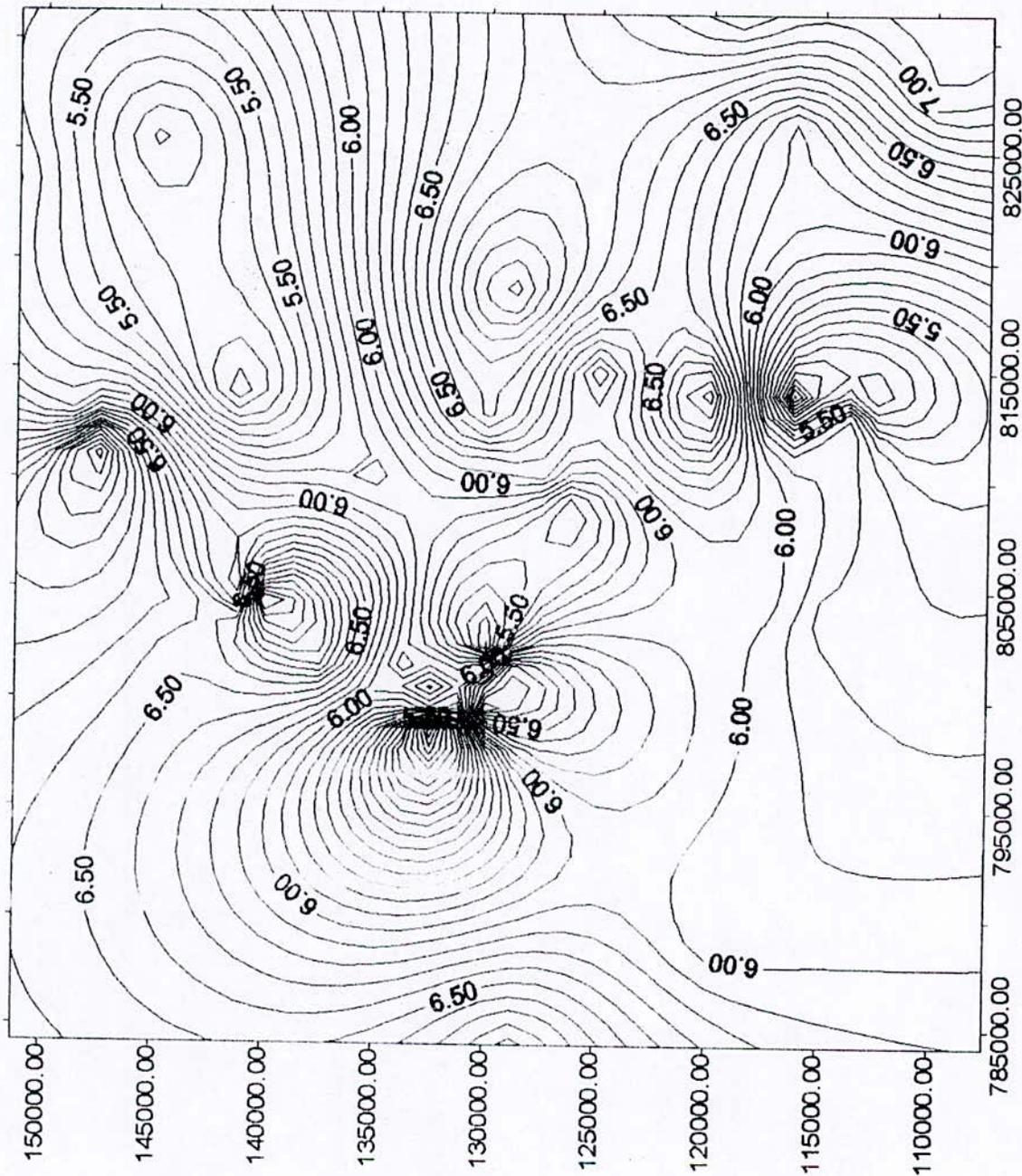




fig.102 : ISOPOROSITE DE L'INTER DRAIN (ID)

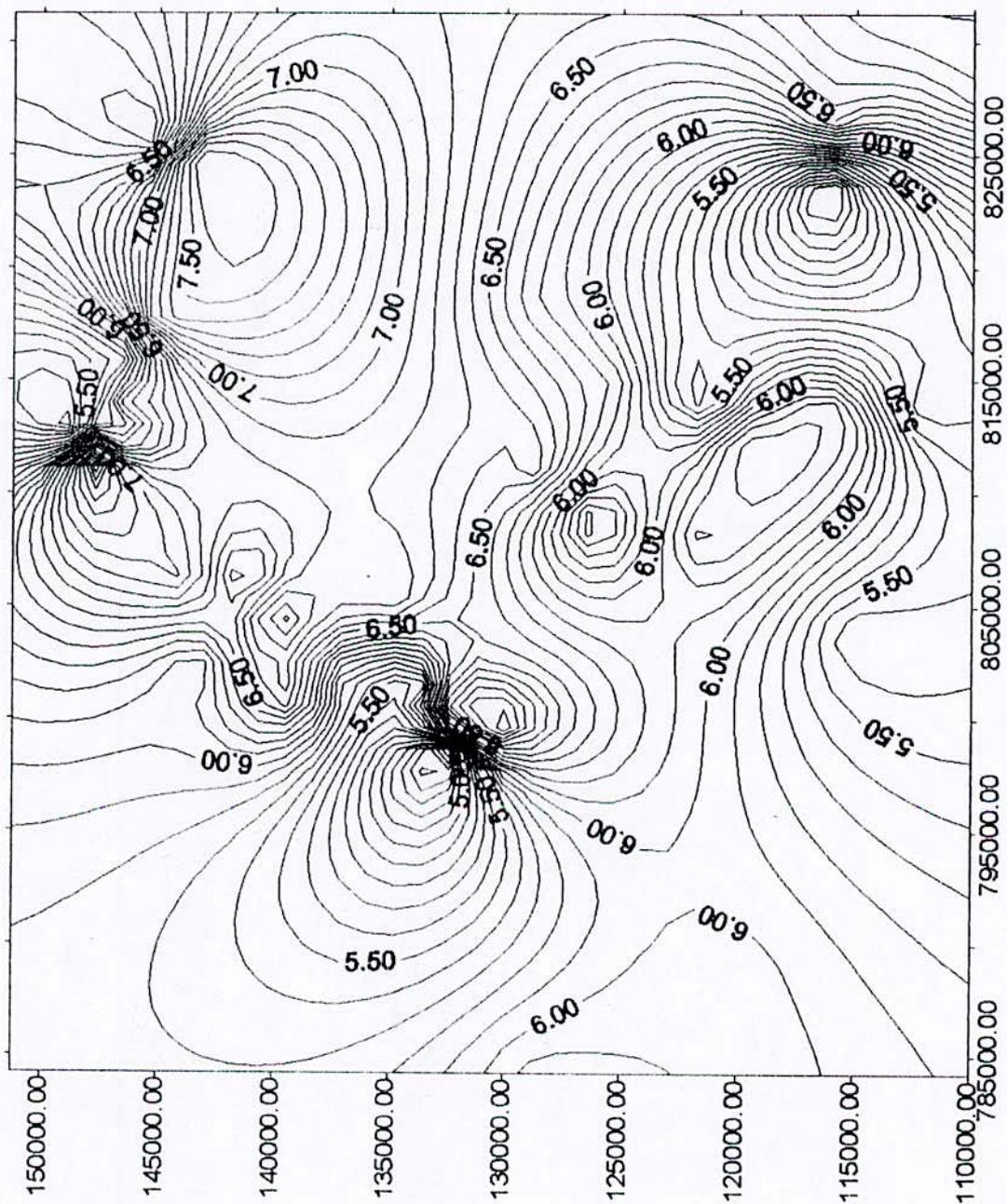


fig. 103 : ISOPOROSITE DU DRAIN (D1)

