



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique

Département Génie minier

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Projet de fin d'études

*Distribution Des Paramètres Pétrophysiques
Au Niveau Des Six Zones (2,4,6,7,20A,20B)
Du Champ De Hassi-Messaoud.*

Proposé par :
Dr A. DJADOUN

Etudié par
Mohamed Lotfi FELLOUS

Dirigé par :
Dr A. DJADOUN

République Algérienne Démocratique et Populaire

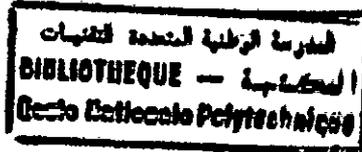


المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Ministère de l'Enseignement Supérieur
et de la Recherche Scientifique

**Ecole Nationale
Polytechnique**

Département Génie minier



Projet de fin d'études

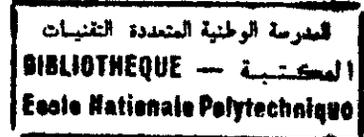
***Distribution Des Paramètres Pétrophysiques
Au Niveau Des Six Zones (2,4,6,7,20A,20B)
Du Champ De Hassi-Messaoud.***

Proposé par :
Dr A. DJADOUN

Etudié par
Mohamed Lotfi FELLOUS

Dirigé par :
Dr A. DJADOUN

Remerciements :



J'adresse mes remerciements :

- A Monsieur A.DJADOUN qui a bien voulu assurer la direction de mon projet de fin d'études,
- A Mes enseignants de l'E.N.P, et spécialement ceux du Département Génie Minier,
- Aux membres du jury qui ont accepté de juger mon travail.

ملخص :

موضوع بحثنا يتمثل في دراسة توزيع العناصر البيتروفيزيائية للمناطق 2, 4, 6, 7, 20A, 20B للحقل البيترولي لحاسي مسعود و دراسة مختلف العلاقات الموجودة بين هذه العناصر.

Résumé :

Notre travail consiste à étudier la distribution des paramètres (Perméabilité et Porosité) pétrophysiques au niveau des six zones (2, 4, 6, 7, 20A, et 20B) du champ pétrolifère de Hassi-Messaoud, et étudier les différentes relations entre ces paramètres.

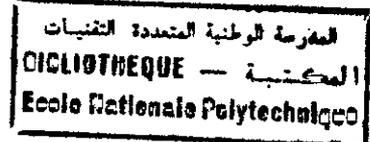
Abstract

This study is deviated to study the distribution of pétrophysics parameters in the six zones (2, 4, 6, 7, 20A and 20B) of Hassi-Messaoud field, and to study the different relationship between these parameters.

MOTS CLES :

Perméabilité ;
Porosité ;
Pétrophysique ;
Statistique ;
Corrélation.

INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : SITUATION DU GISEMENT DE HASSI-MESSAOUD.	
I-1 : Introduction.....	2
I-2 : Caractéristique lithostratigraphique.....	2
I-3 : Zonation du champ.....	5
CHAPITRE II : PARAMETRES PETROPHYSIQUES	
II-1 : Introduction.....	9
II-2 : Le gisement vu à l'échelle microscopique.....	9
II-3 : Description géométrique d'un milieu poreux.....	10
II-3-1 : La Porosité.....	10
II-3-2 : La Perméabilité.....	10
CHAPITRE III : ETUDE STATISTIQUE	
III-1 : Introduction.....	12
III-2 : Statistique inférentielle.....	12
III-3 : Rappel théorique.....	13
III-4 : Analyse des données.....	14
III-4-1 : La Profondeur.....	14
III-4-2 : La Perméabilité.....	14
III-4-3 : La Porosité.....	20
III-5 : Etude de la Distribution.....	20
III-5-1 : Rappel théorique.....	20
III-5-1-1 : Loi normale.....	20
III-5-1-2 : Loi lognormale.....	21
III-5-1-3 : Test de RODIONOV.....	21
III-6 : Choix des puits.....	22
III-7 : Résultats et Conclusion.....	30
CHAPITRE IV : RELATION ENTRE PERMEABILITE ET POROSITE	
IV-1 : Introduction.....	31
IV-2 : Rappel théorique.....	31
IV-3 : Choix des puits.....	31
IV-4 : Résultats et Conclusion.....	51

**CHAPITRE V : PRESENTATION DES DRAINS**

V-1 : Introduction.....	52
V-2 : Profondeur.....	83
V-3 : Perméabilité.....	83
V-4 : Porosité.....	83

CHAPITRE VI : STATISTIQUE DESCRIPTIVE

VI-1 : Introduction.....	84
VI-2 : Analyse en Composantes Principales.....	84
VI-3 : Résultats et Conclusions.....	99

CHAPITRE VII : LES FRACTURES

VII-1 : Introduction.....	100
VII-2 : Méthode de détermination des zones fracturées.....	100
VII-3 : Résultats et Conclusion.....	119

CONCLUSION GENERALE.....	120
---------------------------------	------------

BIBLIOGRAPHIE.....	121
---------------------------	------------

La connaissance des paramètres pétrophysiques est un élément indispensable pour l'exploitation rationnelle d'un gisement pétrolifère.

Nous disposons des données pétrophysiques de six zones (2, 4, 6, 7, 20A et 20B), on trouve dans chaque zone respectivement 71, 64, 26, 29, 26 et 13 puits, ce qui correspond à 229 puits répartis d'une manière quelconque.

Sur cet ensemble, 48 manquent de données, nous travaillerons donc sur 181 puits.

Le gisement de Hassi-Messaoud est subdivisé en quatre lithozones (Ri, Ra, R2 et R3), le Ri (Ordovicien) correspond au D5.

Le réservoir principal Ra (Cambrien) est divisé en drains (D4, D3, D2, ID et D1), le R2 représente les caractéristiques d'un réservoir.

BUT DU TRAVAIL :

- Caractérisation pétrophysique des réservoirs des six zones ;
- Evaluation de l'homogénéité des réservoirs Ri, Ra, R2 ;
- Détermination de la loi de répartition de la perméabilité et de la porosité ;
- Etude de la fréquence et de la distribution des fractures dans les six zones ;
- Utilisation de l'analyse statistique multidimensionnelle pour la classification des données des puits des six zones ;
- Cartographie des paramètres pétrophysiques.

I-1) Introduction :

Le champ de Hassi-Messaoud se situe au centre de la province triasique. Il occupe la partie septentrionale de la plate-forme saharienne (figure I-1).

Il est considéré comme étant le plus grand gisement d'Algérie, et également, parmi les plus grands gisements pétrolifères du monde.

Le champ de Hassi-Messaoud s'étend sur 55*45 Km² entre les coordonnées Lambert : (790.000 m à 840.000 m Est), (110.000 m à 150.000 m Nord).

Et ses coordonnées géographiques sont les suivantes : (Au nord par la latitude 32° 15'), (Au sud par la latitude 31° 30'), (A l'Ouest par la longitude 5° 40') et (A l'Est par la longitude 6° 35').

I-2) Caractéristique lithostratigraphique :

Le champ de Hassi-Messaoud est connu et caractérisé par un important réservoir d'âge Cambro-Ordovicien, qui est constitué à la base de grès grossiers avec des passées de micro-conglomérats très fissurés. La granulométrie diminue de bas en haut, et la teneur en argile augmente vers le haut (60 à 75 % dans la zone R3, 90 à 95 % dans la zone Ri).

On distingue trois lithozones dans le Cambrien du bas vers le haut (figure I-2) :

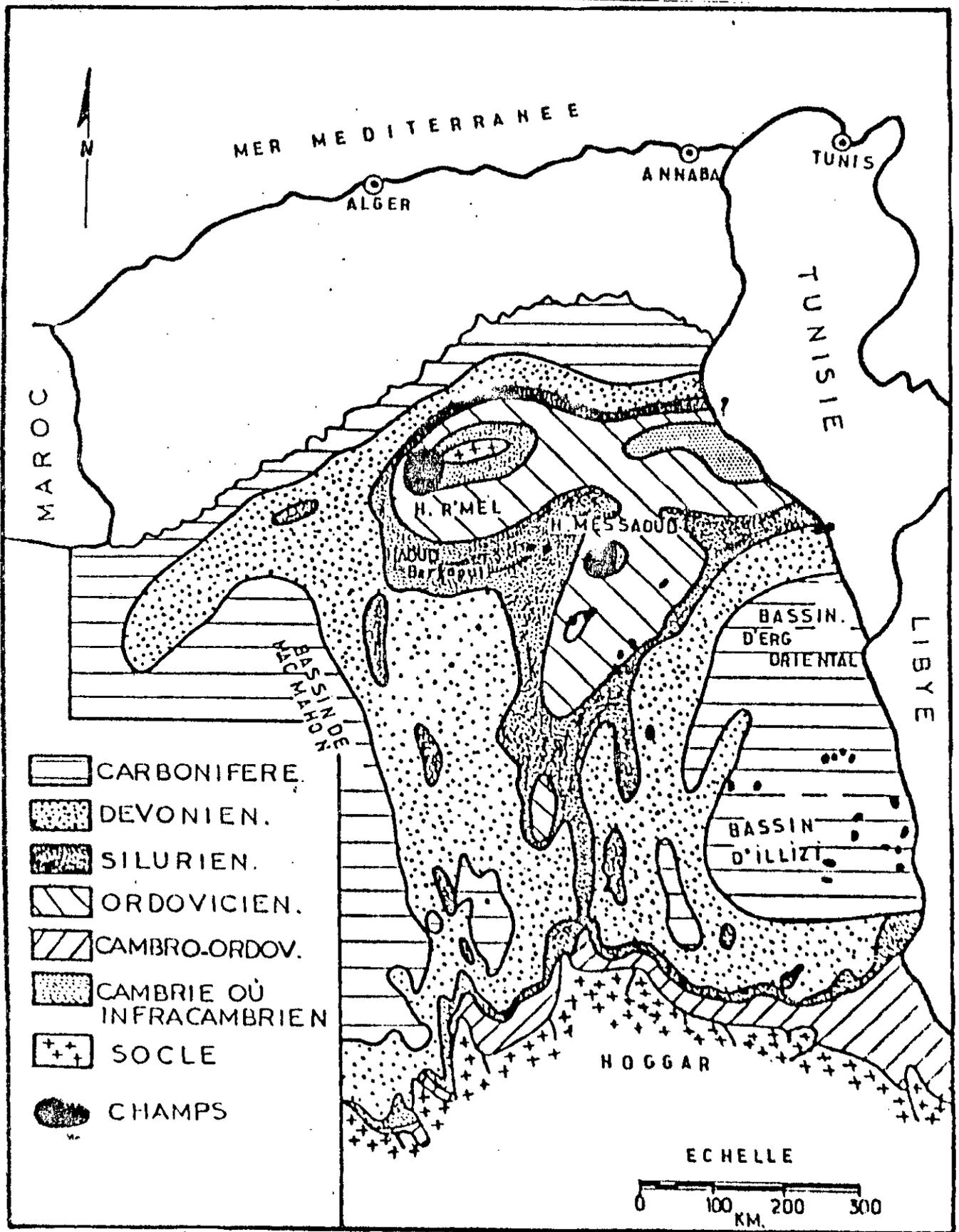
- La lithozone R3 :

Son épaisseur moyenne est de 370m, elle est composée de grès grossiers et de micro-conglomérats, à ciment argileux dolomitique. La granulométrie moyenne comprend des galets de taille de 1cm. Une vingtaine de puits ont atteint le R3 sur la presque totalité du champ.

- La lithozone R2 :

Son épaisseur moyenne est de 82m, elle est constituée de grès grossiers, mais dont la taille des grains est inférieure à celle des grès de la zone R3. Le ciment est argileux (Kaolinite et illitique). Les premiers 40m paraissent les plus intéressants d'après leurs caractéristiques pétrophysiques productives. Ce réservoir est subdivisé par les repères du haut vers le bas : R190, R200, R250, R260.

fig I-1 situation du champ de Hassi-Messaoud



In DJADOUN, A (1979)

fig I-2 concordance entre les divers types de subdivisions dans le réservoir de Hassi-Messaoud

		CFPA		SN.REPAL		M.CORD	
		Repères CFPA	Epaisseur Moyenne (m)	DRAINS SUD	Angiens Repères H.PAL	COUPURES Sédimentolog. L'IDMER.	
Type de corrélation		Diagraphie		Pétro. physique	Diage.	Sédimentolog.	Diagraphie
CAMBRO - ORDOVICIEN	ARGILES D'ELBASSI						
	Gres isométriques	R050	4 m	D ₅ (R ₁)			
		R060	15 m				
		R070	18 m				
		R080	20 m				
		R090	10-20 m				
	R ₁ (CFPA) ou R ₀ (SN.REPAL)	R100	variable	D ₄	Y ₀	G ₄	Unité 6
		R130	24 m	D ₃	M ₇	M ₅	Unité 5
		R140	24 m	D ₂	M ₆	G ₃	Unité 4
		R150	15 m	I ₀	M ₅	M ₂	Unité 3
		R160	15 m		M ₄	G ₂	
		R170	12 m		M ₃	M ₁	Unité 2
		R180	15 m	D ₁	M ₂	G ₁	
		R190	5 m		M ₁		Unité 1
		R200	4 m				Transition unit.
		R210	14 m				
	R ₂	R220	19 m				
		R250	20 m				
		R260	15 m				
		R270	15 m				
	R ₂ - R ₂	R280	15 m				
		R290	15 m				
	R ₃	R300	300 m				

(DJADOUN, A., 1979)

- La lithozone Ra :

Son épaisseur moyenne est de 125m, elle est le principal réservoir productif sur l'ensemble du champ. Elle est caractérisée par l'interstratification de roches grésos-quartzitiques de granulométrie variable et des passées argileuses. Le ciment est argileux (Kaolinite). Ce réservoir est partagé en cinq drains du haut vers le bas : D4, D3, D2, ID, D1.

L'Ordovicien est représenté par :

- la lithozone Ri :

Son épaisseur moyenne est de 42m, elle est composée de grès fins arrondis et isométriques, avec un important développement de quartzite. Elle comporte le drain D5.

La porosité de tous ces réservoirs varie de 0.5% à 14%. La porosité maximale est de l'ordre de 15 à 20%, et la perméabilité varie de 0.01 md (millidarcy) à plusieurs darcys dans les zones fissurées.

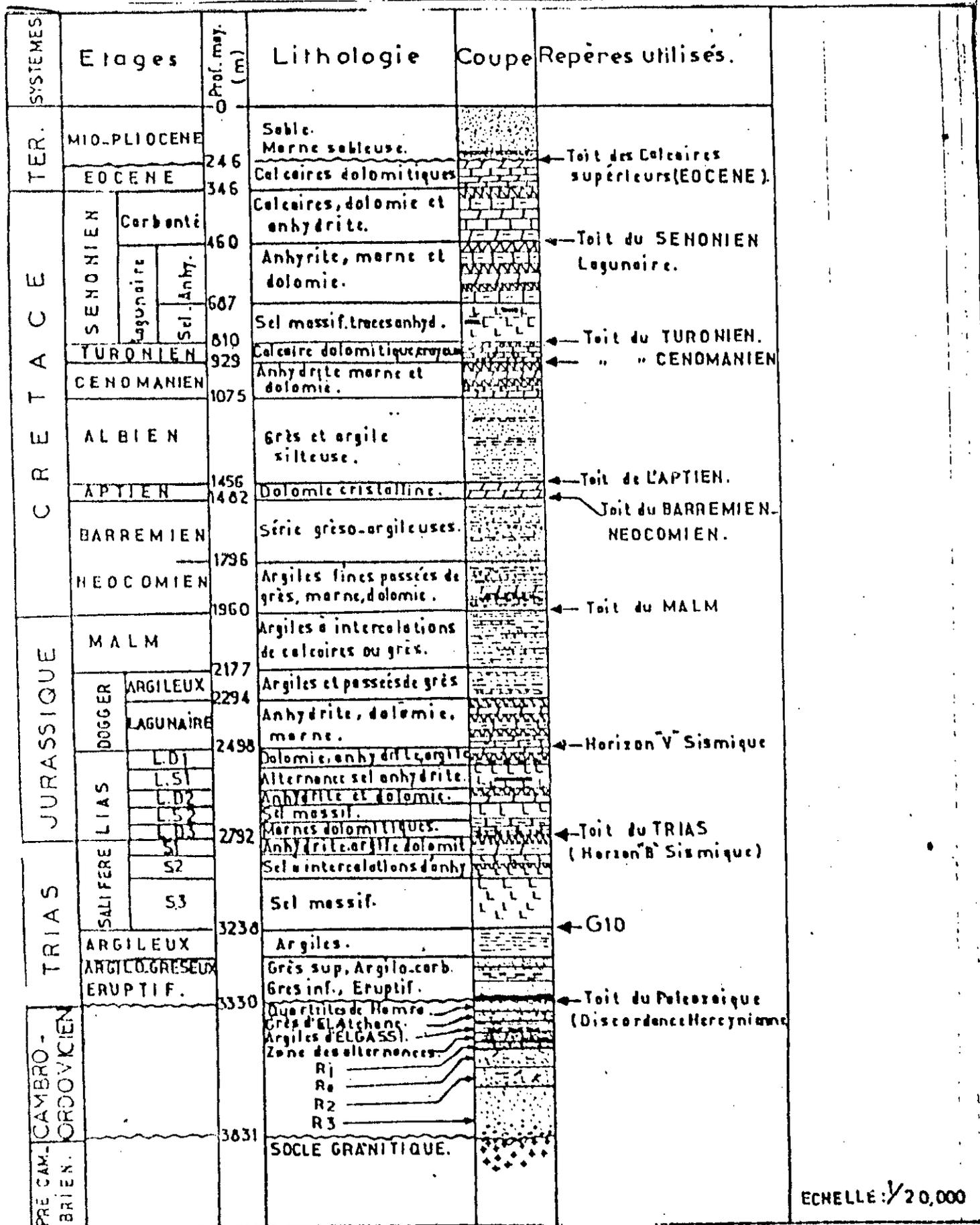
La figure I-3 montre la colonne stratigraphique de Hassi-Messaoud.

I-3) Zonation du champ :

Le champ de Hassi-Messaoud est divisé en vingt-cinq zones (figure I-4). Une zone se définit comme étant un ensemble de puits communiquant entre eux, mais pas avec ceux des zones voisines.

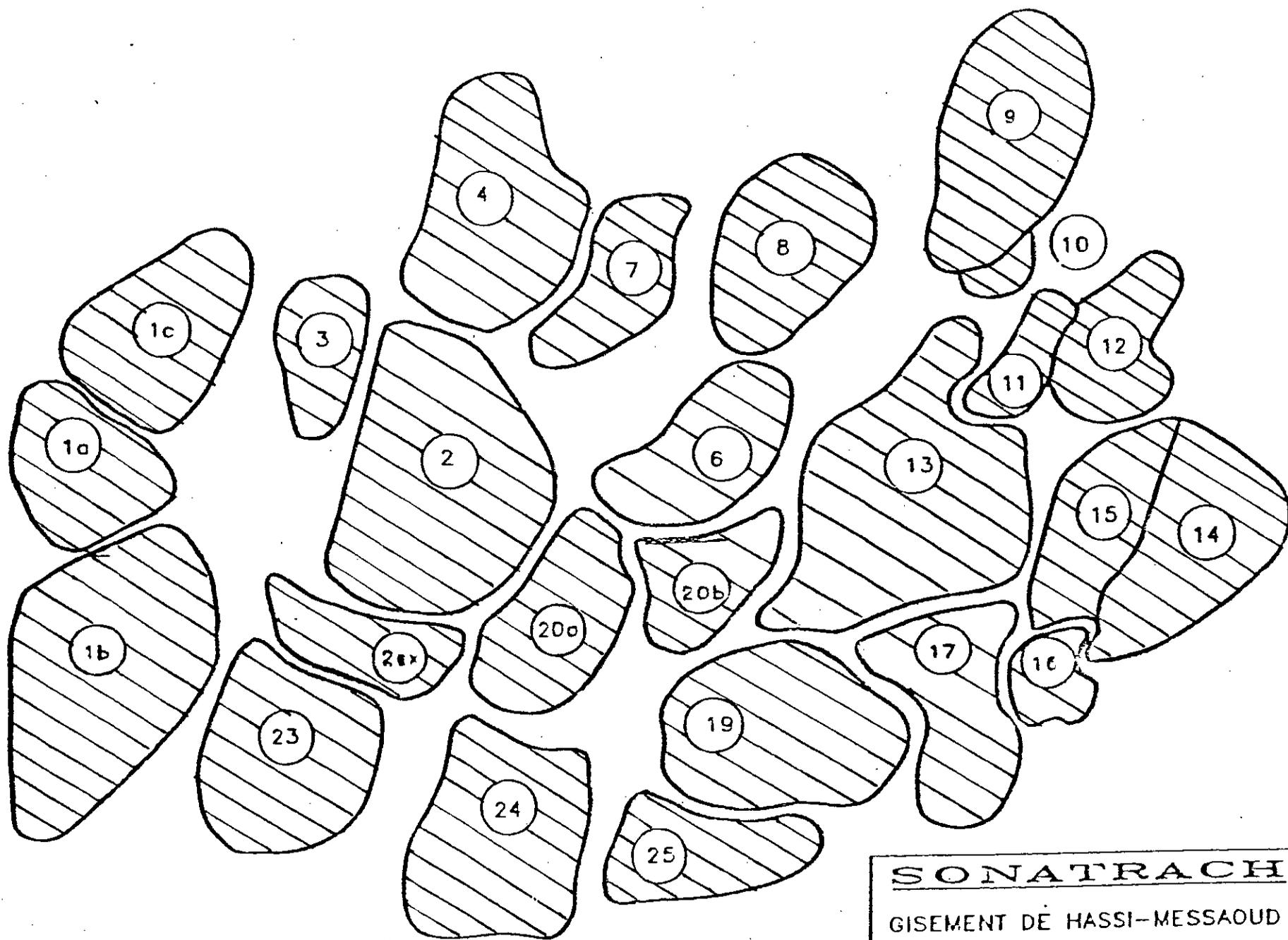
Les zones qui feront l'objet de notre étude sont les zones 2, 4, 6, 7, 20A et 20B (figure I-5).

fig 1-3 colonne stratigraphique synthétique de Hassi-Messaoud



ECHELLE: 1/20,000

(A) JADOUN, A, 1979



SONATRACH
 GISEMENT DE HASSI-MESSAOUD
 PRESSIONS DE GISEMENT (moy.)

fig I-4 les 25 zones du champ de Hassi-Messaoud

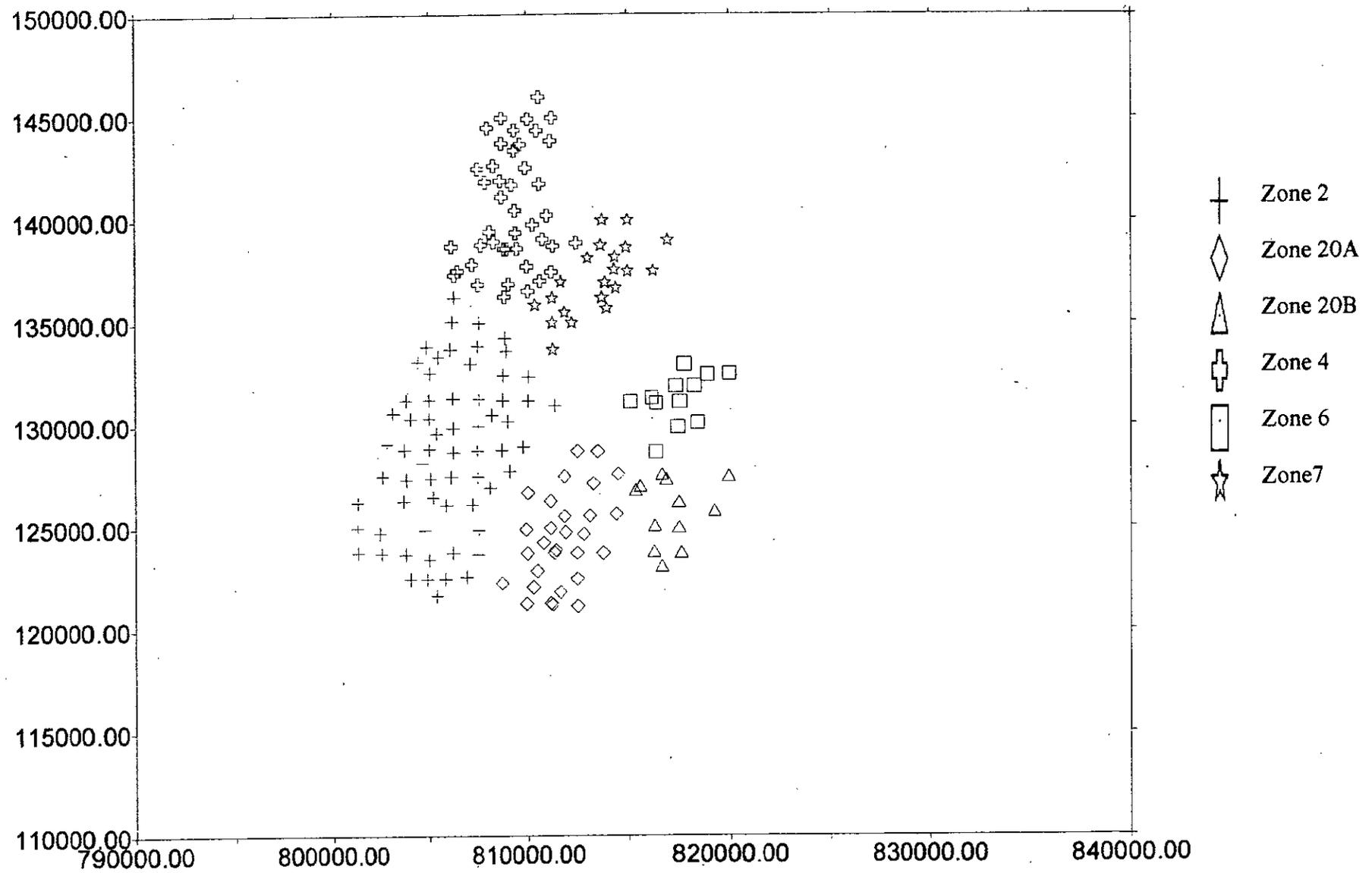


Fig 5 : Les six zones du champs de Hassi-Messaoud

II-1) Introduction :

Les hydrocarbures migrent avec le temps à partir de la roche mère dont ils sont issus. Si les mécanismes de cette migration sont complexes, l'étape ultime, par contre, en est bien connue : C'est la roche réservoir du gisement de pétrole.

Un gisement de pétrole correspond à une structure composée de roches sédimentaires poreuses et perméables puisque le pétrole et le gaz naturel ont pu y parvenir. Cette structure est, d'autre part, limitée par des barrières imperméables qui empêchent une nouvelle migration du pétrole. [Groupe d'auteurs74]

II-2) Le gisement vu à l'échelle microscopique :

A une échelle beaucoup plus petite, un bloc de gisement est constitué par une roche poreuse et perméable, souvent d'apparence assez uniforme. Les fluides du gisement (eau, pétrole et gaz) sont contenus dans les pores de cette roche, dont le volume peut aller de quelques pour cent du volume total à 30, 40 ou même 50% dans certains cas extrêmes.

- La matrice solide, d'origine sédimentaire, est généralement siliceuse ou calcaire. Morphologiquement, on distingue les milieux non consolidés (sables) et les milieux consolidés (grès). Cette matrice solide comporte souvent de nombreuses fissures. Enfin, on note souvent la présence d'argiles incorporés à la matrice solide, sous diverses formes : ciment assurant la cohésion des grains du milieu, inclusions disséminées ou bancs interstratifiés.

- Le réseau de pores se présente également sous des aspects divers. On peut le concevoir, en toute première approximation, comme un réseau de tubes capillaires interconnectés de sections et de longueurs différentes (figure II-1). Les diamètres moyens de ces tubes sont de l'ordre de la fraction de millimètre, certains diamètres pouvant atteindre des valeurs aussi faibles que le micron. [Groupe d'auteurs74]

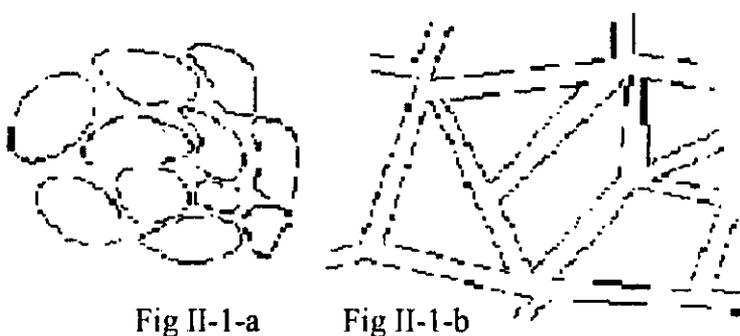


Fig II-1-a

Fig II-1-b

Fig II-1-a. coupe d'un milieu poreux

Fig II-1-b. schématisation par des tubes capillaires

II-3) Description géométrique d'un milieu poreux :

Un corps poreux comporte un squelette solide de forme compliquée, englobant des vides, ou "pores". Lorsqu'on cherche à formuler, à l'échelle macroscopique, les lois régissant les phénomènes se produisant dans ce milieu, on renonce à décrire de façon exacte la géométrie détaillée des pores.

Cette géométrie n'apparaît qu'à travers certaines grandeurs caractéristiques du milieu, qui dépendent du phénomène considéré, et qui n'ont de sens qu'à l'échelle d'un bloc élémentaire de milieu poreux. On va citer deux grandeurs, dans ce paragraphe.

II-3-1) La porosité :

La porosité totale ϕ_t d'un bloc élémentaire de milieu poreux est définie par :

$$\phi_t = \frac{V_p}{V},$$

où V_p est le volume des pores, et V le volume extérieur total du bloc. Elle ne présente, en général, pas d'intérêt, car seules les pores accessibles jouent un rôle actif. On définit donc la porosité utile :

$$\phi = \frac{V_{pa}}{V},$$

où V_{pa} est le volume des pores accessibles (c'est-à-dire communiquant entre eux) du bloc. Dans les milieux ordinairement rencontrés dans les gisements, la porosité est de l'ordre de 5 à 25% (40% dans certains cas exceptionnels). [Groupe d'auteurs74]

II-3-2) La perméabilité :***Loi de Darcy :***

La *perméabilité* mesure la capacité d'un matériau à laisser passer les fluides. Elle se détermine au moyen d'un perméamètre.

La perméabilité « k » se déduit de la relation exprimant la loi d'écoulement d'un fluide dans un milieu poreux (loi de Darcy) :

$$Q = \frac{k * S}{\mu * h} * (p_1 - p_2),$$

Où :

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

μ : la viscosité en centipoise

S : la surface en cm^2

h : l'épaisseur en cm

p_1 et p_2 : pression amont et avale en atmosphère

k : perméabilité en Darcy.

La perméabilité est proportionnelle au carré de la dimension caractéristique des pores, mais elle dépend aussi, bien entendu, de leur forme, de leur degré d'interconnexion, etc., d'une manière qu'on ne sait pas préciser quantitativement.

La perméabilité est homogène à une surface, l'unité utilisée généralement est le Darcy et son sous-multiple le millidarcy. A titre d'exemple, indiquons que la perméabilité d'un empilement de grains sphériques de diamètre 0.1 mm, de porosité 36%, est d'environ 6 darcys. La perméabilité des roches réservoirs peut varier de quelques millidarcy à plusieurs darcys.

La perméabilité d'un milieu poreux anisotrope peut éventuellement dépendre de la direction dans laquelle s'effectue l'écoulement (dans les gisements, la perméabilité horizontale est très généralement supérieure à la perméabilité verticale, les valeurs courantes de leur rapport étant de l'ordre de quelques unités).

III-1) Introduction :

Le mot *statistique* désigne à la fois un ensemble de données d'observations et l'activité qui consiste dans leur recueil, leur traitement et leur interprétation. Au cours de l'histoire, la collecte d'observations et la méthodologie de leur emploi se sont développées de façons largement indépendantes. Aujourd'hui, le recueil de statistiques est une activité importante, indispensable à la gestion des sociétés modernes. Leur traitement bénéficie des moyens offerts par l'alliance des calculateurs électroniques et de l'algèbre linéaire; et l'on voit apparaître, dans l'analyse des données, des méthodes extrêmement puissantes pour «faire parler les chiffres».

Les raisonnements par lesquels on peut tirer, à partir des observations, des conclusions concernant les lois de probabilité des phénomènes, sont codifiés par la statistique mathématique.

Dans la diversité des significations attachées au mot, il convient de souligner au moins la distinction entre les deux définitions suivantes:

- statistique: activité qui consiste à réunir des données, concernant, en particulier, la connaissance de la situation des Etats ou des sociétés humaines ;
- statistique: méthode de traitement et d'interprétation des observations, de passage de celles-ci aux lois des phénomènes et aux modèles théoriques susceptibles de les représenter .

III-2) Statistique inférentielle:

Recueillir et analyser les données sont les deux objectifs fondamentaux de la statistique utilisant le nombre comme support objectif.

Le travail du statisticien peut être décomposé en cinq phases :

- Conception : définition de l'objet étudié, des unités statistiques ;
- Collecte : recueil des données, dépouillement de l'enquête, chiffrement, saisie ;
- Apurement : vérification et contrôle, dépouillement, traitement des points aberrants ;
- Description statistique : visualisation et représentation graphique, calcul d'indicateurs uni et multidimensionnels, recherche des liens ;
- Modélisation : étude du modèle probabiliste qui a engendré les données (définition, spécification, validation par les outils) de la statistique mathématique (méthode aléatoire), spécification d'un modèle " explicatif ". [CALOT.G65]

III-3) Rappel Théorique :

Pour un phénomène unidimensionnel, une statistique est un ensemble de n mesures (X_1, X_2, \dots, X_n) ; on dit que c'est un n -échantillon. Les méthodes statistiques élémentaires s'attachent à décrire de tels objets. On définit ainsi des caractéristiques de valeur centrale: d'une part, la moyenne arithmétique:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n},$$

et, d'autre part, des caractéristiques de dispersion: ainsi la variance, ou carré de l'écart-type S , est la moyenne des carrés des écarts entre les valeurs de l'échantillon et la moyenne arithmétique:

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n},$$

Si on a une population présentant un grand écart, on utilise la moyenne géométrique, telle que cette moyenne ne va pas dépendre des valeurs extrêmes :

$$M_{\text{géo}} = \sqrt[n]{x_1 * x_2 * \dots * x_n},$$

Dans le but de décrire l'allure des distributions, nous avons ajouté deux paramètres statistiques:

- le coefficient d'asymétrie ou "skewness" ;
- le coefficient d'aplatissement ou "kurtosis".

Le coefficient d'asymétrie mesure le facteur de différence de la symétrie d'une population. Il est très sensible aux valeurs fortes.

Ainsi, l'existence de fortes valeurs donne une courbe étirée à droite. Pour une courbe symétrique (population normale), la valeur du "skewness" se rapproche de zéro.

Les répartitions dont la courbe de densité de probabilité s'étirent vers la gauche (respectivement vers la droite) auront une skewness strictement positive (respectivement négative).

Ce paramètre se calcule d'après la formule :

$$SKEWNESS = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3}{s^3},$$

Le kurtosis mesure l'aplatissement d'une distribution. Pour une population normale, la valeur du kurtosis est proche de zéro. Les répartitions dont les courbes de densité de probabilité sont pointues, ont une kurtosis strictement positive, les moins pointues ont une kurtosis négative.