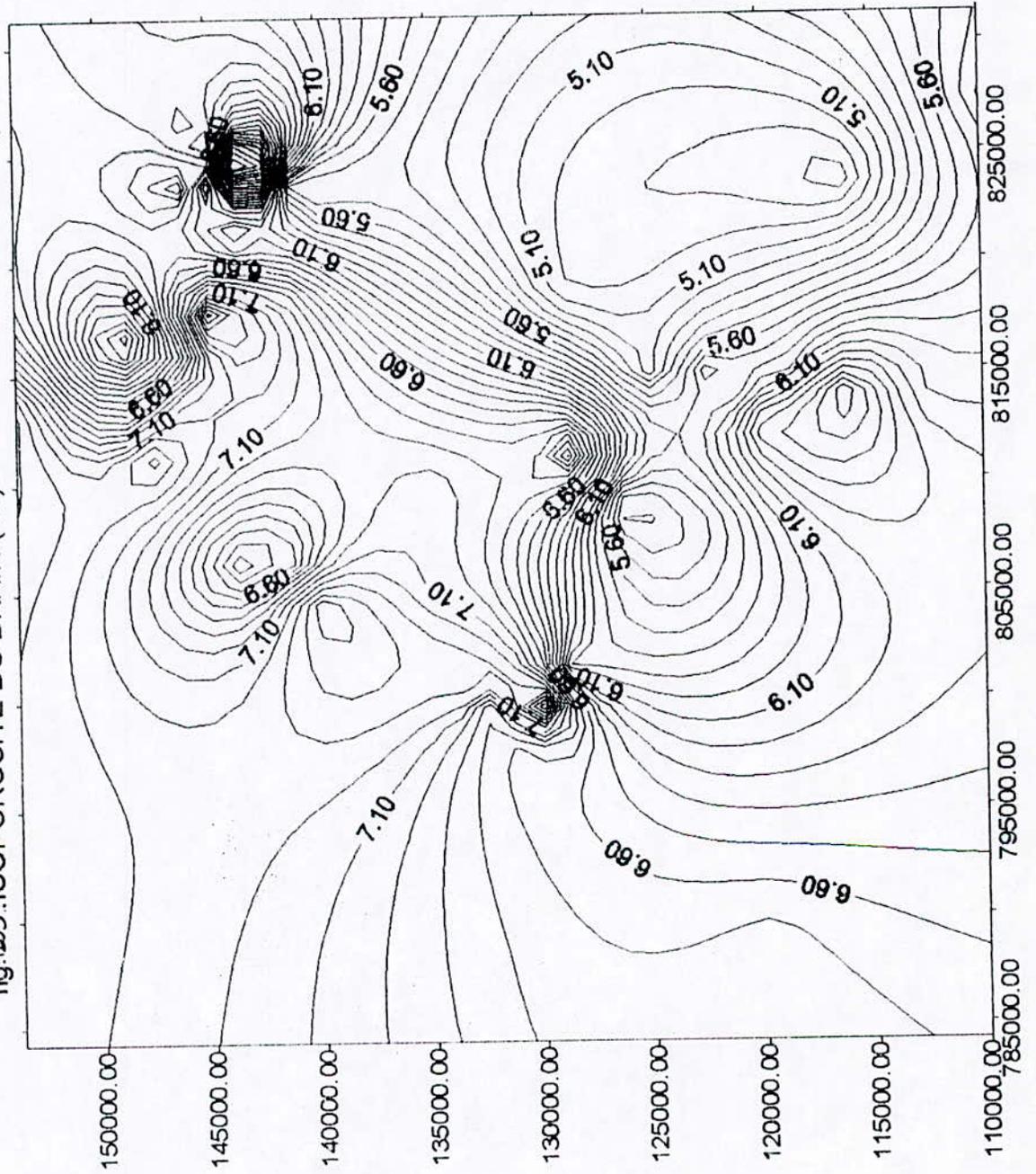
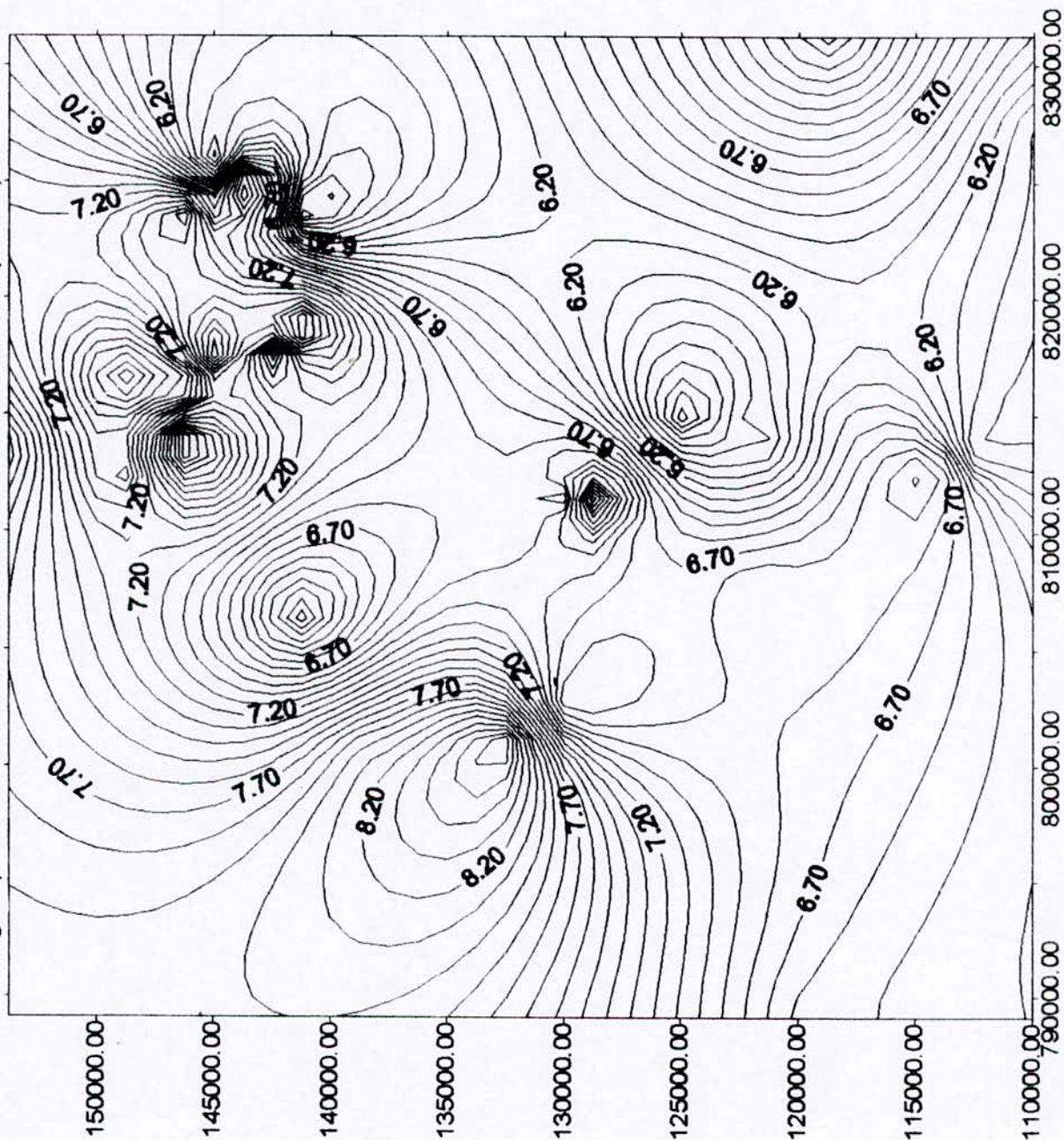




fig. 104: ISOPOROSITE DE LA ZONE DE PASSAGE (ZPSG)



### V-3 La régression

Dans le traitement des données, on a observé qu'une partie importante de données manquaient à tous les niveaux.

Le but de cette partie est d'arriver à déterminer les données qui manquent.

L'opération est faite avec le logiciel SURFER.

On a pris comme exemple de travail les ISOBATHES du drain D3.

L'opération consiste à « ploter » les puits sur cette carte (fig. 104), ensuite grâce à l'édition de la position des noeuds on peut déterminer pour n'importe qu'elle position la valeur Z.

**Tableau n° 6 : détermination de la profondeur du D3 dans quelques puits**

puits	valeurs du D3 déterminée
OMK62	3179.17 m
OMO53	3146.92 m
MD137	3099.84 m
OMP75	3305.11
MD31	3208.73
MD12	3177.44



**CHAPITRE VI**  
**LES STATISTIQUES DESCRIPTIVES**

Pour étudier la corrélation entre les différents puits (analyse en composantes principales ) nous avons calculé la matrice de corrélation à l'aide du logiciel STATITCF.

Cette corrélation s'est basée sur les variables suivantes :

- les coordonnées des puits X et Y,
- les toits des différents drains ( D5, D4, D3, D2, ID, D1, ZPSG et R2),
- les pression dans les différents parties du puits PT, PG, PF.
- le débit du puits Q,
- l'indice de productivité IP
- le build up hk ( courbe de remontée de pression )
- l'effet de peau EP
- les indices des puits.(leur notation)

Le tableau n°: 6 montre la corrélation entre eux.

Suite a ce tableau on a essayer d'établir des cercles de corrélations a différentes échelles de ces variables. Cf. Fig. 106, 107 et 108.

Les cercles de corrélations vont révéler les différentes corrélations qui peut y avoir entre les puits ( Fig. 109, 110 et 111), et les regroupement en familles qui possèdent plus au moins les mêmes propriétés.

A l'exemple de la figure 109, on peut voir la formation de plusieurs familles; le groupe 1 contient les puits : MD436, MD54, MD272, MD135, MD115, MD59, MD31 et MD169 .

Dans le groupe 2 on trouve les puits OMJ24, OMJ41, OMJ51, OMJ53, OMJ223, OMJ313, OMJ401, OMN12 et OMN261.

Le tableau n°: 7 montre la qualité de distribution de chaque puits.

CORRBLATIONS

	PUITS	X	Y	D5	D4	D3	D2	ID	D1	ZPSG	R2	PG	PT	PF	Q	BP	IP	HRK
PUITS	1.000																	
X	0.024	1.000																
Y	-0.686	0.229	1.000															
D5	0.331	-0.246	-0.417	1.000														
D4	0.084	-0.563	-0.180	0.656	1.000													
D3	0.180	-0.344	-0.275	0.680	0.729	1.000												
D2	0.139	-0.313	-0.148	0.287	0.377	0.560	1.000											
ID	0.098	-0.232	-0.101	0.186	0.256	0.374	0.734	1.000										
D1	-0.143	-0.094	0.058	0.086	0.209	0.230	0.419	0.547	1.000									
ZPSG	-0.215	-0.085	0.124	0.057	0.189	0.200	0.395	0.512	0.922	1.000								
R2	-0.079	0.015	0.046	0.255	0.210	0.298	0.276	0.326	0.515	0.560	1.000							
PG	-0.060	0.060	-0.024	0.012	-0.015	-0.048	0.048	0.158	0.272	0.246	0.109	1.000						
PT	0.184	0.047	-0.117	-0.008	0.000	0.004	-0.038	0.094	0.107	0.096	0.032	0.428	1.000					
PF	0.033	0.126	-0.055	0.070	-0.057	-0.013	0.076	0.175	0.181	0.166	0.085	0.632	0.373	1.000				
Q	-0.143	0.121	0.078	-0.124	-0.112	-0.128	-0.129	-0.050	0.099	0.086	0.023	0.243	0.271	0.373	1.000			
BP	-0.078	0.008	0.051	-0.142	-0.126	-0.189	-0.050	0.025	0.013	0.010	-0.016	0.065	-0.052	0.038	-0.042	1.000		
IP	-0.109	0.083	0.058	-0.065	-0.045	-0.091	-0.100	0.106	0.067	0.060	0.022	0.182	0.331	0.384	0.445	-0.059	1.000	
HRK	-0.157	0.077	0.102	-0.090	-0.061	-0.110	-0.113	0.137	0.081	0.073	0.024	0.230	0.311	0.387	0.497	0.135	0.872	1.000

Tableau n°: 6 matrice de corrélation

pour un intervalle de 85%, les valeurs qui seront supérieures ou égales à 0.85 vont indiquer une bonne corrélation.

A l'exemple de la relation entre le D1 et la ZPSG montre la bonne relation entre ces deux variables ( même profondeur).

PLAN 1 2 AXB 1 HORIZONTAL

AXB 2 VERTICAL

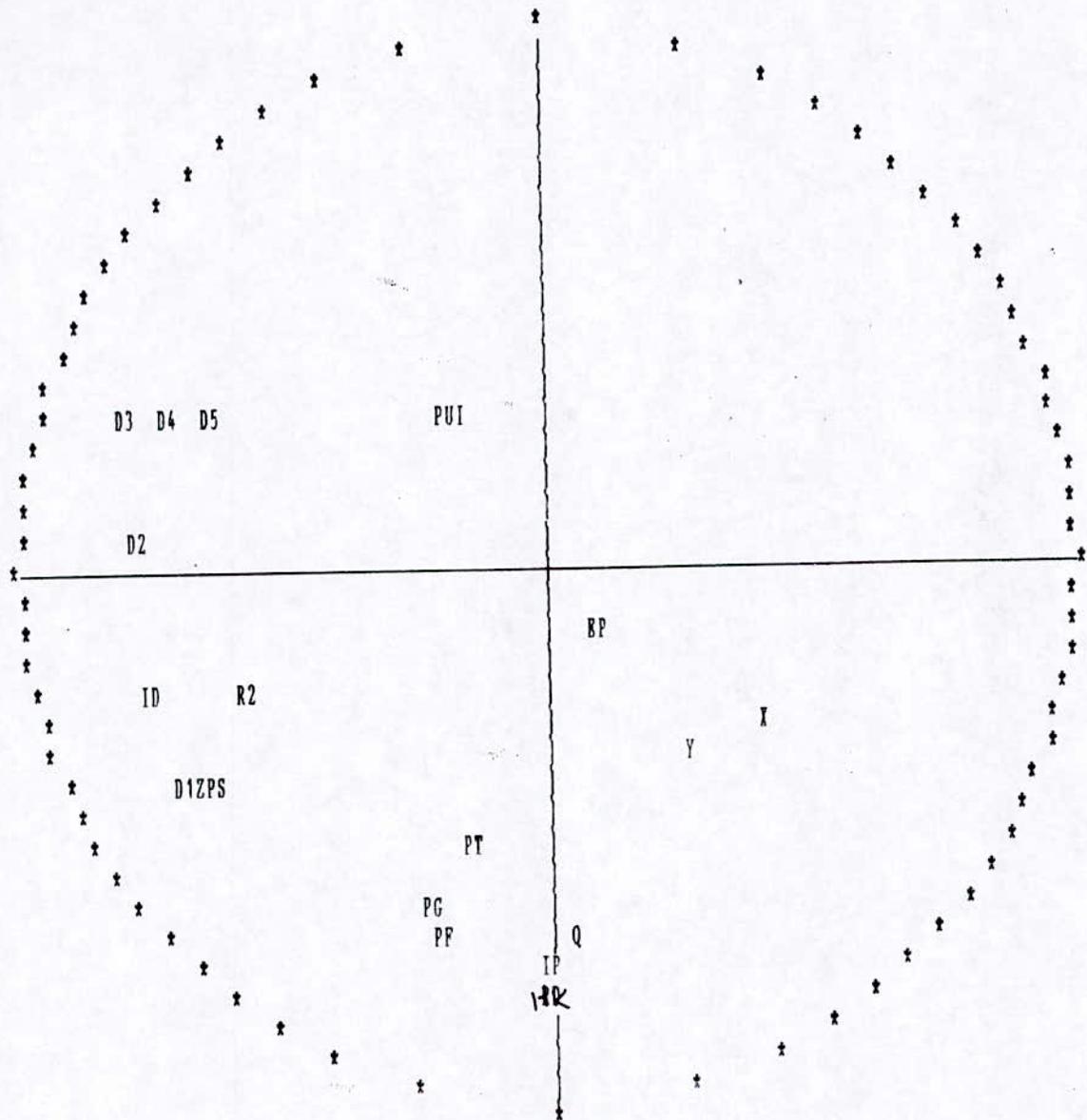
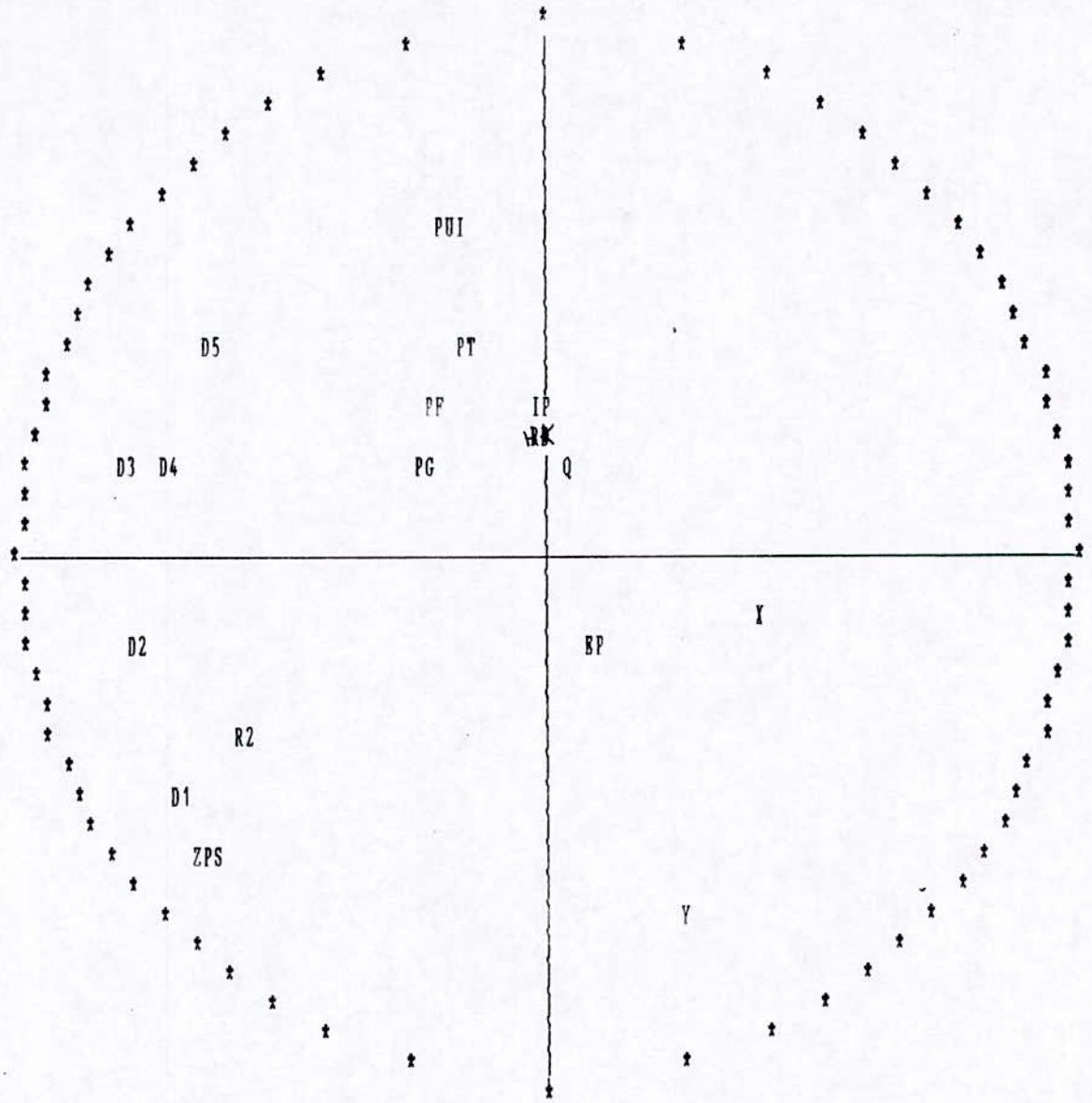