Ce paramètre se calcule d'après la formule :

$$KURTOSIS = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4}{s^4} - 3$$

III-4) Analyse des données :

Il est préférable d'éliminer les données qui ne contribuent pas à l'obtention d'un modèle idéal d'interprétation, car les données globales ne peuvent décrire les caractéristiques du gisement. C'est pour cette raison qu'on a déterminé l'intervalle de perméabilité entre 0.01 md et 100 md, car les valeurs supérieures à 100 md correspondent à des zones fissurées. Quant aux valeurs inférieures à 0.01 md, elles correspondent aux zones colmatées. La porosité est bornée entre 4 et 9.5%. La méthode d'élimination des données aberrantes s'appelle « *Cut Off* ».

III-4-1) La profondeur :

On observe, d'après le tableau n° 1, que les épaisseurs du réservoir varient de 70 à 120 mètres, pour la plupart des puits. La plus petite valeur est de 24.75 m pour le puits OMN852, par contre, la plus grande est de 437.05 pour le puits OM81. L'épaisseur moyenne est de 104,75 m.

On voit que le toit du réservoir varie de 3252 m pour le puits MD89 à 3412 pour le puits OMJ83, par contre, le mur du réservoir varie de 3319.51 m pour le puits OMO72 jusqu'à 3705.05 pour le puits OM81.

III-4-2) La Perméabilité :

Le tableau n°2 montre que la moyenne arithmétique de la perméabilité des puits varie de 0.46 md pour le puits OMN88 à 56.89 md pour le puits OMN77B. La moyenne arithmétique de la perméabilité horizontale est de 9.49 md, par contre, celle de la perméabilité verticale est de 5.48 md.

Les écarts-type très élevés indiquent une grande dispersion autour de la moyenne.

tableau 1
les épaisseurs du réservoir

puits	profondeur (m)			puits	profondeur (m)		
	debut-reservoir	fin-reservoir	haut-reservoir		debut-reservoir	fin-reservoir	haut-reservoir
MD3	3327,5	3432,41	104,91	OMJ712	3313,25	3406,51	93,26
MD10	3331,8	3459,92	128,12	OMJ713	3322,5	3416,01	93,51
MD13	3296,3	3441,52	145,22	OMJ721	3343,5	3428,01	84,51
MD14	3332	3449,51	117,51	OMJ732	3376,75	3461,01	84,26
MD19	3281	3450,02	169,02	OMJ802B	3310	3413,01	103,01
MD30	3289	3410,02	121,02	OMJ812	3328	3401,01	73,01
MD32	3308	3472,02	164,02	OMJ822	3335,5	3425,01	89,51
MD43	3310,5	3439,52	129,02	OMJ832	3357	3450,01	93,01
MD44	3282,5	3365,01	82,51	OMK13	3314,75	3449,52	134,77
MD46	3328,5	3399,51	71,01	OMK14	3338,25	3422,26	84,01
MD50	3292	3418,02	126,02	OMK102	3272	3340,76	68,76
MD59	3284	3462,52	178,52	OMK112	3302,5	3400,01	97,51
MD62	3310	3412,01	102,01	OMK132	3365	3451,01	86,01
MD65	3270,5	3428,02	157,52	OMK141	3348,25	3420,01	71,76
MD77	3314,5	3459,77	145,27	OMK142	3351,25	3416,01	64,76
MD85	3291	3368,51	77,51	OMN31	3304	3463,52	159,52
MD88	3329,5	3402,51	73,01	OMN40	3272	3397,02	125,02
MD89	3252	3364,01	112,01	OMN41	3285,26	3391,02	105,76
MD92	3264	3342,76	78,76	OMN42	3279,5	3327,76	48,26
MD93	3265	3364,76	99,76	OMN43	3295,5	3440,02	144,52
MD94	3311	3397,76	86,76	OMN51	3262,25	3396,77	134,52
MD97	3280,75	3404,77	124,02	OMN53	3268	3423,27	155,27
MD99	3304,5	3475,77	171,27	OMN55	3302	3420,01	118,01
MD101	3350,75	3440,76	90,01	OMN56	3282,75	3430,27	147,52
MD102	3280,75	3393,76	113,01	OMN56B	3341,25	3411,51	70,26
MD104	3345	3428,76	83,76	OMN57	3312	3443,77	131,77
MD105	3313,5	3449,77	136,27	OMN61	3265	3399,27	134,27
MD106	3339,5	3429,76	90,26	OMN63	3290	3368,01	78,01
MD115	3330	3429,76	99,76	OMN64	3301	3381,01	80,01
MD117	3326,5	3392,51	66,01	OMN67	3316	3385,01	69,01
MD121	3303,5	3439,77	136,27	OMN70	3274,26	3361,52	87,26
MD123	3282	3369,76	107,76	OMN71	3265,25	3380,51	115,26
MD125	3290	3463,77	173,77	OMN72	3280	3336,51	56,51
MD129	3320,25	3458,77	138,52	OMN73	3283,5	3420,02	136,52
MD134	3288,75	3409,77	121,02	OMN75	3364,5	3448,26	83,76
MD138	3344,5	3434,51	90,01	OMN77	3286	3406,01	120,01
MD146	3304,6	3463,77	159,27	OMN77B	3278,6	3349,51	71,01
MD147	3294,5	3433,52	139,02	OMN81	3278	3364,76	86,76
MD152	3325,5	3416,01	90,51	OMN82	3289	3355,01	66,01
MD159	3358	3442,76	84,76	OMN86	3284,25	3385,26	101,01
MD160	3324,8	3437,76	112,96	OMN88	3287	3388,01	101,01
MD162	3361,5	3460,2	98,7	OMN302	3291,75	3425,02	133,27
MD172	3310,25	3411,76	101,51	OMN402	3299,75	3424,52	124,77
MD174	3354,5	3442,76	88,26	OMN422	3315,75	3451,27	135,52
MD177	3275,25	3384,76	109,51	OMN522	3288,75	3395,76	109,01
MD184	3305,25	3384,76	79,51	OMN541	3308,25	3479,52	171,27
MD190	3259	3359,76	100,76	OMN622	3282,25	3413,27	131,02
MD203	3284,25	3409,77	125,52	OMN653	3333,25	3418,01	84,76
MD240	3325	3452,27	127,27	OMN662	3343,25	3397,01	53,76
MD253	3314	3400,01	86,01	OMN702	3270,25	3356,01	85,76
MD265	3345	3392,01	47,01	OMN733	3306	3413,26	107,26
MD270	3325,5	3440,76	115,26	OMN772	3301	3405,01	104,01
MD273	3300,75	3431,77	131,02	OMN781	3317	3399,26	82,26
MD280	3327	3434,76	107,76	OMN852	3370,25	3395	24,75
MD285	3301,25	3420,26	119,01	OMN853B	3303,25	3394,26	91,01
MD288	3276	3392,76	116,76	OMN871	3273	3365,01	92,01
MD292	3264	3382,76	118,76	OMN872	3286,5	3376,76	90,26

tableau 1
les épaisseurs du réservoir

MD293	3317	3412,76	95,76	OMO13	3314,02	3414,53	100,51
MD296	3311	3447,52	136,52	OMO14	3332,75	3418,01	85,26
MD300	3330	3426,01	96,01	OMO15	3322,25	3416,01	93,76
MD303	3406	3446,51	40,51	OMO16	3295	3386,51	91,51
MD304	3323,5	3400,26	76,76	OMO17	3282,5	3408,77	126,27
MD325	3362	3421,51	59,51	OMO24B	3320,5	3385,76	65,26
MD380	3383,25	3441,01	57,76	OMO27	3313,75	3399,76	86,01
MD385	3274,25	3395,01	120,76	OMO35	3293	3420,77	127,77
MD377	3323	3409,01	86,01	OMO37	3299	3405,51	106,51
MD380	3334,25	3486,52	152,27	OMO38	3308,25	3389,51	81,26
MD384	3323,25	3480,02	156,77	OMO46	3285,01	3324,52	39,51
MD391	3346,5	3434,76	88,26	OMO47	3297	3369,51	72,51
MD392	3290,25	3362,01	71,76	OMO48	3316,25	3370,26	54,01
MD393	3296,25	3380,01	83,76	OMO51	3299	3369,01	70,01
MD400	3295,25	3405,01	109,76	OMO58	3309,76	3351,02	41,26
MD415	3272,25	3422,02	149,77	OMO61	3289	3355,01	66,01
MD416	3319,25	3430,01	110,76	OMO62	3300	3367,76	67,76
MD425	3277,25	3388,01	110,76	OMO72	3261,5	3319,51	58,01
MD439	3299	3423,02	124,02	OMO82	3286	3378,01	92,01
MD440	3284,75	3407,52	122,77	OMO142	3327,25	3575,03	247,78
MD443	3330,25	3428,01	97,76	OMO152	3315,27	3410,03	94,76
MD449	3285,5	3385,01	99,51	OMO172	3284,25	3408,02	123,77
MD455	3316,26	3460,03	143,77	OMO242	3323,77	3424,53	100,76
MD460	3283,26	3415,03	131,77	OMO252	3326,25	3336,75	10,5
OM1	3284	3497,03	213,03	OMO343	3295,25	3399,01	103,76
OM6	3285,25	3381,01	95,76	OMO353	3306,25	3376,01	69,76
OM81	3268	3705,05	437,05	OMO362	3312,5	3409,26	86,76
OMJ62	3320,25	3432,01	111,76	OMO452	3290,25	3367,01	76,76
OMJ71	3318	3424,26	106,26	OMO461	3301,25	3458,52	157,27
OMJ73	3341	3479,02	138,02	OMO482	3307,25	3394,26	87,01
OMJ74	3387	3440,01	53,01	OMO502	3328,25	3378,26	50,01
OMJ82	3297,25	3394,51	97,26	OMO602	3308	3393,01	85,01
OMJ83	3412	3464,01	52,01	OMO701	3308,75	3357,76	49,01
				OMO712	3297,51	3413,03	115,52

tableau 2
Caractéristiques de la perméabilité et de la porosité des puits

Zone	Puits	PERMEABILITE						POROSITE			
		HORIZONTALE			VERTICALE			HORIZONTALE		VERTICALE	
		MOY-GEO	MOY-ARIT	EC-TYPE	MOY-GEO	MOY-ARIT	EC-TYPE	MOY-ARIT	EC-TYPE	MOY-ARIT	EC-TYPE
20B	MD3	1,07	7,34	17,46	0,66	6,66	14,88	6,84	1,70	7,19	1,63
20A	MD10	1,25	6,36	12,62	0,60	3,46	8,74	7,07	1,46	7,06	1,58
2E	MD13	1,67	9,32	16,92	0,87	6,20	12,73	7,67	1,35	7,66	1,28
20B	MD14	2,49	8,43	14,66	1,46	7,69	16,33	7,67	1,41	7,28	1,62
2S	MD19	6,04	16,96	23,22	2,76	13,07	21,27	7,60	1,63	7,63	1,43
20A	MD30	2,16	8,00	16,14	1,54	6,76	12,11	7,36	1,46	7,29	1,50
2S	MD32	1,99	4,85	8,85	0,93	1,96	3,52	6,94	1,42	6,84	1,38
2E	MD43	0,84	10,66	18,92	0,47	6,67	13,08	6,89	1,60	6,98	1,46
6	MD44	2,36	10,22	18,89	1,07	6,21	14,90	7,07	1,40	6,96	1,49
20B	MD46	0,82	7,63	16,93	0,34	4,30	12,21	7,16	1,34	7,31	1,30
2S	MD50	3,16	13,14	20,31	1,76	7,99	13,76	7,46	1,28	7,64	1,29
2E	MD59	0,40	3,36	8,17	0,28	2,43	9,01	6,79	1,40	6,81	1,43
2E	MD62	2,06	12,37	20,04	1,36	7,77	14,76	7,67	1,40	7,63	1,36
2S	MD65	1,21	7,34	16,32	0,48	4,36	10,69	6,71	1,51	6,76	1,60
20A	MD77	0,62	3,97	9,60	0,22	1,98	6,24	6,69	1,46	6,64	1,63
20A	MD86	3,09	12,14	18,56	1,43	6,82	13,28	6,92	1,46	6,87	1,60
20A	MD88	6,39	19,00	26,89	2,77	13,11	21,88	7,29	1,39	7,36	1,42
2S	MD89	3,11	16,08	22,14	2,26	10,86	17,96	6,64	1,61	6,77	1,47
20A	MD92	1,10	4,63	11,44	0,64	2,46	6,36	7,06	1,48	6,96	1,46
2S	MD93	7,90	21,34	24,29	*	17,96	21,33	6,89	1,70	6,92	1,74
20A	MD94	1,16	4,76	9,67	0,62	1,98	6,37	6,61	1,46	6,49	1,42
2S	MD97	3,97	14,83	22,37	2,20	9,33	16,06	7,03	1,49	7,06	1,60
2E	MD99	1,46	6,41	10,67	0,86	3,02	7,04	6,76	1,40	6,77	1,38
20B	MD101	2,21	9,29	16,09	*	*	*	7,18	1,41	*	*
20A	MD102	4,04	12,87	18,83	2,27	7,21	13,72	7,33	1,34	7,14	1,61
20B	MD104	3,04	10,49	19,68	1,48	4,78	9,28	7,62	1,33	7,40	1,28
2S	MD106	1,01	4,81	11,69	0,76	3,28	7,32	6,60	1,61	6,61	1,60
20A	MD106	1,28	6,82	16,03	0,37	0,82	2,91	6,62	1,48	6,68	1,67
20A	MD116	2,81	8,76	16,71	1,40	4,86	10,39	7,32	1,63	7,12	1,61
20B	MD117	1,89	9,30	16,69	1,19	6,29	10,42	7,17	1,41	7,26	1,40
2S	MD121	3,36	9,71	14,96	1,98	6,16	11,71	7,40	1,36	7,60	1,33
20A	MD123	1,36	6,41	12,72	0,66	1,52	3,80	6,77	1,64	6,73	1,67
2S	MD126	0,67	2,26	5,36	0,62	1,29	3,27	6,73	1,66	6,64	1,68
20A	MD129	1,68	7,63	16,70	0,86	2,92	7,64	7,06	1,46	7,03	1,46
20A	MD134	0,67	2,77	8,76	0,37	1,31	6,16	6,47	1,69	6,53	1,66
20B	MD138	3,37	8,86	13,06	1,78	4,72	7,31	7,13	1,41	7,03	1,47
2E	MD146	0,68	3,00	9,87	0,36	1,23	4,43	6,76	1,47	6,79	1,63
2S	MD147	3,48	10,90	17,36	1,71	6,30	10,83	7,16	1,39	6,96	1,47
20B	MD162	6,49	19,89	24,84	4,67	13,40	18,84	7,43	1,30	7,29	1,64
20B	MD169	4,66	13,66	19,93	3,09	9,12	14,13	7,62	1,46	7,41	1,48
20A	MD160	2,72	7,19	12,00	1,79	3,26	7,01	6,89	1,40	6,91	1,40
2E	MD162	1,10	7,19	12,00	*	3,26	7,01	6,89	1,40	6,91	1,40
20A	MD172	4,02	11,66	17,40	0,87	3,43	7,76	7,06	1,33	7,00	1,37
20B	MD174	4,29	14,09	21,84	3,20	11,16	19,37	7,81	1,26	7,96	1,34
20A	MD177	6,04	12,63	19,68	3,03	8,33	16,86	8,02	1,19	7,98	1,27
6	MD184	7,24	21,64	26,64	3,91	16,60	22,74	8,06	1,18	8,09	1,09
20A	MD190	3,00	9,08	16,02	1,61	6,44	11,71	6,90	1,46	6,87	1,61
20A	MD203	2,93	9,27	14,26	1,63	6,62	10,28	7,64	1,38	7,62	1,41
20A	MD240	3,26	11,70	19,13	*	*	*	7,22	1,67	*	*
2E	MD263	2,73	7,41	11,22	*	*	*	7,66	1,32	*	*
20A	MD266	6,31	10,98	12,40	*	*	*	7,46	1,69	*	*
20A	MD270	0,01	0,69	2,81	0,01	0,31	1,21	6,28	1,39	6,46	1,44
2E	MD273	1,33	6,29	10,38	0,61	2,66	6,98	7,89	1,14	7,68	1,24
2E	MD280	3,06	9,12	16,48	1,60	4,01	6,16	8,09	1,26	7,79	1,36
2S	MD285	2,16	6,84	8,64	0,96	3,00	4,44	7,17	1,22	7,60	1,16
2S	MD288	3,06	9,61	13,98	1,86	6,04	10,29	7,04	1,36	7,38	1,42
2S	MD292	1,92	7,60	14,21	1,13	4,04	6,00	7,03	1,66	7,21	1,74
2E	MD293	1,40	6,61	11,08	0,94	2,66	4,46	7,19	1,34	7,34	1,37
2E	MD296	0,39	2,21	7,14	0,26	1,80	3,31	6,79	1,40	6,87	1,37
2E	MD300	0,67	4,10	12,48	*	*	*	7,13	1,44	*	*
2E	MD303	0,78	6,26	16,88	*	*	*	6,60	1,38	*	*
2E	MD304	3,14	7,84	11,61	1,68	4,60	8,26	8,24	1,07	8,08	1,29
20B	MD326	2,91	10,74	16,49	1,62	4,97	7,03	7,39	1,43	7,36	1,42
20B	MD360	1,46	4,20	10,81	*	*	*	6,93	1,66	*	*
2S	MD366	1,81	4,37	7,63	*	*	*	6,74	1,34	*	*