fig 106 : cercle de correlation dans le premier axe



POINTS CACHÉS

Points vus  
D2

Points cachés  
ID

ABSCISSE  
-.7216317

ORDONNÉE  
-.1442214

fig 107 : cercle de corrélation dans le deuxième axe.

CERCLE DES CORRELATIONS

PLAN 2 1 AXE 2 HORIZONTAL

AXE 3 VERTICAL

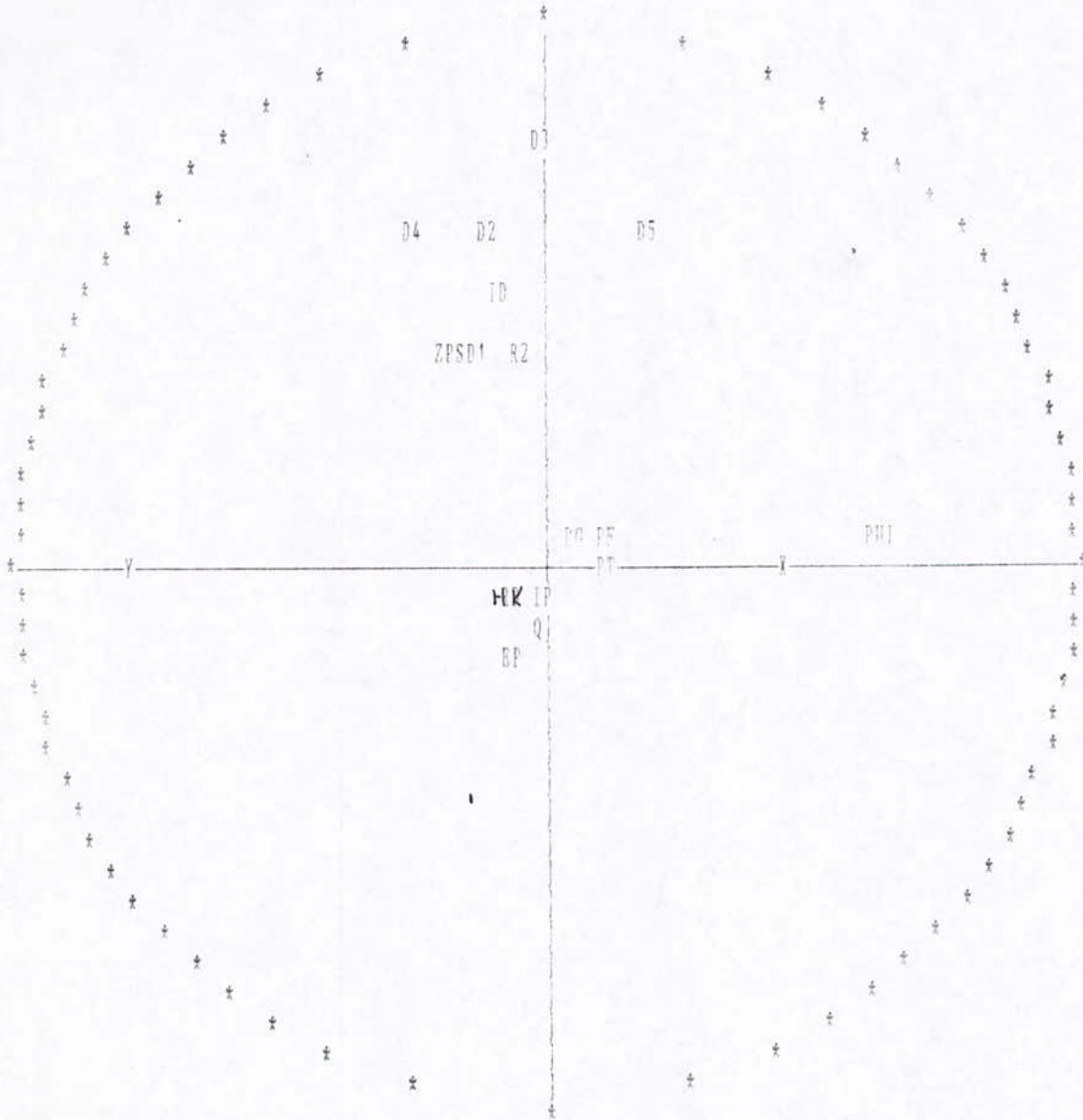


fig 108 : cercle de corrélation dans le troisième axe.