tableau 2
Caractéristiques de la perméabilité et de la porosité des puits

2S	MD377	1,69	4,64	8,82	*	*	*	7,01	1,54	*	*
20A	MD380	0,67	3,09	9,13	*	*	*	7,16	1,43	*	*
20A	MD384	0,65	3,90	10,98	*	*	*	7,11	1,63	*	*
2S	MD391	0,94	6,02	12,86	*	*	*	6,97	1,42	*	*
2S	MD392	0,84	6,97	12,66	*	*	*	6,68	1,17	*	*
2S	MD393	0,43	2,41	6,67	*	*	*	6,18	1,38	*	*
20A	MD400	0,68	2,94	7,80	*	*	*	6,71	1,43	*	*
2S	MD416	0,62	2,82	7,41	*	*	*	6,82	1,62	*	*
20A	MD416	3,05	11,84	20,48	*	*	*	6,93	1,43	*	*
2S	MD426	0,48	4,16	11,70	*	*	*	6,61	1,53	*	*
2S	MD439	0,40	3,80	9,49	*	*	*	7,16	1,60	*	*
2S	MD440	2,74	13,04	20,18	*	*	*	7,46	1,39	*	*
20A	MD443	0,28	2,45	9,39	*	*	*	6,27	1,41	*	*
20A	MD449	0,77	4,37	10,81	*	*	*	6,61	1,46	*	*
20A	MD455	0,38	2,47	7,49	*	*	*	6,14	1,44	*	*
20A	MD460	1,86	9,85	17,75	*	*	*	6,64	1,40	*	*
6	OM1	1,00	6,99	16,90	0,78	6,36	12,92	7,96	1,22	*	*
2N	OM6	2,70	9,77	17,61	1,34	4,72	9,64	6,98	1,36	*	*
7	OM81	0,01	2,67	9,64	0,01	1,69	7,73	7,55	1,39	*	*
4	OMJ62	0,78	2,07	6,23	0,40	0,79	2,19	6,28	1,46	6,31	1,48
4	OMJ71	3,29	12,69	19,43	1,86	8,61	16,17	7,62	1,33	*	*
4	OMJ73	3,13	13,86	23,96	*	*	*	7,86	1,39	*	*
4	OMJ74	2,43	9,93	23,44	*	*	*	7,80	1,43	*	*
4	OMJ82	0,22	3,03	9,46	*	*	*	6,37	1,49	*	*
4	OMJ83	3,06	6,23	7,13	*	*	*	*	*	*	*
4	OMJ712	3,78	12,28	16,94	*	*	*	7,75	1,28	*	*
4	OMJ713	4,31	16,01	22,42	*	*	*	7,44	1,42	*	*
4	OMJ721	7,23	16,26	20,47	*	*	*	7,77	1,12	*	*
4	OMJ732	0,69	3,42	9,39	*	*	*	6,82	1,36	*	*
4	OMJ802B	7,31	17,00	20,42	*	*	*	8,03	1,20	*	*
4	OMJ812	4,71	17,90	22,19	*	*	*	8,05	0,93	*	*
4	OMJ822	2,68	7,26	10,22	*	*	*	7,16	1,62	*	*
4	OMJ832	6,30	12,48	16,09	*	*	*	7,63	1,24	*	*
4	OMK13	1,06	10,86	18,24	0,38	6,83	13,48	7,28	1,63	*	*
4	OMK14	3,63	10,02	16,11	*	*	*	7,88	1,19	*	*
4	OMK102	0,80	2,88	9,61	0,69	1,44	6,80	6,27	1,42	6,48	1,46
4	OMK112	0,64	2,97	9,74	*	*	*	6,88	1,66	*	*
4	OMK132	4,12	9,66	13,02	*	*	*	8,26	1,19	*	*
4	OMK141	2,29	6,97	12,06	*	*	*	6,74	1,26	*	*
4	OMK142	6,82	14,08	18,24	*	*	*	7,47	1,33	*	*
2N	OMN31	1,04	4,82	12,26	*	*	*	7,38	1,42	*	*
2N	OMN40	2,19	12,71	20,96	1,02	8,26	16,84	7,36	1,29	7,37	1,32
2N	OMN41	1,88	6,89	12,94	*	*	*	6,70	1,43	*	*
2N	OMN42	1,08	6,81	14,77	*	*	*	6,60	1,34	*	*
2N	OMN43	0,21	1,34	4,94	*	*	*	6,63	1,66	*	*
2N	OMN51	1,30	6,62	12,61	0,65	3,74	9,17	7,41	1,38	*	*
2N	OMN53	0,66	6,93	14,61	0,46	4,66	10,81	7,14	1,40	*	*
2N	OMN56	1,61	9,48	16,60	0,72	6,17	11,46	7,16	1,48	*	*
4	OMN56	1,68	4,80	12,28	1,10	2,02	3,61	7,30	1,16	7,36	1,28
4	OMN56B	4,67	11,66	17,24	*	*	*	7,29	1,27	*	*
4	OMN67	0,71	6,61	16,99	0,28	2,07	6,90	6,63	1,67	*	*
2N	OMN61	1,27	6,06	16,07	0,77	3,97	12,22	6,61	1,67	6,61	1,67
2N	OMN63	4,28	16,13	22,66	*	*	*	7,50	1,39	*	*
2N	OMN64	10,08	24,78	26,38	*	*	*	8,09	1,14	*	*
4	OMN67	1,63	10,74	19,26	*	*	*	7,36	1,40	*	*
2N	OMN70	9,86	23,07	26,22	*	*	*	7,46	1,31	*	*
2N	OMN71	1,93	10,30	16,66	1,10	6,64	14,02	7,33	1,24	*	*
2N	OMN72	4,37	14,83	22,53	2,63	9,69	17,66	7,43	1,31	7,47	1,26
2N	OMN73	3,29	16,84	23,99	2,70	16,61	23,90	7,72	1,21	7,86	1,31
4	OMN76	1,30	6,88	11,26	0,71	3,97	9,33	7,42	1,42	*	*
4	OMN77	2,27	10,42	17,66	1,26	6,44	13,01	7,70	1,26	*	*
4	OMN77B	46,21	66,89	26,21	*	*	*	8,44	0,82	*	*
2N	OMN81	2,31	6,18	11,78	1,70	4,38	8,12	6,16	1,38	6,19	1,43
2N	OMN82	11,92	24,19	24,12	*	*	*	7,79	1,29	*	*
4	OMN86	4,01	13,64	20,13	*	*	*	8,03	1,04	*	*
4	OMN88	0,17	0,46	1,19	*	*	*	6,71	1,19	*	*
2N	OMN302	1,43	6,72	14,70	*	*	*	6,67	1,36	*	*
2N	OMN402	1,82	6,33	11,73	*	*	*	7,49	1,36	*	*
2N	OMN422	0,66	1,93	6,39	*	*	*	6,86	1,43	*	*

tableau 2
Caractéristiques de la perméabilité et de la porosité des puits

2N	OMN522	4,43	12,79	20,02	*	*	*	7,13	1,48	*	*
2N	OMN541	1,58	6,31	14,29	*	*	*	7,56	1,29	*	*
2N	OMN622	2,95	11,98	19,96	*	*	*	7,31	1,60	*	*
4	OMN653	3,39	7,86	13,40	*	*	*	7,67	1,29	*	*
4	OMN662	1,34	4,55	12,49	*	*	*	6,47	1,27	*	*
2N	OMN702	5,04	16,09	23,73	*	*	*	7,43	1,28	*	*
2N	OMN733	1,23	5,51	16,69	0,76	1,59	6,64	6,77	1,43	6,71	1,34
4	OMN772	0,90	2,45	6,15	*	*	*	7,22	1,51	*	*
4	OMN781	4,81	12,94	17,90	*	*	*	7,80	1,28	*	*
4	OMN852	1,38	5,53	14,68	*	*	*	8,15	1,20	*	*
4	OMN853B	5,03	14,93	20,29	*	*	*	6,99	1,25	*	*
4	OMN871	5,83	15,44	19,79	*	*	*	7,26	1,33	*	*
4	OMN872	0,41	6,59	14,48	*	*	*	6,81	1,53	*	*
7	OMO13	0,20	4,69	15,23	*	*	*	6,85	1,62	*	*
7	OMO14	1,27	3,70	7,40	*	*	*	7,29	1,36	*	*
7	OMO16	5,07	14,78	19,55	*	*	*	7,63	1,41	*	*
4	OMO16	0,52	1,51	3,08	*	*	*	6,60	1,47	*	*
4	OMO17	1,92	8,83	15,04	*	*	*	7,60	1,31	*	*
7	OMO24B	1,06	3,76	10,63	*	*	*	6,05	1,24	*	*
4	OMO27	2,52	7,75	16,05	1,65	3,88	8,00	7,09	1,43	7,01	1,34
7	OMO36	7,44	21,71	25,89	*	*	*	7,80	1,35	*	*
7	OMO37	2,12	11,47	18,10	1,25	7,18	13,98	7,64	1,51	*	*
7	OMO38	6,64	14,92	19,85	*	*	*	7,49	1,37	*	*
7	OMO46	6,97	16,81	18,84	*	*	*	7,83	1,26	*	*
7	OMO47	1,36	9,60	17,20	*	*	*	7,32	1,46	*	*
7	OMO48	2,45	8,26	13,50	*	*	*	*	*	*	*
6	OMO51	5,85	9,85	8,88	*	*	*	7,47	1,23	*	*
7	OMO56	0,97	2,18	3,62	*	*	*	6,36	1,35	*	*
6	OMO61	8,18	21,87	22,92	*	*	*	7,36	1,43	*	*
6	OMO62	5,52	16,18	22,74	4,41	11,75	16,72	7,23	1,46	7,37	1,39
6	OMO72	4,14	10,70	14,88	*	*	*	7,11	1,33	*	*
6	OMO82	2,36	6,69	10,69	*	*	*	7,02	1,63	*	*
7	OMO142	0,01	8,59	14,76	*	*	*	7,46	1,42	*	*
4	OMO162	0,85	5,01	13,61	*	*	*	7,34	1,48	*	*
4	OMO172	3,12	8,74	13,04	*	*	*	7,26	1,38	*	*
7	OMO242	3,18	10,20	17,81	*	*	*	6,25	1,47	*	*
7	OMO252	1,42	4,47	14,14	*	*	*	7,59	1,21	*	*
7	OMO343	0,01	17,81	21,78	*	*	*	7,25	1,27	*	*
7	OMO363	12,57	29,12	29,08	*	*	*	7,75	1,24	*	*
7	OMO362	2,56	13,28	20,65	*	*	*	7,35	1,31	*	*
7	OMO452	6,78	23,20	28,40	*	*	*	7,47	1,38	*	*
7	OMO481	0,01	13,27	20,60	*	*	*	7,56	1,17	*	*
7	OMO482	3,15	13,93	21,60	*	*	*	7,10	1,53	*	*
6	OMO502	4,33	11,18	17,41	*	*	*	7,81	1,23	*	*
6	OMO602	2,45	8,70	15,08	*	*	*	7,88	1,40	*	*
6	OMO701	0,51	2,12	8,37	*	*	*	5,64	1,20	*	*
6	OMO712	2,34	14,07	23,39	*	*	*	7,58	1,47	*	*

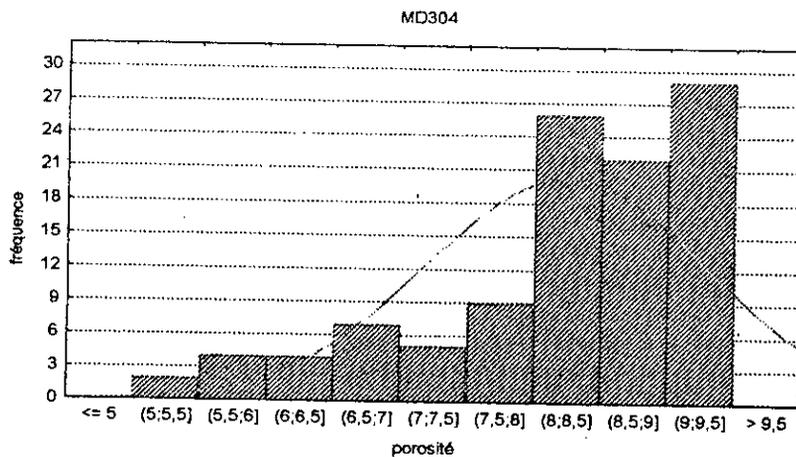


Fig III-17 histogramme de la porosité

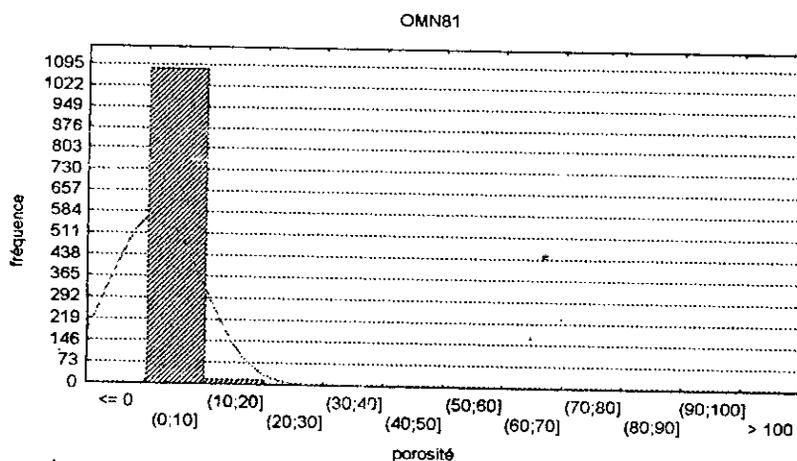


Fig III-18 histogramme de la porosité

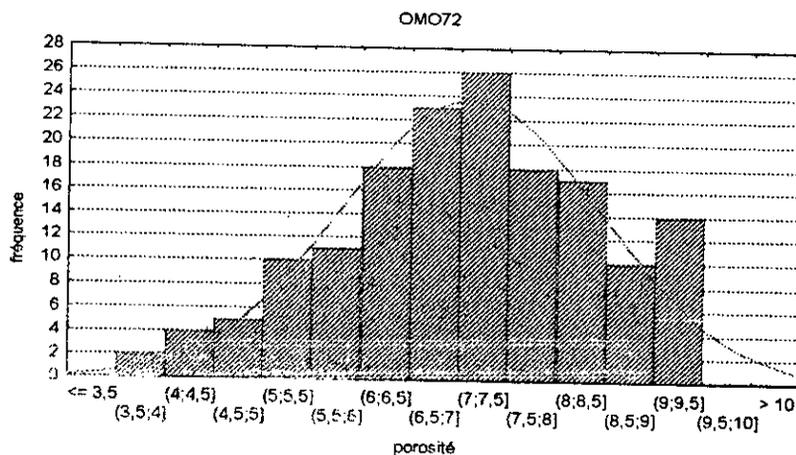


Fig III-19 histogramme de la porosité

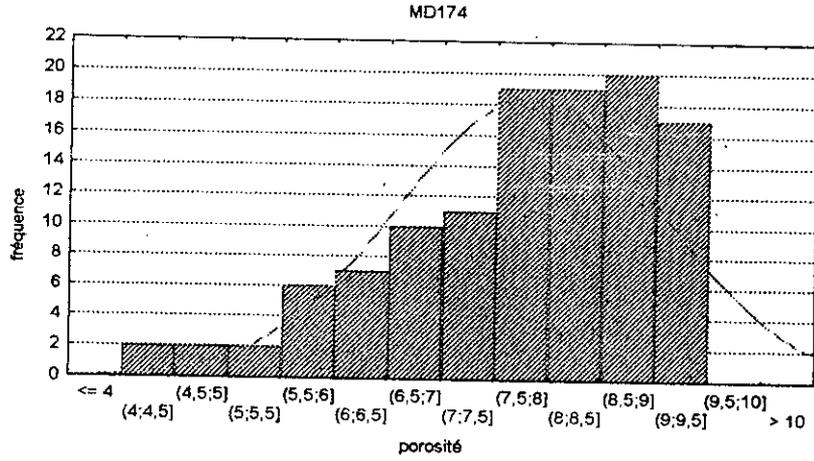


Fig III-20 histogramme de la porosité

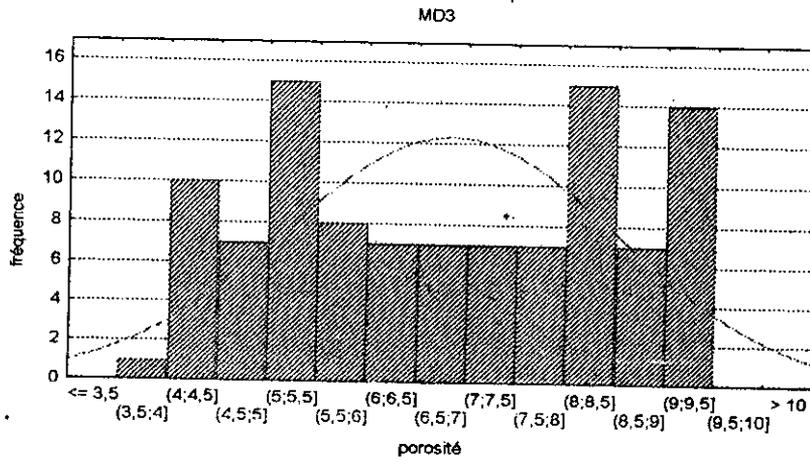


Fig III-21 histogramme de la porosité

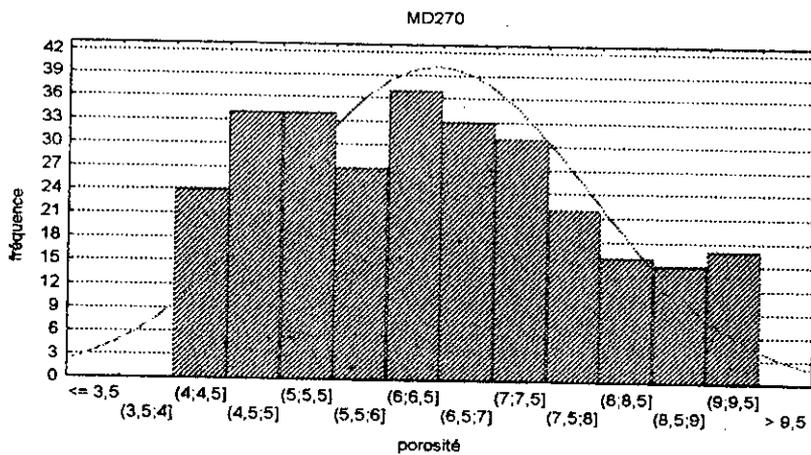


Fig III-22 histogramme de la porosité

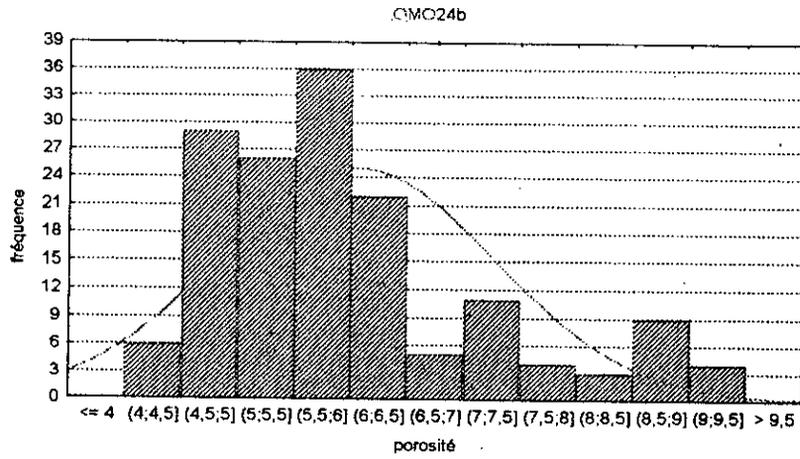


Fig III-23 histogramme de la porosité

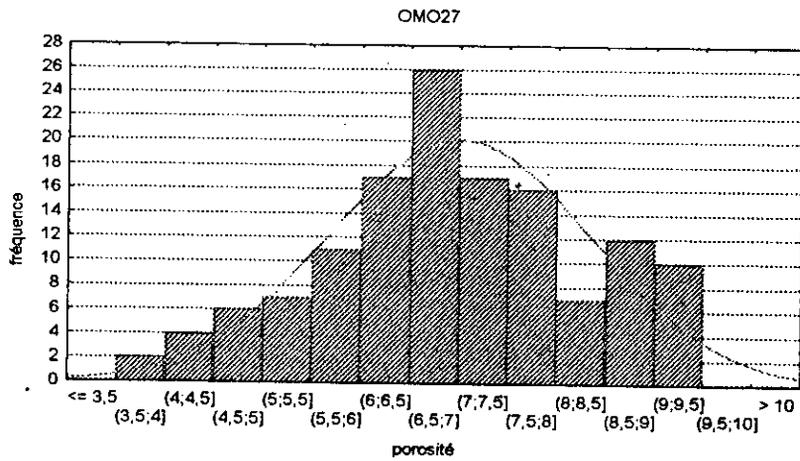


Fig III-24 histogramme de la porosité

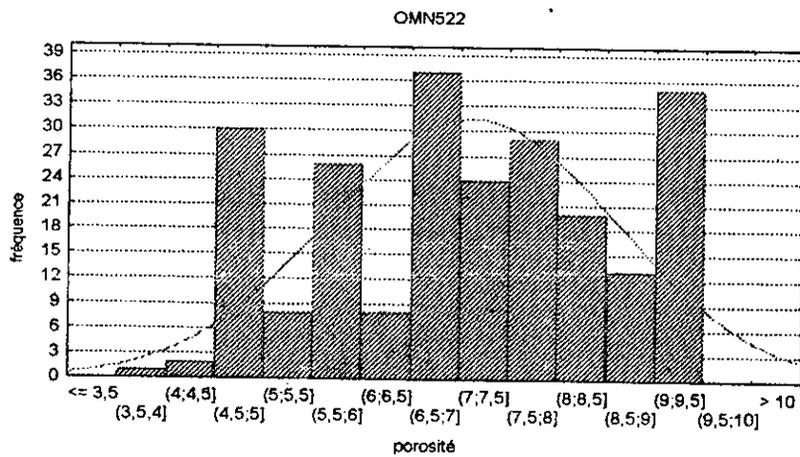


Fig III-25 histogramme de la porosité

Remarque :

La moyenne géométrique est utilisée dans le cinquième chapitre.

III-4-3) La Porosité :

Pour ce deuxième paramètre, on constate que la moyenne varie de 5.64% pour le puits OMO701 jusqu'à 8.44%, pour le puits OMN77B.

Les faibles valeurs des écarts-type montrent une certaine uniformité des valeurs.

III-5) Etude de la Distribution :

On va voir si la répartition de la perméabilité et de la porosité, va suivre, respectivement, la loi log-normale et la loi normale. Pour cela, on va utiliser le test de RODIONOV et construire des histogrammes, afin d'observer l'allure des courbes.

III-5-1) Rappel théorique :

III-5-1-1) Loi normale :

La loi normale ou loi de *Laplace-Gauss* est une des distributions que l'on rencontre le plus souvent, en pratique. C'est en effet, la loi qui s'applique à une variable statistique qui est la résultante d'un grand nombre de causes indépendantes, dont les effets s'additionnent et dont aucune n'est prépondérante.

La variable aléatoire normale X est une variable continue pouvant prendre n'importe quelle valeur entre moins l'infini et plus l'infini avec la densité de probabilités :

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left(-0.5\left(\frac{x-m}{\sigma}\right)^2\right)$$

m et σ sont respectivement la moyenne et l'écart-type de la distribution.

La courbe de densité de probabilité de la loi *Laplace-Gauss* se présente comme une courbe symétrique à un seul mode, ses branches extrêmes se raccordent tangentiellement à l'axe des abscisses (figure III-1).

III-6) Choix des puits :

Afin d'étendre l'étude à tous les puits, nous avons jugé nécessaire de retenir trois puits, pour chacun des deux paramètres (perméabilité et porosité) dans chaque zone.

Le choix des puits a été fait de telle façon que, pour chaque zone, on retienne les valeurs extrêmes et la valeur moyenne de ces deux paramètres.

Les puits choisis, et les résultats du test de RODIONOV effectués sont reproduits sur les deux tableaux suivants :

- tableau 3 : Résultats du test de perméabilité;
- tableau 4 : Résultats du test de porosité.

tableau 3
Résultats du test de perméabilité

zones	puits	Nombre D'observation	Skewness	erreur sur la Skewness	Kurtosis	erreur sur la Kurtosis	Ø1	Ø2
2	MD125	624	0,48	0,10	-0,32	0,20	4,91	1,66
2	OMN64	199	-1,68	0,17	3,48	0,34	9,75	10,15
2	OMN55	361	-0,54	0,13	-0,29	0,26	4,21	1,15
2	MD146	481	1,23	0,11	1,76	0,22	11,03	7,94
2	MD93	368	-0,76	0,13	-0,01	0,25	6,01	0,05
2	MD147	468	0,07	0,11	-0,48	0,23	0,66	2,12
6	OMO61	205	-1,44	0,17	2,21	0,34	8,46	6,55
6	OMO701	160	0,95	0,19	1,55	0,38	4,96	4,05
6	OMO51	67	-1,19	0,29	1,79	0,58	4,08	3,10
6	MD184	271	-0,15	0,15	-1,09	0,29	0,98	3,69
6	OM1	174	0,76	0,18	-0,50	0,37	4,11	1,36
20b	MD152	323	-0,40	0,14	-0,73	0,27	2,98	2,71
20b	MD360	181	0,79	0,18	1,80	0,36	4,38	5,02
20b	MD117	239	0,17	0,16	-1,03	0,31	1,05	3,28
20b	MD152	333	-0,22	0,13	-0,80	0,27	1,66	3,02
20b	MD46	113	-0,01	0,23	-0,97	0,45	0,06	2,16
20b	MD3	199	-0,43	0,17	-0,46	0,34	2,51	1,35
20a	MD88	210	-0,73	0,17	0,11	0,33	4,37	0,34
20a	MD270	399	-0,16	0,12	-0,40	0,24	1,28	1,66
20a	MD203	472	0,03	0,11	-0,94	0,22	0,25	4,17
20a	MD88	112	-0,14	0,23	-0,93	0,45	0,61	2,05
20a	MD270	368	0,31	0,13	-0,48	0,25	2,44	1,89
20a	MD190	373	0,09	0,13	-0,38	0,25	0,71	1,50
7	OMO363	206	-0,79	0,17	-0,20	0,34	4,84	0,68
7	OMO58	166	-0,21	0,19	0,08	0,37	1,14	0,21
7	OMO242	374	0,26	0,13	-0,56	0,25	2,03	2,23
7	OM81	1115	0,23	0,07	-0,24	0,15	3,09	1,65
7	OMO37	284	-0,38	0,14	-0,17	0,28	2,67	0,59
4	OMN77b	64	-3,06	0,30	11,23	0,59	10,22	19,02
4	OMO16	88	0,12	0,26	-0,46	0,51	0,48	0,90
4	OMk132	83	0,03	0,26	-0,73	0,52	0,13	1,39
4	OMJ71	242	-0,80	0,16	0,42	0,31	5,08	1,34
4	OMJ62	349	0,49	0,13	0,54	0,26	3,74	2,06
4	OMK132	243	0,01	0,16	-1,37	0,31	0,05	4,39

tableau 4
Résultats du test de porosité

Zones	Puits	Nombre D'observation	Skewness	erreur sur la Skewness	Kurtosis	erreur sur la Kurtosis	Ø1	Ø2
2	MD304	108	-1,09	0,23	0,47	0,46	4,69	1,03
2	MD392	42	0,85	0,37	0,40	0,72	2,32	0,55
2	OMN522	233	-0,11	0,16	-1,05	0,32	0,66	3,32
2	MD304	98	-1,48	0,24	1,70	0,48	6,07	3,53
2	OMN81	1116	8,72	0,07	84,99	0,15	119,14	580,84
2	MD32	201	-0,12	0,17	-0,75	0,34	0,72	2,19
6	MD184	94	-0,86	0,25	-0,01	0,49	3,47	0,01
6	OMO701	125	0,95	0,22	0,45	0,43	4,38	1,04
6	OMO72	158	-0,21	0,19	-0,47	0,38	1,07	1,23
6	MD184	90	-0,92	0,25	0,74	0,50	3,61	1,47
6	MD44	114	-0,09	0,23	-0,89	0,45	0,42	1,97
6	OMO62	169	-0,36	0,19	-0,87	0,37	1,94	2,35
20b	MD174	115	-0,88	0,23	0,29	0,45	3,92	0,66
20b	MD3	107	-0,40	0,23	-1,21	0,46	1,70	2,62
20b	MD117	139	-0,42	0,21	-0,72	0,41	2,04	1,76
20b	MD174	109	-0,94	0,23	0,20	0,46	4,04	0,44
20b	MD138	222	-0,16	0,16	-1,07	0,33	0,97	3,28
20b	MD3	105	-0,02	0,24	-1,38	0,47	0,07	2,94
20a	MD177	144	-0,90	0,20	0,31	0,40	4,47	0,76
20a	MD455	302	0,53	0,14	-0,69	0,28	3,80	2,47
20a	MD380	212	-0,30	0,17	-0,98	0,33	1,81	2,93
20a	MD177	110	-1,05	0,23	0,50	0,46	4,54	1,09
20a	MD270	290	0,24	0,14	-0,88	0,29	1,70	3,07
20a	MD115	63	-0,48	0,30	-0,91	0,59	1,59	1,53
7	OMO46	89	-0,80	0,26	-0,13	0,51	3,15	0,26
7	OMO24b	155	1,03	0,19	0,45	0,39	5,31	1,18
7	OMO343	288	-0,26	0,14	-0,47	0,29	1,84	1,64
4	OMN77b	46	-0,78	0,35	0,63	0,69	2,23	0,92
4	OMN88	67	0,59	0,29	-0,63	0,58	2,01	1,08
4	OMJ822	47	-0,62	0,35	-0,84	0,68	1,79	1,23
4	OMN56	98	-0,39	0,24	-0,46	0,48	1,62	0,96
4	OMJ62	276	0,35	0,15	-0,96	0,29	2,42	3,28
4	OMO27	135	-0,16	0,21	-0,40	0,41	0,77	0,97