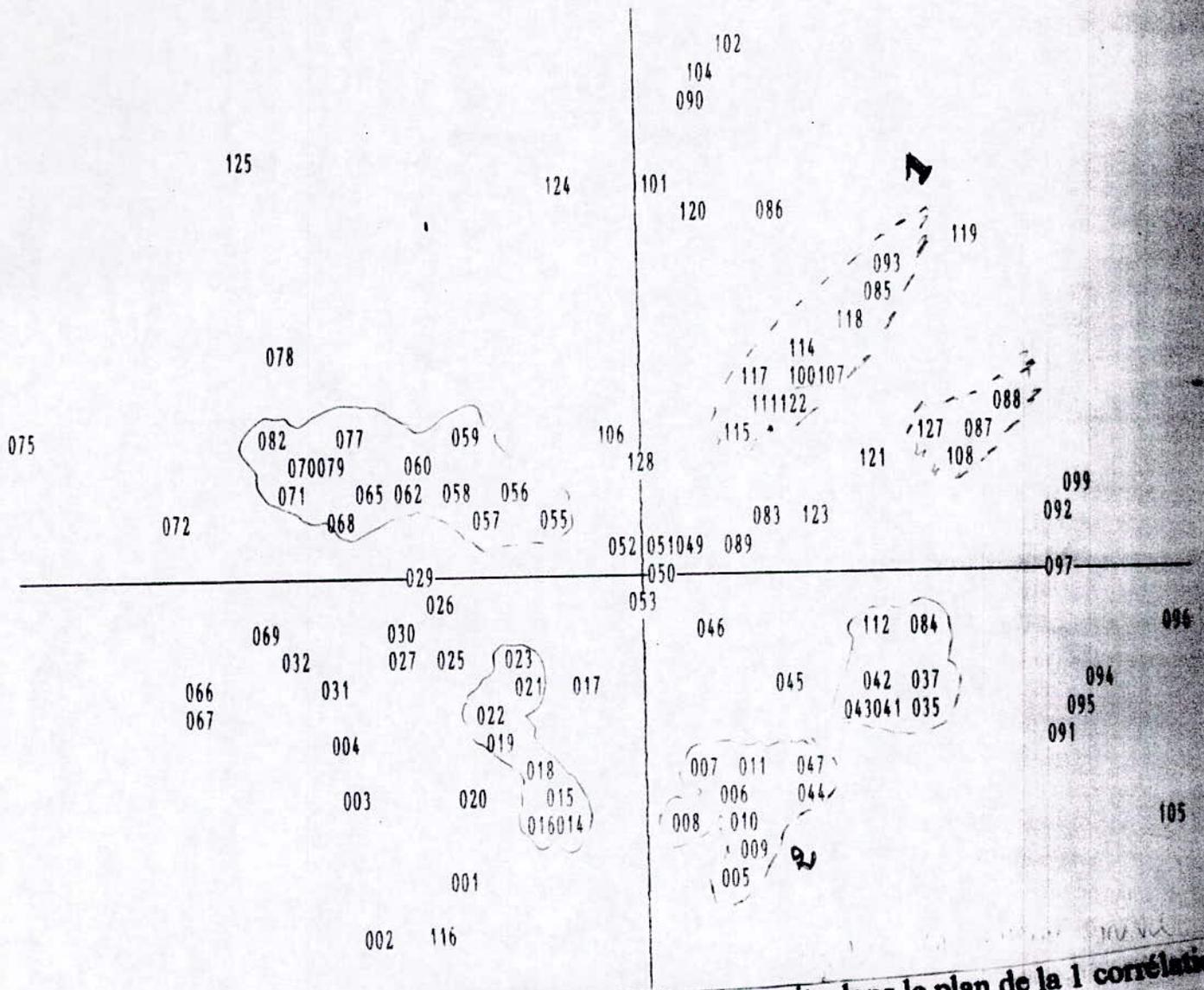
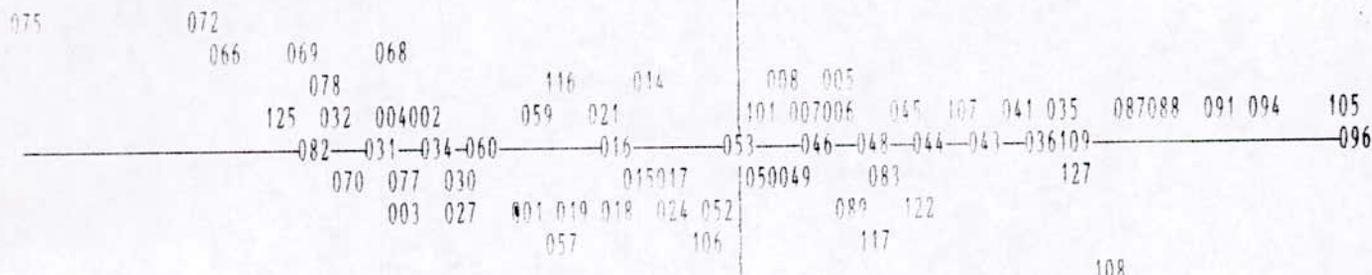


Fig. 109 représentation des puits dans le plan de la 1<sup>ère</sup> corrélation

POINTS CACHÉS

Points vus	Points cachés	ABSCISSE	ORDONNÉE
010	012	4382.536	-13610.12
008	013	3476.013	-14243.38
014	024	-3317.415	-13510.2
027	028	-14022.8	-5334.54
026	033	-12472.88	-2356.045
030	034	-14563.73	-3118.313
035	036	14696.89	-8354.072
037	038	14534.28	-6559.586
037	039	16346.69	-6984.032
035	040	14394.11	-7555.352
011	048	6578.48	-10722.65
051	054	531.0348	1576.007
059	061	-10424.32	6861.578
062	063	-13315.65	4073.015
062	064	-13998.19	4001.405
070	073	-19838.82	5462.048
071	074	-20111.02	3831.497
065	076	-15959.5	5064.532
079	080	-17564.39	5295.253
079	081	-18207	6468.775
092	098	22663.87	3300.447
090	103	3151.426	25533.44
084	109	16470.44	-3508.081
089	110	4533.692	1596.946
083	113	8055.435	2286.2
089	126	6162.254	1898.138
084	129	14813.99	-3707.578



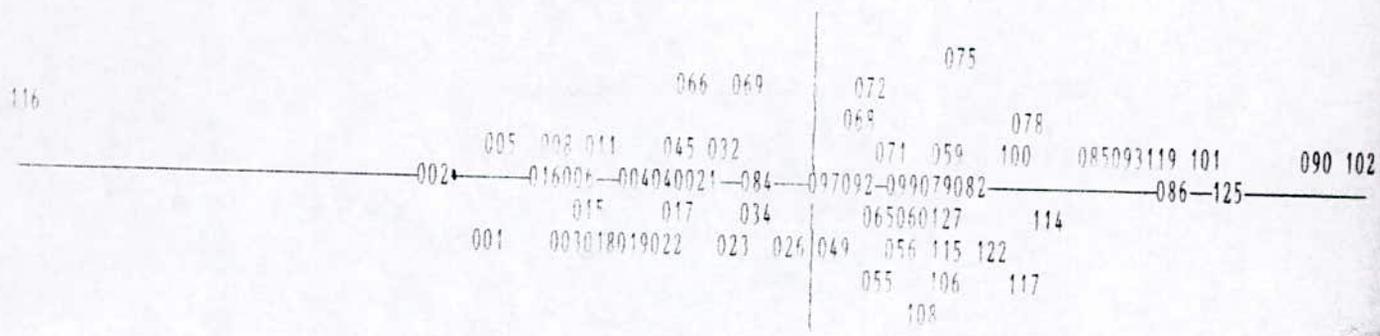
POINTS CACHÉS

Points vus	Points cachés
005	009
006	010
006	011
005	012
008	013
001	020
019	022
018	023
001	025
001	026
027	028
027	029
027	033
035	037
035	038
035	039
035	040
041	042
044	047
050	051
050	054
018	055
018	056
001	058
059	061
030	062
030	063
030	064
034	065
066	067
032	071

ABSCISSE	ORDONNÉE
5768.54	2263.006
5314.243	791.2167
5901.778	2088.629
4382.536	2321.509
3476.013	2412.809
-9530.883	-2448.356
-8357.647	-2543.895
-7138.934	-3558.434
-10717.37	-3219.394
-11203.63	-3141.642
-14022.8	-2901.092
-12180.63	-3039.73
-12472.88	-3030.472
15475.14	1257.778
14534.28	1317.707
16346.69	1231.113
14394.11	1307.283
13006.35	1415.668
9322.54	338.3155
1046.097	-2079.558
531.0348	-2044.695
-5014.587	-3689.37
-6925.085	-3491.286
-9986.357	-3198.357
-10424.32	1705.921
-12776.99	-1990.791
-13315.65	-1946.78
-13998.19	-1882.366
-14877.26	-427.8935
-24905.67	5262.855
-19112.6	1760.191

032	073	-19838.82	1836.43
032	074	-20111.02	1850.161
003	076	-15959.5	-2613.501
031	079	-17187.68	-204.026
031	080	-17564.39	-176.6051
031	081	-18207	-110.485
035	084	15627.68	1186.209
041	085	13756.29	1682.865
045	086	7475.518	929.5092
007	090	3234.486	1570.913
091	092	23495.67	811.9127
041	093	13915.93	1752.302
094	095	24562.98	774.3718
091	097	23133.53	772.878
091	098	22663.87	836.6957
094	099	24303.63	767.4761
045	100	9244.292	2147.829
006	102	5273.968	1454.95
007	103	3151.426	1704.392
006	104	3857.718	1526.917
089	110	4533.692	-2444.854
045	111	7091.644	759.1367
041	112	13199.57	1342.318
083	113	8055.435	-1015.176
044	114	9219.98	-249.5637
089	115	5280.612	-2399.438
107	118	11694.92	1788.05
087	119	18160.9	1481.159
007	120	3444.283	1271.578
047	121	13144.57	-4.820705
044	123	9954.024	242.772
014	124	-4118.96	2353.219
087	126	6162.254	-2597.111
049	128	135.6996	-1922.896
035	129	14813.99	1281.087