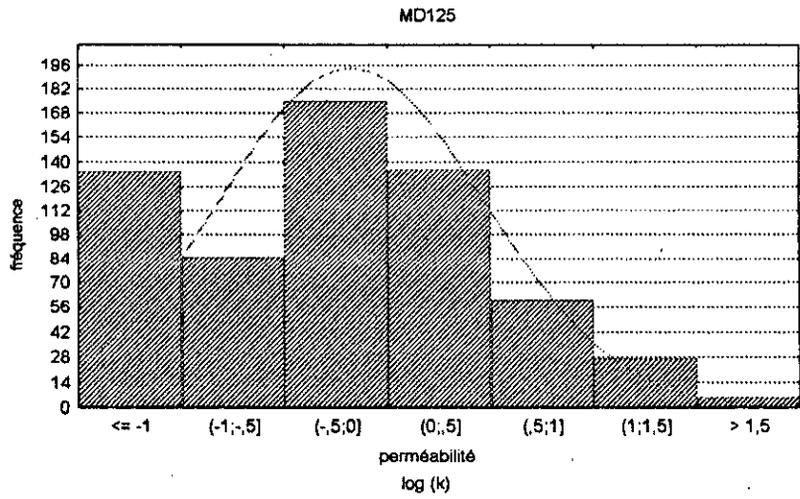


Fig III-2 histogramme de la perméabilité

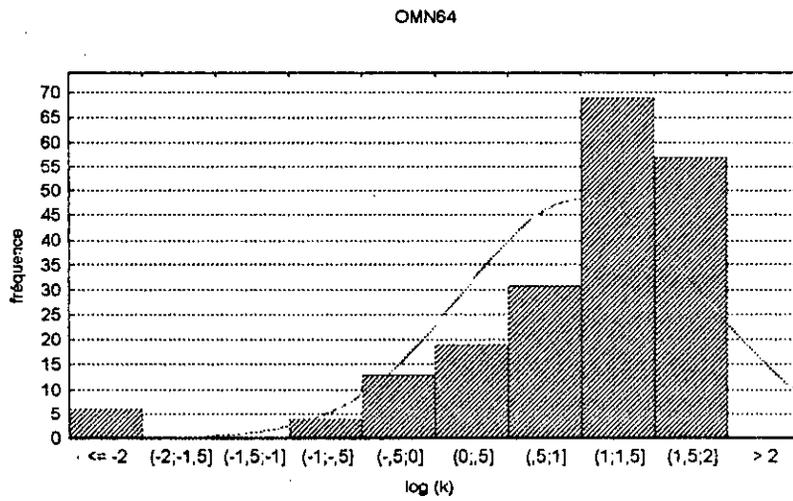


Fig III-3 histogramme de la perméabilité

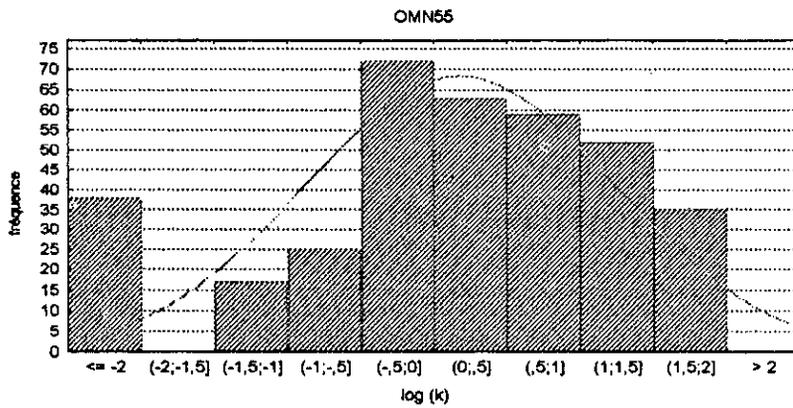


Fig III-4 histogramme de la perméabilité

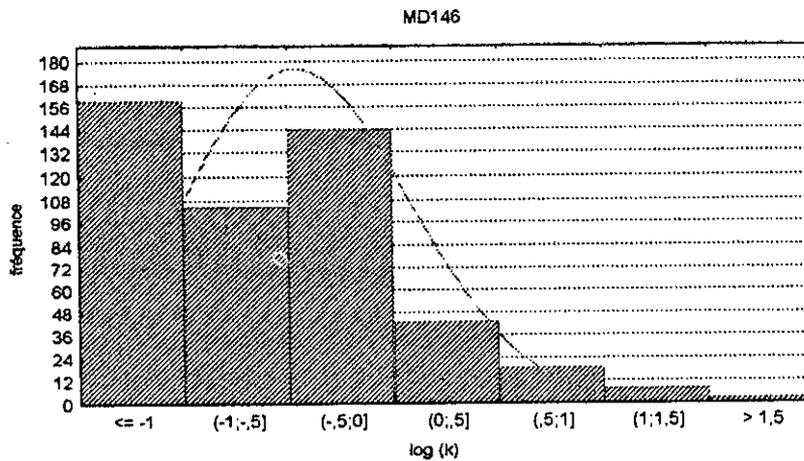


Fig III-5 histogramme de la perméabilité

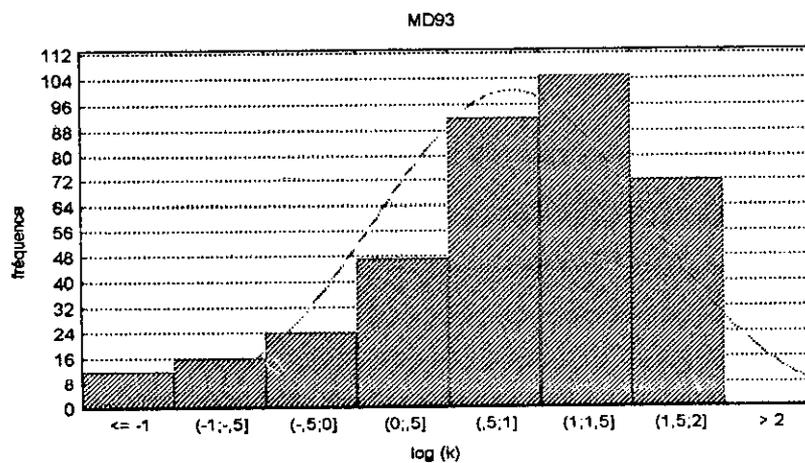


Fig III-6 histogramme de la perméabilité

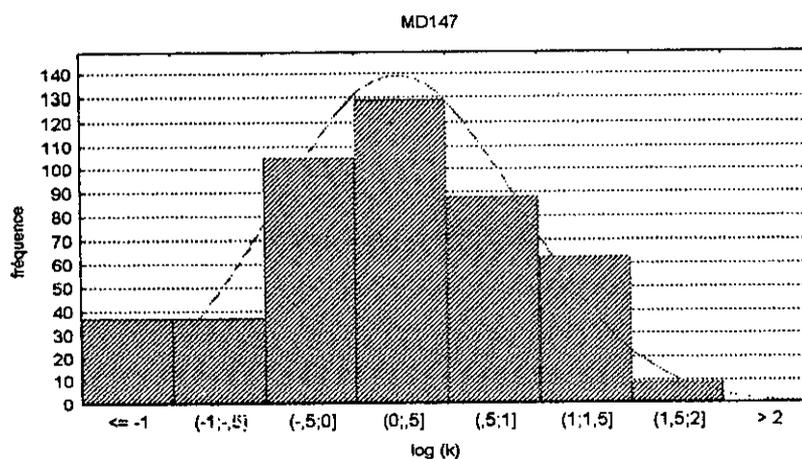


Fig III-7 histogramme de la perméabilité

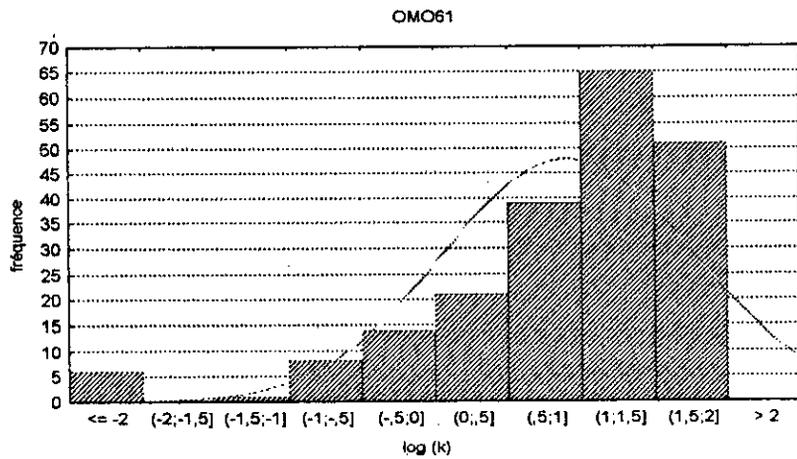


Fig III-8 histogramme de la perméabilité

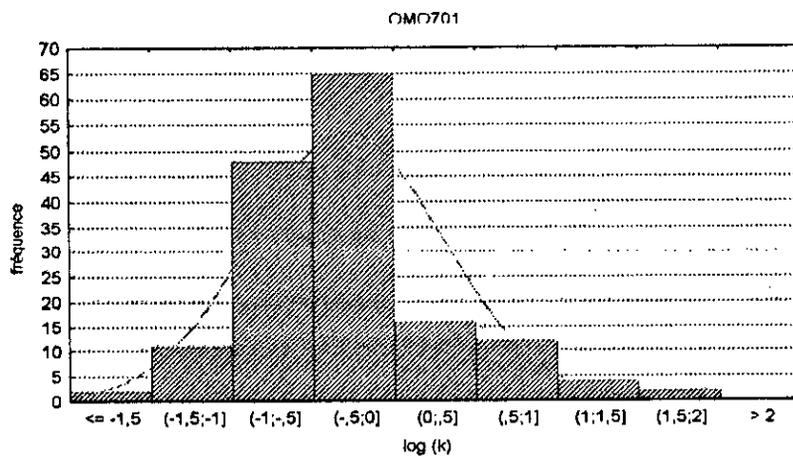


Fig III-9 histogramme de la perméabilité

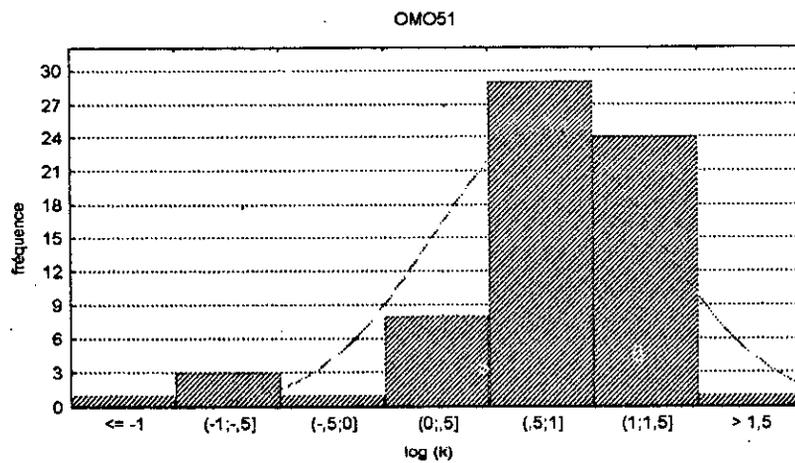


Fig III-10 histogramme de la perméabilité

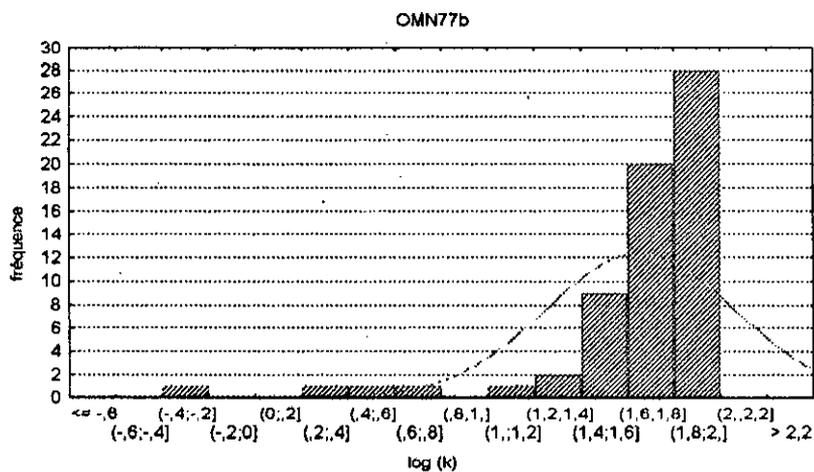


Fig III-11 histogramme de la perméabilité

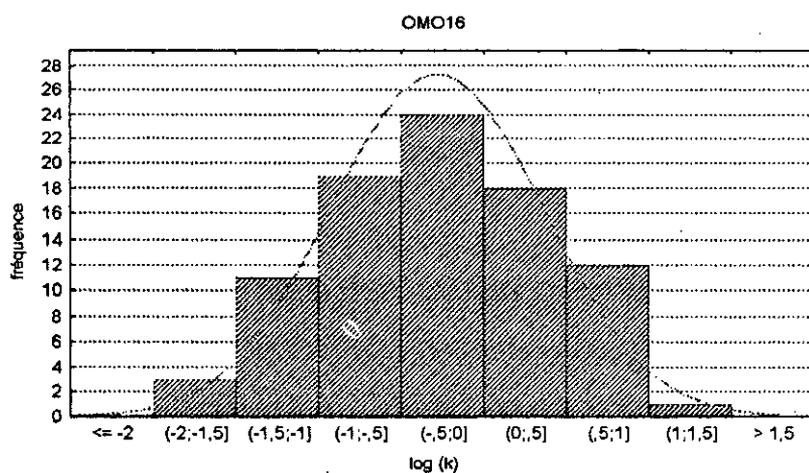


Fig III-12 histogramme de la perméabilité

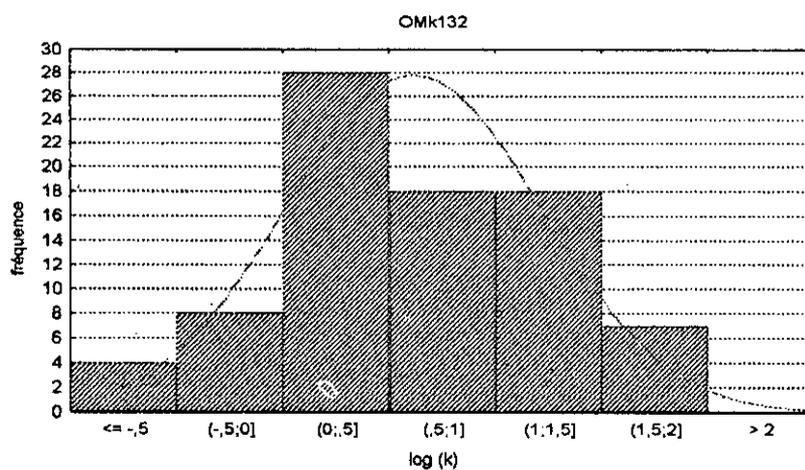


Fig III-13 histogramme de la perméabilité

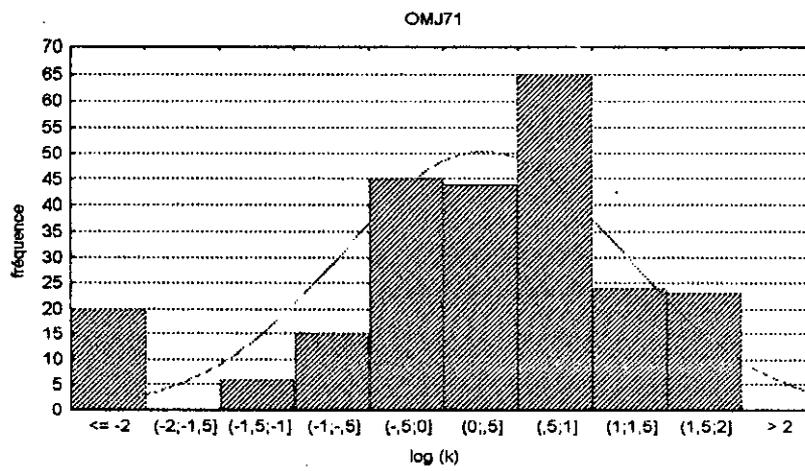


Fig III-14 histogramme de la perméabilité

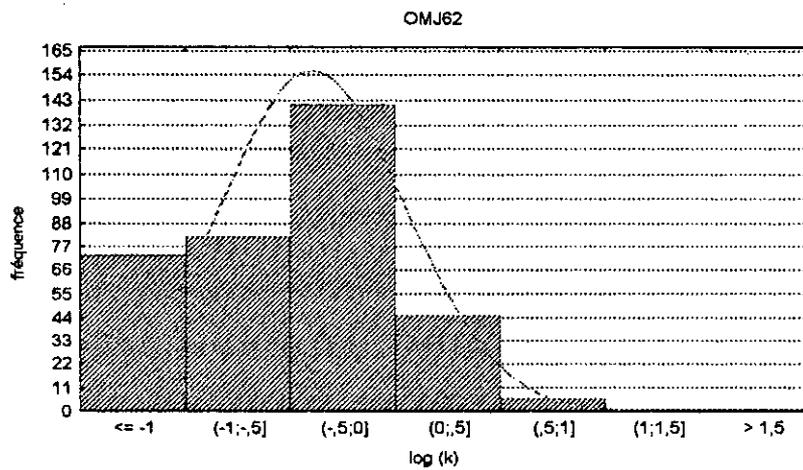


Fig III-15 histogramme de la perméabilité

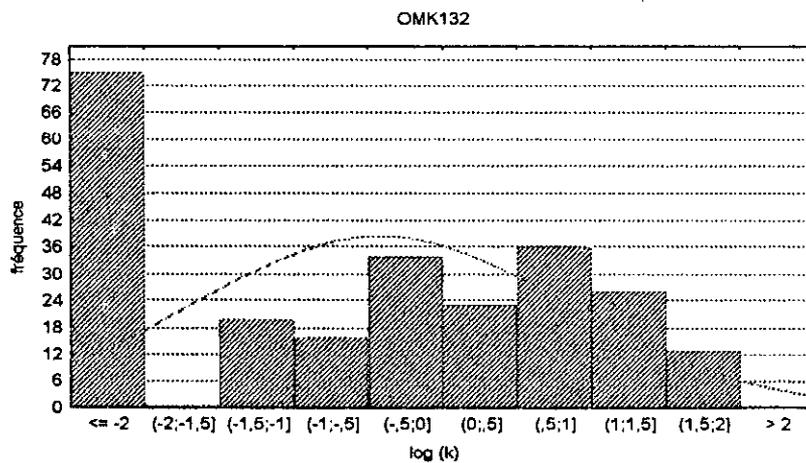


Fig III-16 histogramme de la perméabilité

III-7) Résultats et Conclusion :

Les deux tableaux montrent que les valeurs de θ_1 et θ_2 sont comprises entre 0.01 et 19.02 (sauf exception pour le puits OMN81 qui est de 580.84).

Les puits dont la perméabilité suit une loi lognormale sont :

MD147, MD152, MD46, MD3, MD27, MD88, MD270, MD190, OMO56, OMO242, OMO37, OM16, OMK132.

Les puits dont la porosité suit une loi normale sont :

MD392, MD32, OMO72, MD44, OMO62, MD3, MD117, MD3, MD380, MD115, OMO343, OMN72B, OMN88, OMJ822, OMN56, OMO27.

Remarque :

Si un puits est mentionné deux fois, c'est qu'il est utilisé pour la caractéristique verticale dans le premier cas, et pour la caractéristique horizontale, dans le second cas.

Sur les 34 puits étudiés pour la répartition de la perméabilité, 61.76% ne suivent pas la loi lognormale.

Sur les 33 puits étudiés pour la répartition de la porosité, 51.51% ne suivent pas la loi normale.

Les autres puits dont les paramètres suivent la loi lognormale et la loi normale, sont démontrés par les histogrammes et l'allure des courbes (voir fig III-2 à fig III-25).

Il ressort que les puits des zones étudiées montrent toujours un degré d'hétérogénéité important qui est expliqué par leur position à l'échelle de la structure, la nature du ciment et la granulométrie.

IV-1) Introduction :

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

La dépendance entre la porosité et la perméabilité peut être exprimée approximativement par l'équation :

$$\phi = a * \text{Log}(k) + b,$$

où k - perméabilité, md

ϕ - porosité, %

" a " et " b " - paramètre de l'équation.

IV-2) Rappel théorique :**Courbe de régression :**

La relation statistique qui lie la variable Y à la variable X est synthétisée par la courbe de variation des moyennes conditionnelles \bar{y} en fonction des valeurs x de la variable de liaison. Cette courbe est appelée courbe de régression de Y en X. [GRAIS B78]

Coefficient de corrélation :

Le coefficient de corrélation a pour objet de mesurer l'intensité de la liaison entre les deux variables X et Y.

On définit le coefficient de corrélation linéaire r entre X et Y par le rapport :

$$r = \frac{\text{cov}(XY)}{\sigma_x \sigma_y} \quad , \quad \text{Tel que} \quad \text{cov}(XY) = \frac{1}{n} \sum (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})$$

tel que r est compris entre -1 et +1 .

où σ_x est l'écart type de X, σ_y est l'écart type de Y et cov (XY) est la covariance. pour une bonne étude de corrélation on utilisera le carré de r (r^2)

Dans notre étude Y = ϕ et X = log(K).

IV-3) Choix des puits :

Les puits retenus, pour cette étude, sont les mêmes que ceux du chapitre précédent.

tableau 5
paramètres de l'équation et coefficient de corrélation

puits	A	B	R ²	perméabilité	porosité
MD125	1,078	7,563	0,273	2,26	6,73
OMN64	0,480	8,401	0,241	24,78	8,09
OMN55	0,400	7,406	0,134	9,48	7,15
MD304	0,198	9,946	0,013	7,84	8,24
MD392	0,319	3,072	0,156	5,97	5,68
OMN522	0,131	8,707	0,002	12,79	7,13
OMO61	0,685	6,804	0,350	21,87	7,36
OMO701	0,641	5,784	0,321	2,12	5,64
OMO51	0,757	6,627	0,324	9,85	7,47
MD184	0,440	9,513	0,090	21,54	8,05
OMO82	0,482	9,925	0,051	6,69	7,02
OMO72	0,741	5,907	0,352	10,70	7,11
MD152	0,588	6,859	0,203	19,89	7,43
MD360	1,174	8,891	0,154	4,20	6,93
MD117	0,766	7,137	0,165	9,30	7,17
MD174	0,362	9,812	0,045	14,09	7,81
MD3	0,518	8,393	0,157	7,34	6,84
MD101	0,582	6,825	0,197	9,29	7,18
MD88	0,845	5,733	0,505	19,00	7,29
MD270	0,322	6,033	0,058	0,59	6,26
MD203	0,584	8,790	0,089	9,27	7,54
MD177	0,312	10,340	0,021	12,63	8,02
MD455	0,227	5,907	0,027	2,47	6,14
MD380	0,150	8,836	0,009	3,09	7,16
OMO353	0,762	7,080	0,332	29,12	7,75
OMO56	0,822	6,170	0,282	2,18	6,36
OMO242	0,310	6,386	0,037	10,20	6,25
OMO46	0,872	7,502	0,427	16,81	7,83
OMO24B	0,654	5,935	0,219	3,76	6,05
OMO343	0,162	7,869	0,010	17,81	7,26
OMN77B	0,351	7,751	0,088	10,42	7,70
OMO16	0,480	5,901	0,100	1,51	6,60
OMK132	0,050	12,538	0,001	9,55	8,26
OMN852	0,249	9,683	0,018	5,53	8,15
OMN88	0,625	6,033	0,140	0,46	5,71
OMJ822	0,575	8,085	0,133	7,26	7,15