Fig. 110 représentation des puits dans le plan de la 2 corrélation



POINTS CACHES

Points vus	Points cachés	ABSCISSE	ORDONNEE	056	062		
006	007	-11305.09	783.4529	056	062	4550.008	-1990.7
005	009	-15135.86	2263.006	066	063	4073.015	-1946.7
006	010	-13234.46	791.2187	060	064	4001.405	-1882.3
008	012	-13610.12	2321.500	071	067	-7539.655	5262.8
008	013	-14243.38	2412.809	071	070	5280.999	-1371.0
008	014	-13707.32	3079.432	056	073	5462.048	1836.4
018	020	-11704.67	-2448.356	060	074	3831.497	1850.1
003	024	-13510.2	-3044.359	079	076	5064.532	-2613.5
023	025	-4734.399	-3219.194	079	077	6749.266	-1642.6
023	027	-4350.866	-2955.104	060	080	5295.253	-176.60
021	028	-5334.54	-2901.092	082	081	6468.775	-110.48
026	029	-474.7555	-3079.73	082	083	2423.236	-992.34
023	030	-2638.668	-1988.756	049	087	8053.494	1136.5
017	031	-6091.101	-298.1242	021	088	8794.049	1020.6
026	033	-2356.045	-3030.432	021	089	1210.164	-2517.4
021	035	-7272.984	1274.044	040	091	-9109.54	920.06
004	036	-8354.072	-126.1354	084	094	-6218.903	702.44
021	037	-6063.912	1257.778	092	095	-7412.529	774.37
021	038	-6559.586	1317.707	090	096	-3744.747	440.83
021	039	-6984.032	1221.117	090	098	3300.447	836.69
040	041	-8000.438	1379.772	006	103	25533.44	1704.3
021	042	-7021.673	1415.668	100	104	26604.22	1526.9
040	043	-7951.955	118.4865	034	105	-13376.19	706.77
006	044	-12535.7	494.7984	049	107	9746.102	1758.0
034	046	-3970.502	-630.1774	082	109	-3508.081	-333.69
021	047	-10738.57	338.3155	084	110	1596.946	-2444.8
021	048	-10722.65	563.4259	060	111	9157.973	759.13
024	050	-655.9594	-2127.257	093	112	-3990.148	1342.3
049	051	914.5807	-2079.558	086	113	2286.2	-1015.1
049	052	556.1791	-3206.459	082	118	13657.4	1788.0
034	053	-1733.986	-268.7124	092	120	19239.76	1271.5
049	054	1576.007	-2044.695	101	121	5599.707	-4.8207
056	057	2906.742	-4177.263	049	123	2414.759	242.77
056	058	4807.405	-3198.357	115	124	21588.66	2353.2
059	061	6861.578	1705.921	084	126	1898.138	-2597.1
					128	5767.715	-1922.89
					129	-3707.578	1281.08

Fig. 111 représentation des puits de la 3 corrélation

INDIVIDUS	AXE 1	AXE 2	AXE 3
001 **	2.6657	0.3685 *	0.1689
002 **	0.0602	0.0003 *	0.2277
003 **	4.3249	0.5162 *	1.0359
004 **	0.3835	0.0132 *	0.3424
005 **	-1.9127	0.3362 *	-0.0232
006 **	-0.9780	0.1116 *	-1.0197
007 **	-0.5585	0.0339 *	1.0444
008 **	-1.3018	0.1695 *	1.3119
009 **	-1.9311	0.3689 *	-0.5460
010 **	-1.0989	0.1521 *	-0.2466
011 **	-1.5508	0.0344 *	-5.4264
012 **	-1.7524	0.2064 *	-2.1605
013 **	-1.7130	0.3079 *	-1.0060
014 **	-1.4438	0.2033 *	-1.3790
015 **	0.6158	0.0349 *	-2.2021
016 **	0.0904	0.0010 *	-0.0596
017 **	0.8885	0.0926 *	-0.2999
018 **	1.8565	0.0874 *	-1.7106
019 **	1.9345	0.3277 *	0.2107
020 **	1.9276	0.3128 *	0.1568
021 **	0.4973	0.0183 *	-0.1805
022 **	1.6089	0.2161 *	-2.3708
023 **	2.6624	0.4909 *	-0.3191
024 **	1.4615	0.2299 *	-1.0159
025 **	2.4518	0.2048 *	-1.3941
026 **	2.9312	0.5679 *	0.4909
027 **	2.6364	0.5048 *	-0.8679
028 **	2.5614	0.3990 *	-1.2569
029 **	2.8405	0.5880 *	-1.0758
030 **	1.4684	0.0472 *	-6.0134
031 **	1.0681	0.0449 *	-2.1321
032 **	0.3872	0.0161 *	0.4528
033 **	2.9387	0.5759 *	0.4948
034 **	0.8957	0.1200 *	-1.0289
035 **	-1.8530	0.3085 *	-0.1016
036 **	-1.2444	0.1947 *	0.5176
037 **	-1.9603	0.4630 *	0.2403
038 **	-1.9086	0.5566 *	0.2986
039 **	-1.6931	0.3223 *	1.7165
040 **	-1.8802	0.4458 *	-0.7826
041 **	-1.5324	0.2901 *	1.6891
042 **	-1.7790	0.5133 *	0.3224
043 **	-0.9412	0.1153 *	1.3329
044 **	-1.0119	0.1245 *	1.2402
045 **	-1.3003	0.2415 *	1.6683
046 **	-0.0068	0.0000 *	0.7325
047 **	-1.1841	0.2388 *	0.0710
048 **	-0.9883	0.0726 *	-1.9273
049 **	0.6859	0.0713 *	-0.4752
050 **	0.5859	0.0529 *	-1.0876
051 **	1.1713	0.0191 *	-1.2378
052 **	1.5686	0.3031 *	-0.5084
053 **	0.0627	0.0009 *	0.6453
054 **	0.9635	0.1359 *	0.7069
055 **	2.5311	0.4992 *	0.0886
056 **	2.4342	0.3546 *	-1.7800
057 **	5.6316	0.6210 *	2.5113
058 **	3.0651	0.1296 *	-2.1434
059 **	0.3669	0.0108 *	1.0968
060 **	0.2986	0.0951 *	-0.9972

061 **	0.5078	0.0183 *	1.5722
062 **	1.4124	0.0164 *	-8.3319
063 **	1.9719	0.1157 *	-3.0557
064 **	1.4356	0.0543 *	-5.3160
065 **	1.0042	0.1203 *	0.3964
066 **	-1.3227	0.1486 *	-0.3343
067 **	-1.4725	0.1817 *	-0.7925
068 **	-1.3724	0.2016 *	1.2620
069 **	-1.4022	0.2035 *	0.4917
070 **	1.6927	0.2796 *	-0.3646
071 **	-0.0921	0.0004 *	-3.5667
072 **	-1.1238	0.1093 *	1.1352
073 **	-0.0297	0.0001 *	-1.2440
074 **	-0.0359	0.0002 *	-0.9829
075 **	-1.1318	0.0802 *	0.9769
076 **	2.8189	0.5300 *	0.6152
077 **	1.9030	0.3362 *	0.3693
078 **	-0.5021	0.0255 *	1.0098
079 **	0.8980	0.1044 *	-0.0664
080 **	0.5729	0.0199 *	-3.1269
081 **	0.8580	0.1015 *	-0.5945
082 **	0.4269	0.0151 *	-1.2699
083 **	0.0652	0.0007 *	1.2873
084 **	-1.8046	0.4858 *	1.3554
085 **	-2.0332	0.4277 *	-0.1684
086 **	-1.2761	0.2033 *	0.3368
087 **	-2.2210	0.5868 *	0.7855
088 **	-2.2400	0.6157 *	0.5950
089 **	0.8017	0.0875 *	0.9560
090 **	-1.3281	0.1287 *	0.2043
091 **	-2.3589	0.4603 *	1.9704
092 **	-2.1781	0.4219 *	2.0725
093 **	-1.8711	0.3296 *	2.0028
094 **	-2.3758	0.4516 *	2.0447
095 **	-2.5880	0.5612 *	1.3179
096 **	-2.6387	0.4720 *	2.1131
097 **	-2.4981	0.6302 *	0.3064
098 **	-2.1087	0.4009 *	2.1024
099 **	-2.2287	0.4136 *	2.1234
100 **	-1.9942	0.5714 *	0.8741
101 **	-1.2971	0.1945 *	-0.0678
102 **	-1.5028	0.1637 *	0.8566
103 **	-1.3242	0.1323 *	1.5106
104 **	-1.7654	0.1164 *	-2.8557
105 **	-2.9170	0.4982 *	2.0345
106 **	7.4219	0.4914 *	3.6421
107 **	-1.8568	0.3515 *	0.9167
108 **	7.0221	0.4312 *	3.9769
109 **	-1.5629	0.1347 *	0.0813
110 **	0.4456	0.0156 *	-0.2933
111 **	-0.9724	0.0697 *	0.6371
112 **	-1.9576	0.2358 *	0.5150
113 **	-0.1207	0.0019 *	1.4026
114 **	-0.1964	0.0026 *	0.2107
115 **	0.2496	0.0079 *	-0.4084
116 **	-1.2620	0.0759 *	1.4966
117 **	4.5327	0.3810 *	3.4042
118 **	-1.7075	0.2741 *	2.1057
119 **	-2.6719	0.4115 *	-0.4393
120 **	-1.7903	0.0854 *	-1.6763
121 **	-1.0006	0.1053 *	1.8157
122 **	0.2641	0.0053 *	-0.4521
123 **	-1.5487	0.0772 *	-1.8712
124 **	-1.6973	0.2000 *	-0.8889
125 **	3.9625	0.2628 *	3.2910
126 **	0.7134	0.0526 *	1.1468
127 **	2.7814	0.1402 *	4.2464
128 **	0.2917	0.0076 *	-0.6874
129 **	-2.1722	0.3075 *	-0.7513