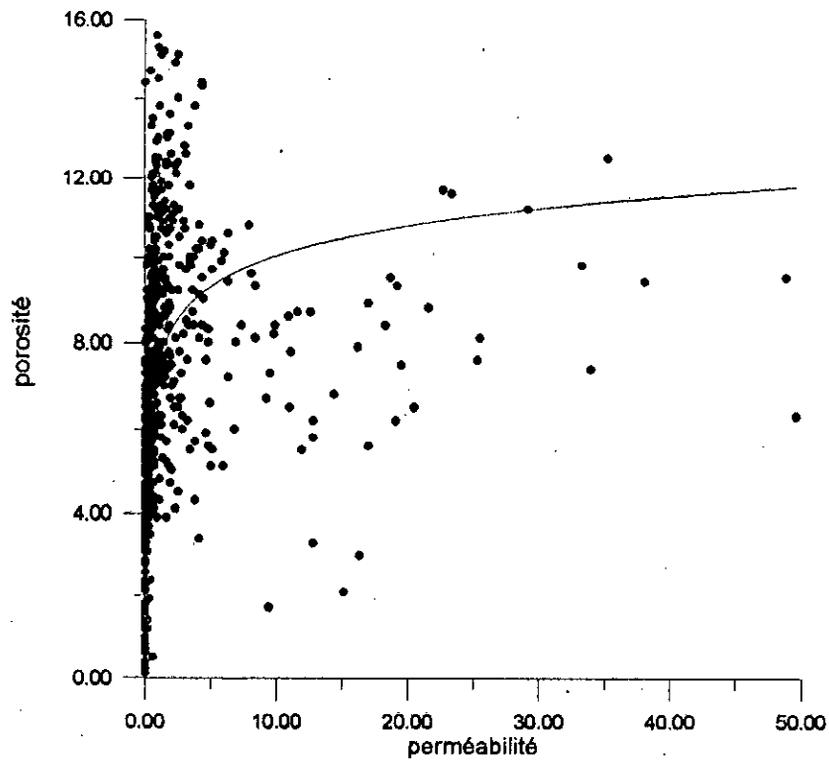


Fig IV-1 courbe de régression
puits MD125

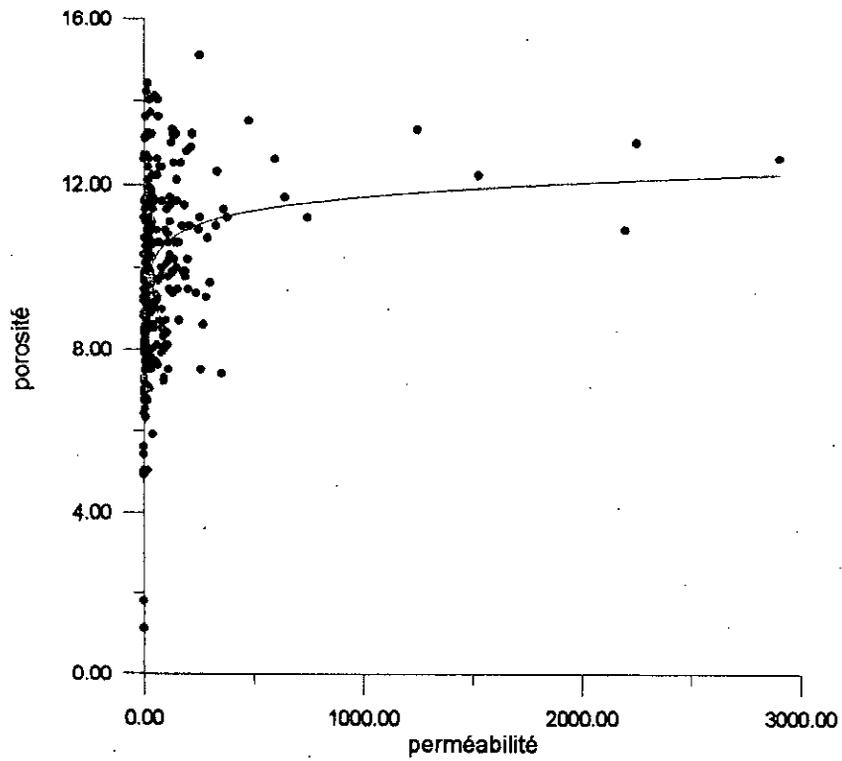


Fig IV-2 courbe de régression
puits OMN64

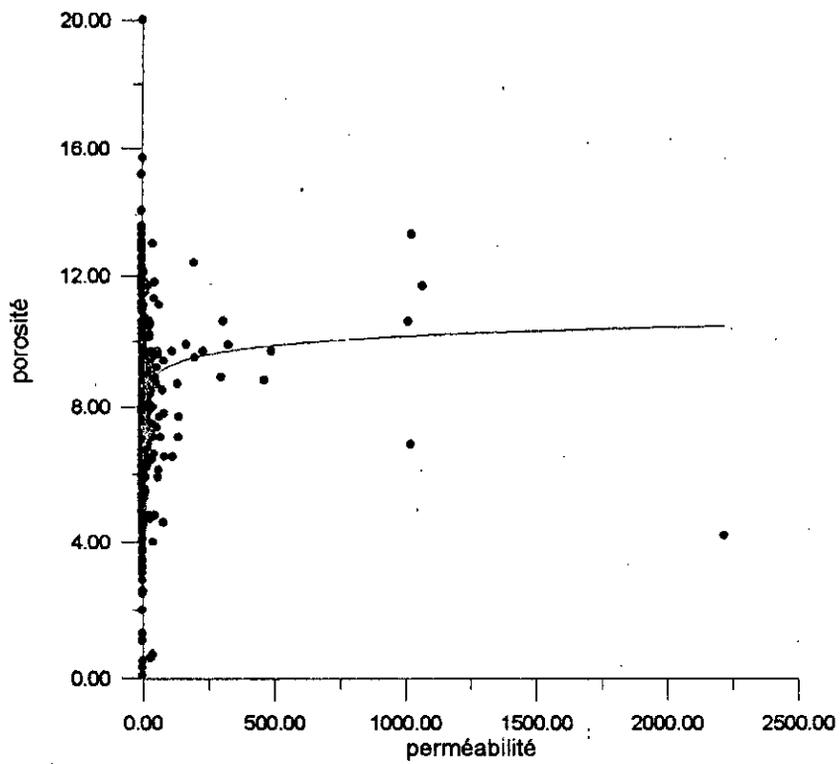


Fig IV-3 courbe de régression
puits OMN55

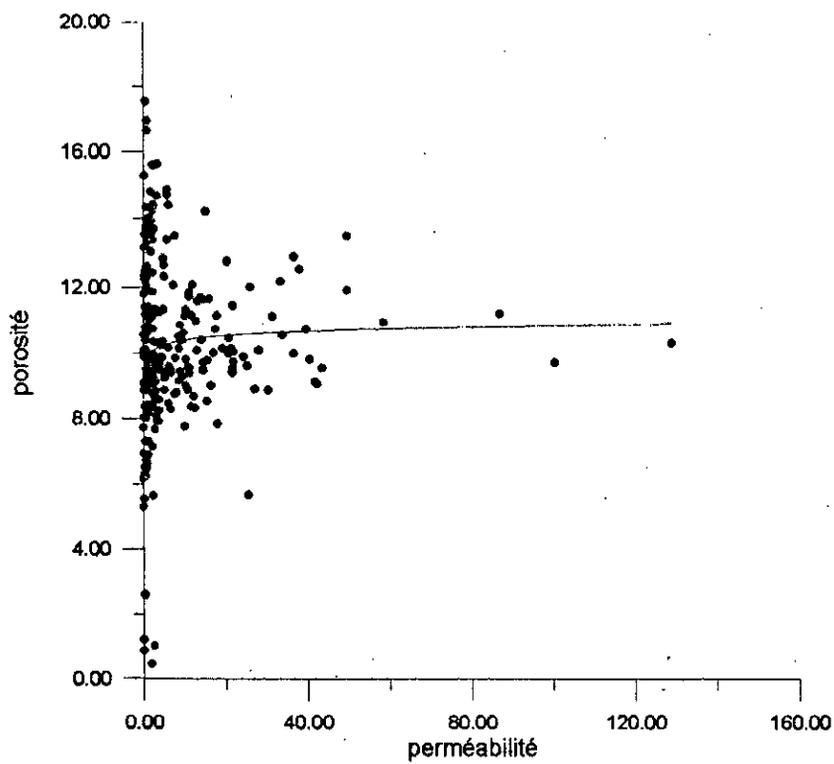


Fig IV-4 courbe de régression
puits MD304

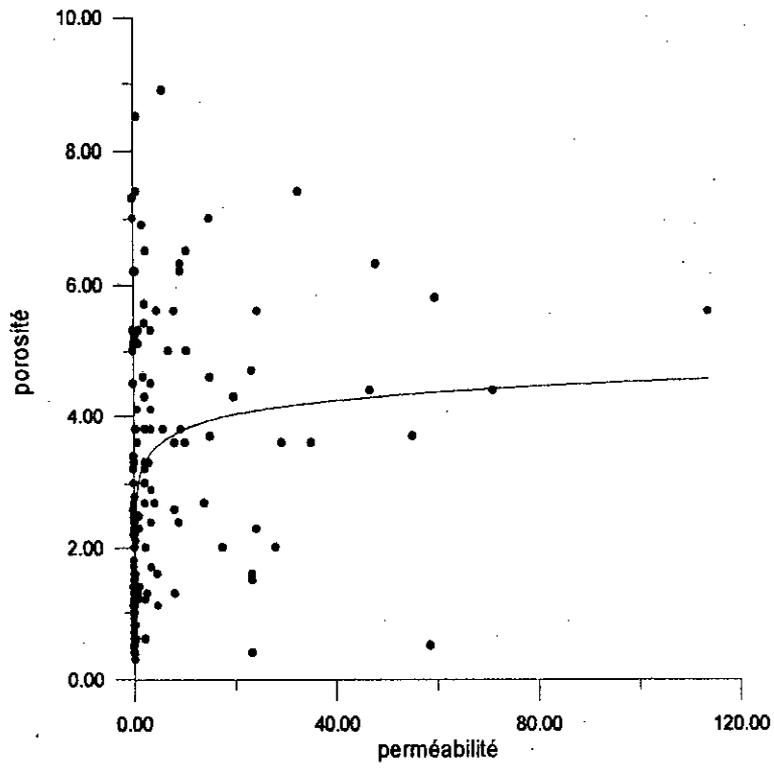


Fig IV-5 courbe de régression
puits MD392

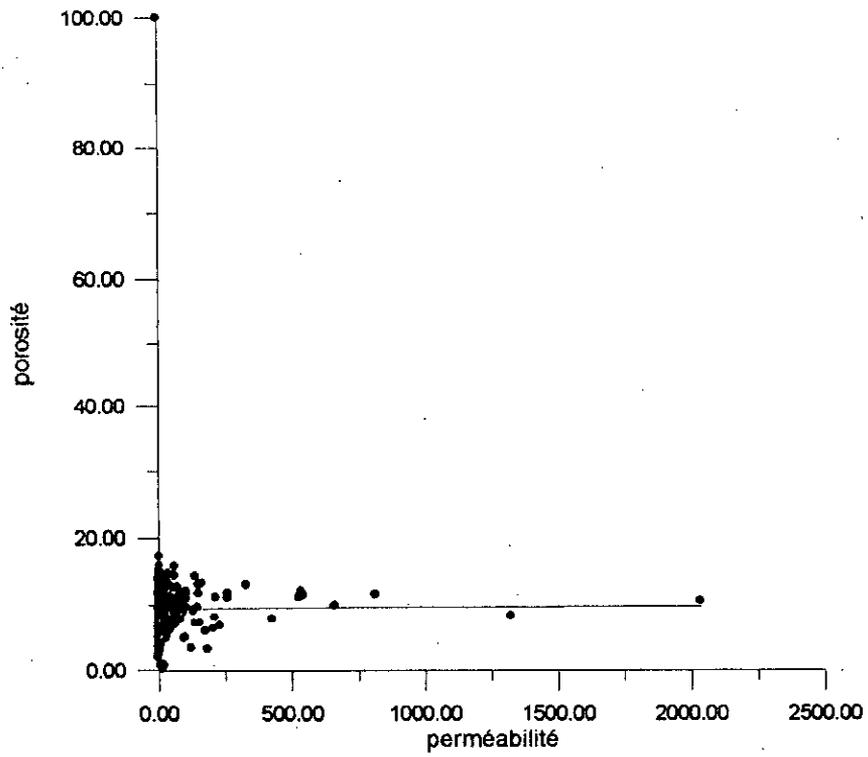


Fig IV-6 courbe de régression
puits OMN522

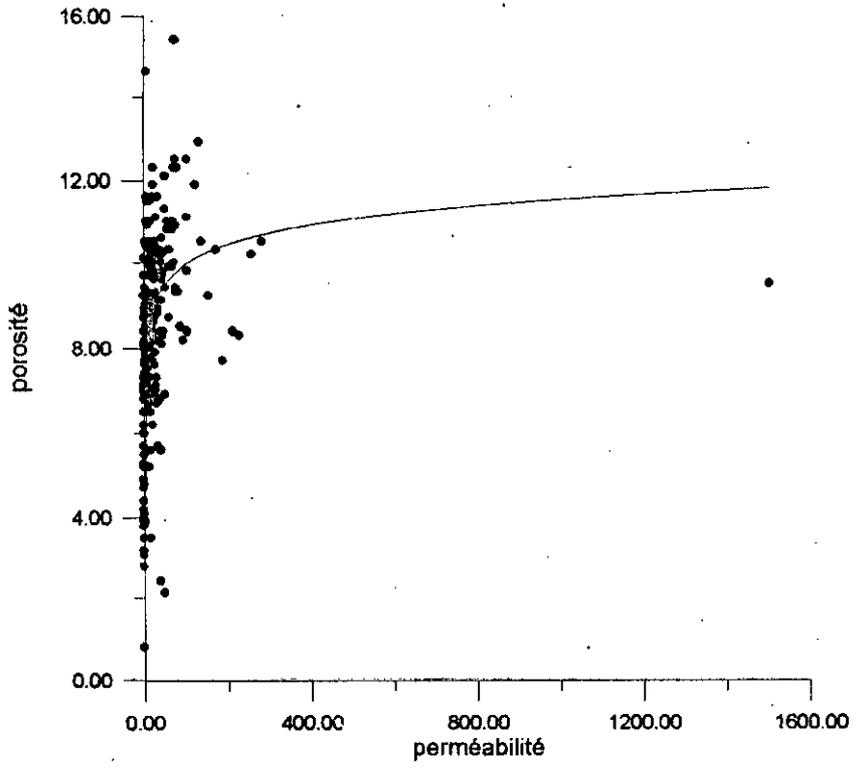


Fig IV-7 courbe de régression
puits OMO61

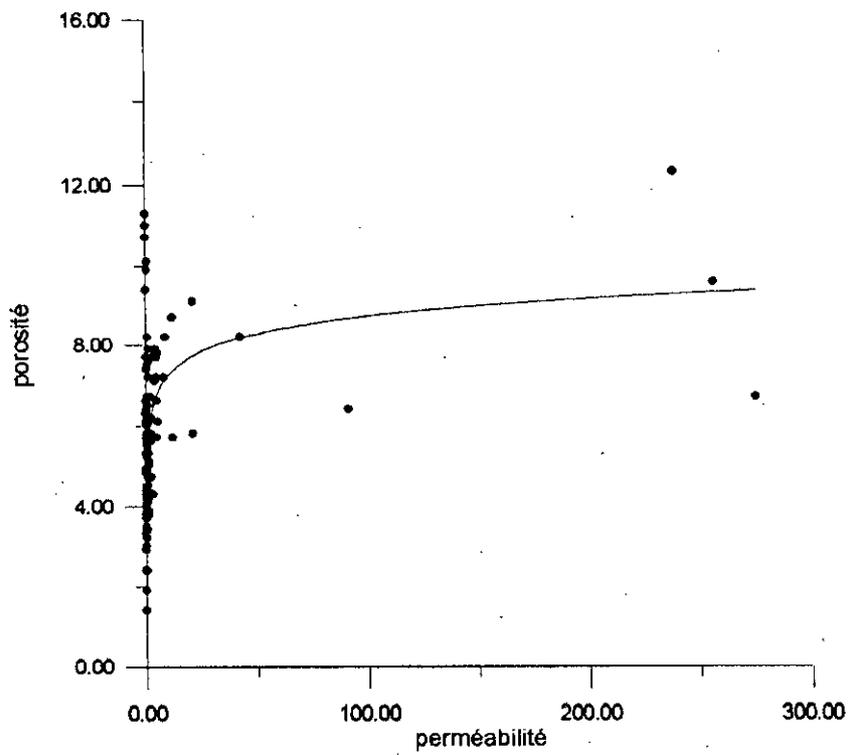


Fig IV-8 courbe de régression
puits OMO701

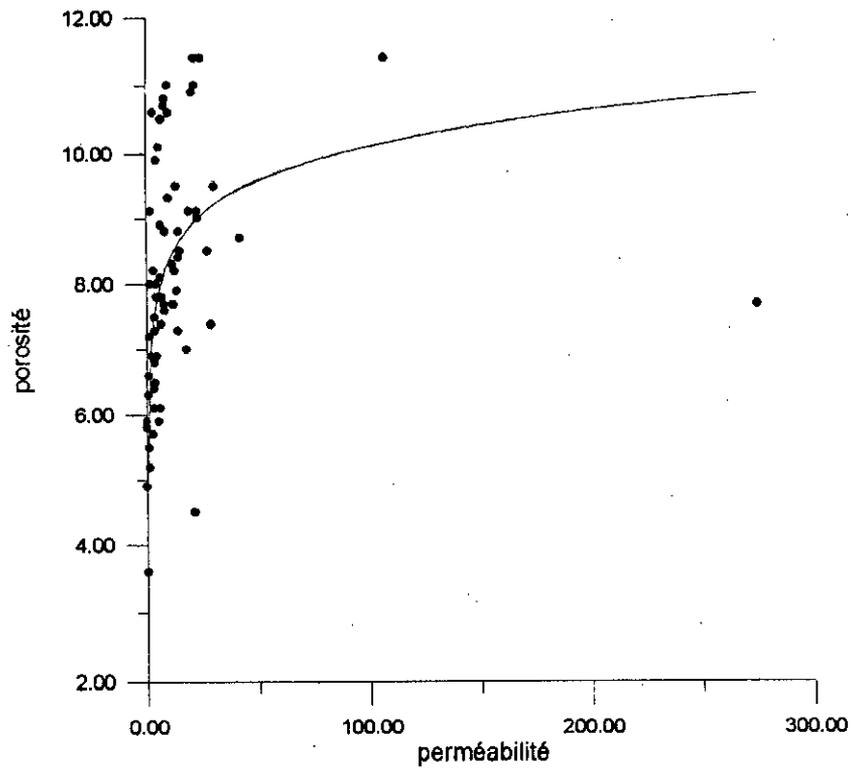