Tableau n° 7 Qualité de la représentation de chaque puits

## **CONCLUSION GENERALE**

Les statistiques de base appliquées aux paramètres pétrophysiques montrent les grandes valeurs de l'écart type causées par la grande dispersion des données pétrophysiques.

Les tests de distribution ont confirmé cette hétérogénéité tout au long des puits.

Pour avoir un modèle d'interprétation on a eu recours au « Cut Off », qui nous a permis d'éliminer les valeurs les moins fréquentes.

La cartographie de la discordance Hercynienne a montré que le relief n'est pas pénélane de même pour les toits du D5, D4, D3, D2, ID, D1, ZPSG et R2.

La perméabilité et la porosité présentent des caractères anisométriques dans les réservoirs.

Nous avons utilisé la loi de la régression pour déterminer les valeurs manquantes ( à l'exemple du D4 ).

Malgré l'hétérogénéité constatée sur les paramètres tout au long de cette étude, on est arrivé grâce aux statistiques descriptives à trouver une corrélation entre certains puits qui diffèrent d'un plan à un autre.

## BIBLIOGRAPHIE

CHABOU.M.C, 1996.

Comparaison du calcul des réserves par la méthode des blocs géologiques et des triangles sur l'exemple de la partie centrale de la zone 9 du gisement aurifère d'amesmessa.  
P F E - E N P - Alger.

DJADOUN.A., 1979

Etude géologique de la zone 24 du champ de Hassi -  
Messaoud  
I A P- Boumerdès.

JEKHOWSKY.B,1977

Eléments de Statistiques à l'usage des Géologues  
Editions Technip.

MOHAN.K, 1991

Introduction to Geostatistics  
Third International Reservoir Characterization  
Technical Conference.  
Tulsa- Oklahoma.

SAPORTA.G, 1990

Probabilité  
Analyses des données et Statistiques  
Editions Technip Paris.

SCHWARTZ.D,1992

Méthodes Statistiques a l'usage des Médecins et des  
Biologistes  
Editeurs: Flammarlon et C<sup>ie</sup>.

SERRA.O, 1979

Diagraphie Différées  
Bases de l'interprétation  
Tome 1 Pau - Paris.

## ANNEXES

## Annexe 1

### Porosité

La porosité est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides .

on distingue différents types de porosité :

- La porosité totale  $\phi_t$  est égale au rapport du volume total des espaces « vides » ( pores, canalicules, géodes....) existant entre les éléments minéraux de la roche, au volume total de la roche :

$$\Phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t}$$

$V_p$  = volume des espaces « vides ». En réalité généralement occupés par des fluides : eau-gaz-huile

$V_s$  = volume occupé par les éléments solides

$V_t$  = volume total de la roche.

La porosité totale englobe :

♦ d'une part, la porosité intergranulaire ou intercrystalline constituant la porosité primaire  $\Phi_1$  qui dépend largement de la forme et de la taille des éléments solides, ainsi que de leur classement.

♦ D'autre part, la porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et la porosité de fissures et de fractures acquise mécaniquement constituant la porosité secondaire  $\Phi_2$  .

La porosité totale est donc donnée par la relation suivante :  $\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2$

- La porosité connectée  $\Phi_{connect}$  est égale au pourcentage dans la roche du volume total des vides reliés entre eux .  
cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale des vides reliés entre eux, cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés ( quand le courant et les fluides ne peuvent y circuler).

- La porosité potentielle  $\Phi_{pot}$  est égale au pourcentage dans la roche du volume total des vides reliés entre eux par des passages ou seuils dont la section est supérieure à une limite au-dessous de laquelle le fluide ne peut pas circuler .  
cette porosité peut elle-même être très inférieure à la porosité connectée .

## Annexe 2 : RAPPELS GÉNÉRAUX DE STATISTIQUES

• La porosité effective ( ou utile )  $\Phi_e$  est la porosité accessible au fluides libres, à l'exclusion de la porosité non connectée

**N.B.** La porosité est sans dimension puisqu'elle correspond à un rapport. Elle est donnée en fraction, et en général, on multiplie par 100 pour l'exprimer en pourcent ( % ), ou en unité de porosité ( p.u ).

### Perméabilité

Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux. On dit alors qu'il est perméable.

La perméabilité, qui est désignée par la lettre  $k$ , mesure la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traverser.

Si le fluide est homogène, et n'a aucune action chimique importante sur le milieu encaissant, la perméabilité est dite absolue (  $k$  ).

La perméabilité absolue  $k$  se déduit de la relation exprimant la loi d'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux ( loi de DARCY ) :

$$Q = K \frac{1}{\mu} \frac{S}{h} (P_1 - P_2)$$

$Q$  : débit en  $\text{cm}^3 / \text{seconde}$

$\mu$  : viscosité en centipoise

$S$  : surface en  $\text{cm}^2$

$h$  : épaisseur en cm

$P_1$  et  $P_2$  : pression amont et aval en atmosphère

$K$  : perméabilité en darcy

**N.B.** L'unité de perméabilité est le « darcy », mais on utilise souvent son multiple, le « millidarcy » ( md ),  $1 \text{ darcy} = 1000 \text{ millidarcys}$ .

## caractéristique de forme

Grandeur, différente d'une caractéristique de dispersion, destinée à donner une idée supplémentaire de la forme ou allure générale d'une distribution.

pour des séries statistiques à effectif total infinis, on note :

$\mu$ : moyenne arithmétique,  $\sigma^2$ : variance.

On définit les moments centrés d'ordre  $K$   $\mu_k$  :

$$\mu_k = E[(x - m)^k] = \int (x - m)^k f(x) dx$$

$$\mu = E(x), \quad \mu_2 = E(x - \mu)^2, \quad \mu_3 = E(x - \mu)^3, \quad \mu_4 = E(x - \mu)^4.$$

## coefficient d'asymétrie (skewness)

Caractérise le degré d'asymétrie d'une distribution par rapport à sa moyenne, une asymétrie positive indique une distribution unilatérale, décalée vers les valeurs les plus positives, une asymétrie négative indique une distribution unilatérale décalée vers les valeurs les plus négatives.

$$\gamma_1 = \mu_3 / \sigma^3$$

- \* le skewness est nul si la distribution de la variable est symétrique
- \* le skewness est négatif si la distribution est concentrée à gauche
- \* le skewness est positif si non

## coefficient d'aplatissement:(kurtosis)

Coefficient (sans dimension) destiné à chiffrer l'aplatissement d'une distribution

$$\gamma_2 = \mu_4 / \sigma^4$$

- \* ce coefficient est d'autant plus petit que la distribution est plus aplatie.
- \* un kurtosis positif indique une distribution relativement pointue, tandis que un kurtosis négatif signale une distribution relativement aplatie.

## loi normale: loi de gauss, loi de laplace-gauss

Loi d'une variable aléatoire continue, partout définie (variant de  $-\infty$  à  $+\infty$ ), et dépendant de deux paramètres  $\mu$  (quelconque) et  $\sigma$  ( $\sigma > 0$ ).

La densité de probabilité d'une valeur de  $x$  est

$$f(x) = P[X = x] = (1 / \sigma (2.\Pi)^{1/2}) \text{EXP}[-(1/2). ((X-\mu) / \sigma)^2]$$

$\mu$  moyenne,  $\sigma$  écart type,  $\Pi = 3.14...$ ,  $\text{EXP} = 2.71...$

## loi log-normale: loi de Galton-Mc alister, Loi de Gibrat

Loi de probabilité d'une variable aléatoire continue, Lorsque son logarithme (ou, dans le cas le plus général, lorsqu'une fonction linéaire de son logarithme) suit une loi normale.

Log.normale ( $x, \mu, \sigma$ ) = Normale  $((\ln(x) - \mu) / \sigma)$

## seuil de confiance

Probabilité pour que, lors d'une estimation par intervalle, le paramètre en cause tombe dans l'intervalle considéré.

### **intervalle de confiance**

Intervalle dans lequel un paramètre donné a une probabilité donnée de se trouver

### **test paramétriques**

Test d'hypothèse nécessitant, pour pouvoir être appliqué correctement, que certaines conditions concernant la nature ou les paramètres de la population parente soit supposées vérifier

### **test non paramétrique**

Test d'hypothèse n'imposant aucune contrainte à la population parente, et donc valable dans tous les cas

### **test du khi-deux**

Le test du khi-deux est utilisé pour comparer une répartition observée à une répartition théorique.

Pour chaque classe de valeur, on calcule l'effectif théorique suivant une loi quelconque, ceci permettra de calculer la valeur du  $\chi^2$  :

$$\chi^2 = \sum [ (\text{effectif théorique} - \text{effectif observé})^2 / \text{effectif théorique} ]$$

n: nombre de classe.

Pour un seuil de signification de  $\alpha\%$  et un degré de liberté  $v$ , ( $v=m-1-q$ ,  $m$  étant le nombre de classe et  $q$  le nombre de paramètres de la loi théorique (=2 pour une loi normale)), on détermine la valeur du  $\chi^2$  théorique (donnée dans la loi du khi-deux)

### **test de Rodionov**

Ce test nous permet de tester la distribution observée des données, et plus précisément la normalité d'une population

c'est le test du  $\Phi_1$  et  $\Phi_2$ .

$$\Phi_1 = \left| \text{skewness} / \sigma_{sk} \right| \qquad \Phi_2 = \left| \text{skewness} / \sigma_{kur} \right|$$

ou :

$$\sigma_{sk} : \text{erreur sur la skewness} \quad \sigma_{sk} = (6/n)^{1/2}$$
$$\sigma_{kur} : \text{erreur sur le kurtosis} \quad \sigma_{kur} = (24/n)^{1/2}$$

n: étant le nombre d'observation

\* si  $\Phi_1$  et  $\Phi_2$  sont respectivement inférieures à 3, la distribution observée des valeurs est normale.

### **variable expliquée**

Variable dont on cherche à estimer la valeur en fonction d'une autre (ou de plusieurs autres).

[FS1]

### **variable explicative**

Variable utilisée pour l'estimation de la variable expliquée

**covariance**

C'est la moyenne des produits des écart pour série d'observation

$$\text{COV} ( X , Y ) = (1/n) \sum ( X_k - X ) ( Y_k - Y ) .$$

**méthodes des moindres carrés**

Méthode d'ajustement consistant à minimiser la somme des carrés des écarts entre valeurs observées et valeurs ajustées ( c'est-à-dire, ici, calculées par régression ). cette méthode permet, une fois un certain type d'équation de régression choisi, d'en calculer " au mieux " les coefficients.

**courbe de régression**

Dans le cas de deux variables x et y, courbe représentative de l'équation de régression :  $y = g_1 (x)$  ou de l'équation de régression  $x = g_2 (y)$  .

**coefficient de corrélation**

Toute évaluation numérique de l'intensité de la relation entre deux (ou plusieurs) variables .

Le plus fréquent des coefficient de corrélation est le coefficient de corrélation linéaire définie par :

$$\rho = \text{cov} ( x, y ) / \sigma_x \sigma_y$$

- \* le coefficient de corrélation linéaire est égale à  $\pm 1$  s'il y a une relation linéaire entre les variables x et y .
- \* si le coefficient de corrélation est nul les variables sont dite non corrèles.

**Annexe 3**

**LES STATISTIQUES DESCRIPTIVES**

**Analyse en Composantes Principales**

L'analyse en composantes principales (A.C.P) est, avant tout, une méthode descriptive .

Elle permet d'analyser des tableaux de données quantitatives ou qui peuvent être considérées comme telles (notes, rangs,...)

		variables	
		1.....j.....p	
Individus	<b>1</b>	.....	.....
	.		.
	.		.
	<b>i</b>	.....	<b>Xij</b>
	.		
	<b>n</b>		

Une manière simple de visualiser le tableau précédent serait de réaliser le graphique des individus dans le système d'axe défini par les variables.

C'est facilement réalisable avec deux variables, 3 à la rigueur, mais au delà.....on peut utiliser l' A.C.P.

L'A.C.P. est tout simplement un changement de système d'axes. Ces nouveaux axes ( composantes principales ou facteurs ) sont des combinaisons linéaire de variables initiales :

- Ils sont hiérarchisés  
On veut représenter des graphiques ; on va choisir le premier axe pour qu'il nous apporte le maximum d'information, donc pour que les projections des individus sur cet axe soient les plus possible dispersées: les composantes principales seront à variance maximum.
- Ils sont non corrélés linéairement entre eux  
L'information apportée par un axe quelconque est indépendante de celle amenée par les autres : les composantes principales sont non corrélées entre elles. Ceci justifiera des représentations planes dans les systèmes d'axes perpendiculaires formés par les composantes principales.

## Annexe 4

### Build-up ( remontée de pression )

C'est l'essai du puits le plus utilisé, il consiste en une fermeture plus ou moins longue du puits avec un enregistrement des pressions de fond.

L'interprétation se fait par la méthode de HORNER qui est la plus utilisée; on a recours à un temps fictif déterminé par le rapport :

$$t = \frac{\text{production cumulée du puits}}{\text{dernier débit calculé}}$$

Et à l'utilisation d'une échelle semi -log ou la pression est reportée en ordonnée et le temps  $( t + \Delta t ) / \Delta t$  en abscisse, (  $\Delta t$  étant les différents temps des points mesurés ).

Ensuite il y a extrapolation de  $\Delta t$  à l'infini  $[(t + \Delta t) / \Delta t = 1]$  d'une pression  $p^*$ .

Cette pression est la pression initial du réservoir s'il s'agit d'un puits unique dans un réservoir infini.

Dans un réservoir limité, celle-ci est inférieure à la pression initiale  $p_i$

Elle est supérieure à la pression moyenne dans l'aire de drainage du puits dite pression statique ou  $p$ .

Pour la détermination de la pression, il y a plusieurs méthodes [ Matthews-Brons - Hazebrock ( M B H ) ], et [ Miller - Dyes - Hutchinson ( M D H ) ].

Les paramètres a détermines sont :

#### 1) **hk**

$$hk = 526.7 \mu \varphi B / m$$

$\mu$  est la viscosité exprimée en Cp.

$\varphi$  est le débit exprimée en  $m^3/h$

B est le volume factor exprimé en  $m^3/m^3$

m est la pente de la courbe de remontée de pression ( Kg / cm<sup>2</sup> / cycle ).

## 2 ) skin ( effet de peau )

L'équation utilisée suppose un réservoir homogène aux abords immédiats du puits, la perméabilité est soit réduite par l'action des fluides de forage ou le colmatage de la matrice, soit augmentée par des stimulations ( fracturation, amélioration de la qualité de réservoir ).

Cette réduction de la perméabilité est assimilée à une diminution des pressions  $\Delta p$  proportionnelle au débit  $Q$  ou inversement.

On calcule le SKIN en remarquant que le  $\Delta p$  SKIN est à un temps " t " donné la différence entre la pression effectivement mesurée et celle qu'on peut calculer avec le  $h_k$  de la partie stabilisée. On continue à utiliser le temps  $t = 1$  heure de la remontée de pression

$$S = 1.151 \left[ \frac{P_1 - P_{WF}}{m} - \log \left( \frac{k}{Q \mu c r w^2} \right) - 0.894 \right]$$