Fig IV-9 courbe de régression
puits OMO51

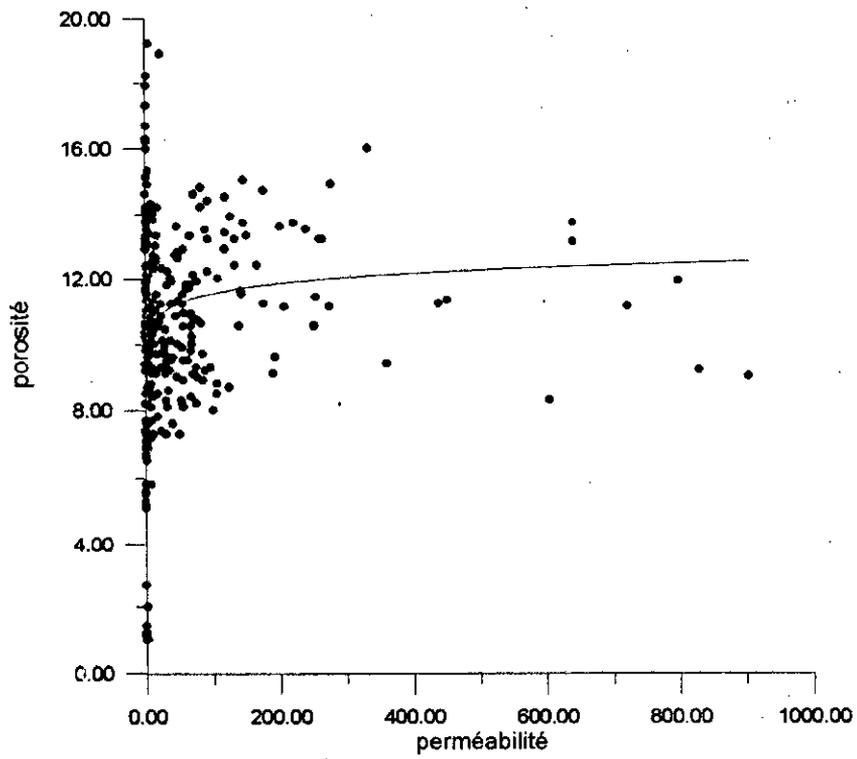


Fig IV-10 courbe de régression
puits MD184

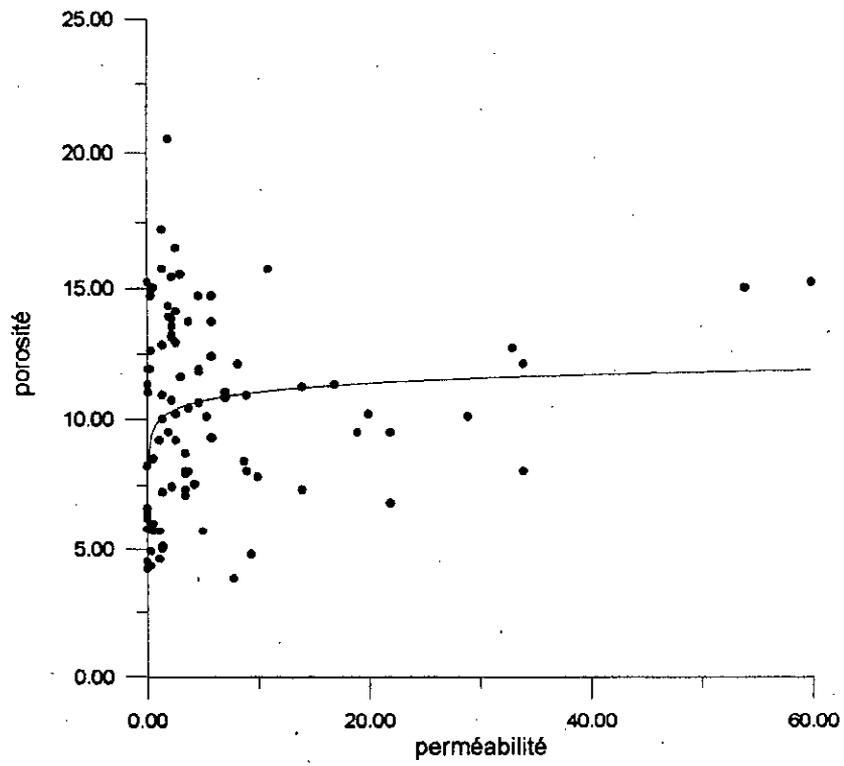


Fig IV-11 courbe de régression
puits OMO82

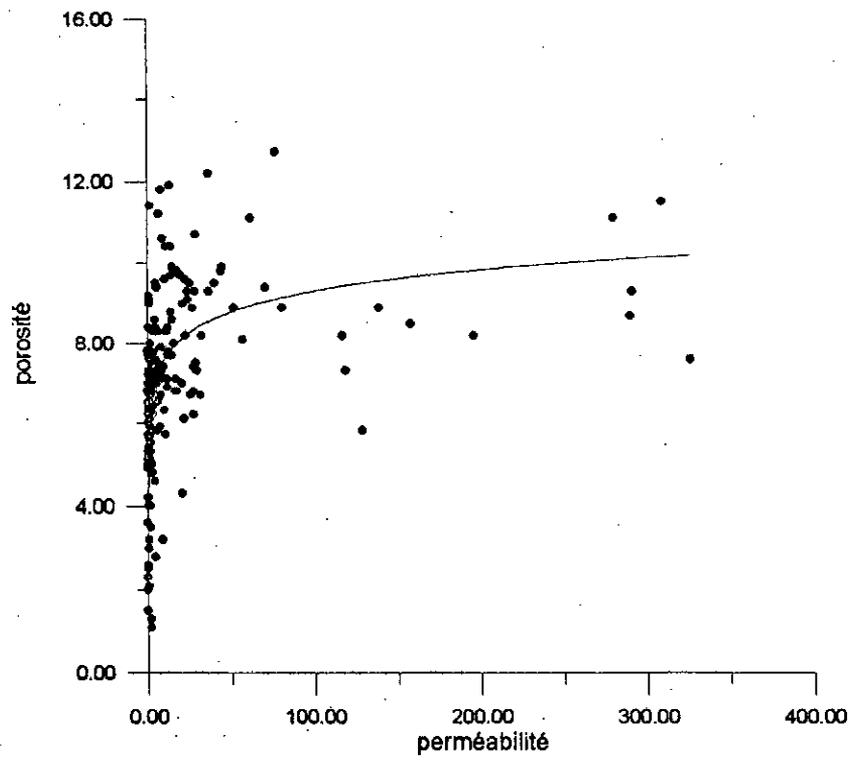


Fig IV-12 courbe de régression
puits OMO72

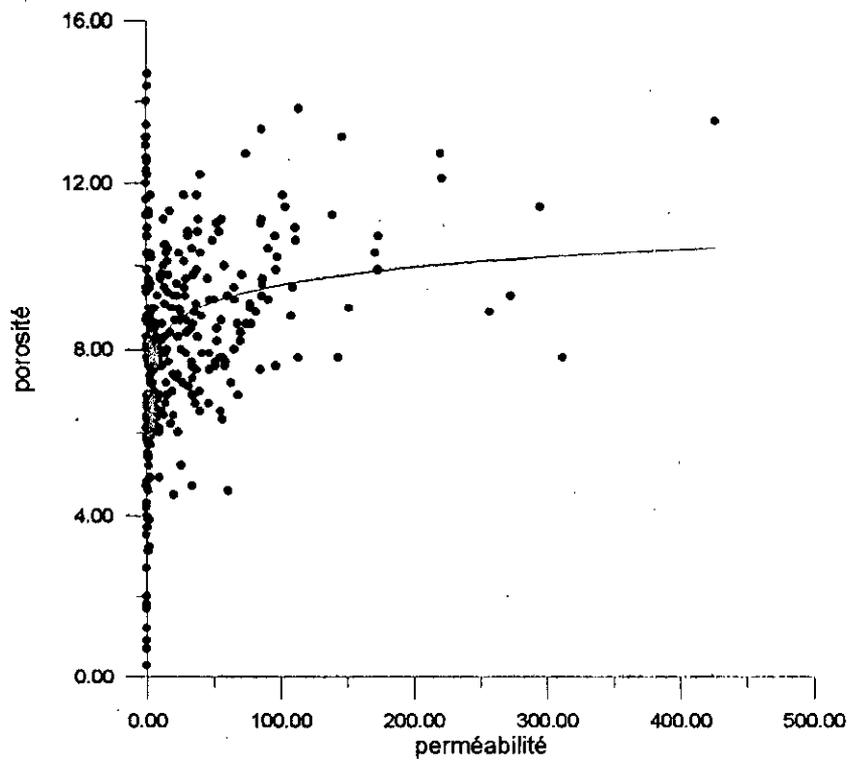


Fig IV-13 courbe de régression
puits MD152

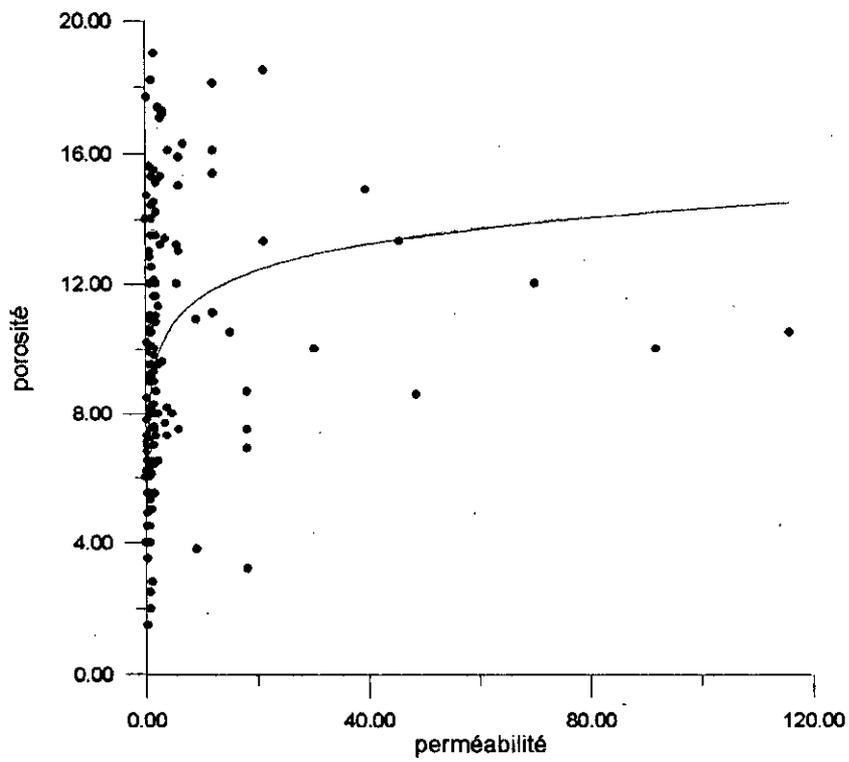


Fig IV-14 courbe de régression
puits MD360

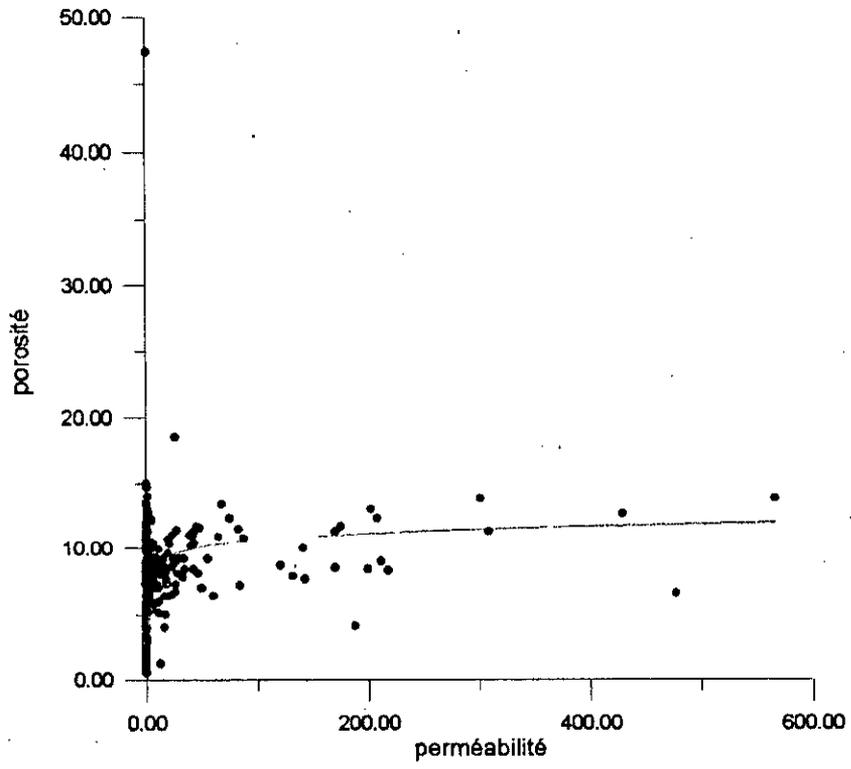


Fig IV-15 courbe de régression
puits MD117

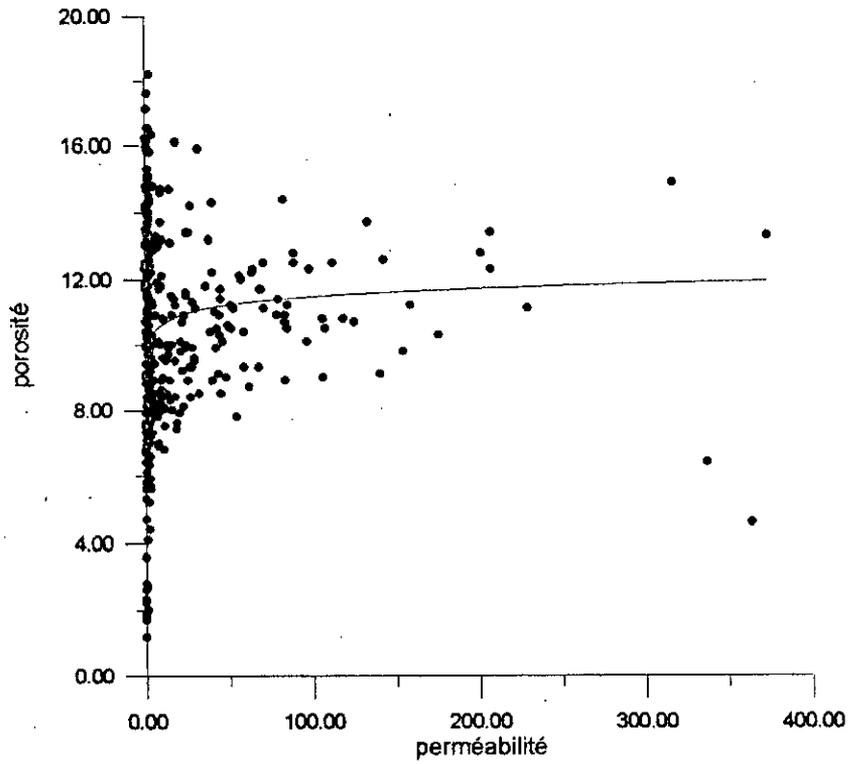


Fig IV-16 courbe de régression
puits MD174

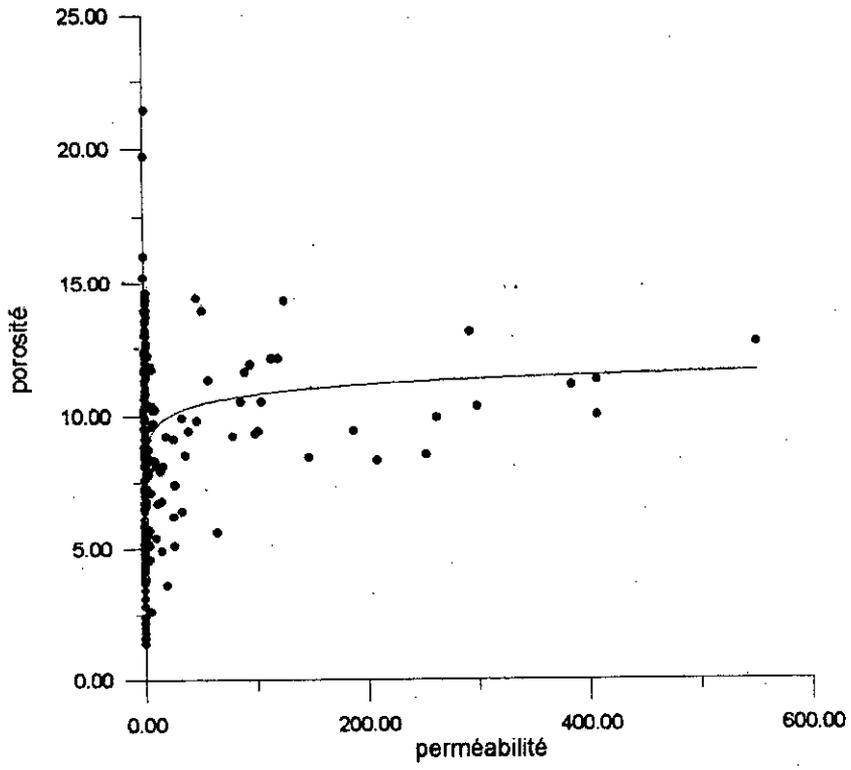


Fig IV-17 courbe de régression
puits MD3

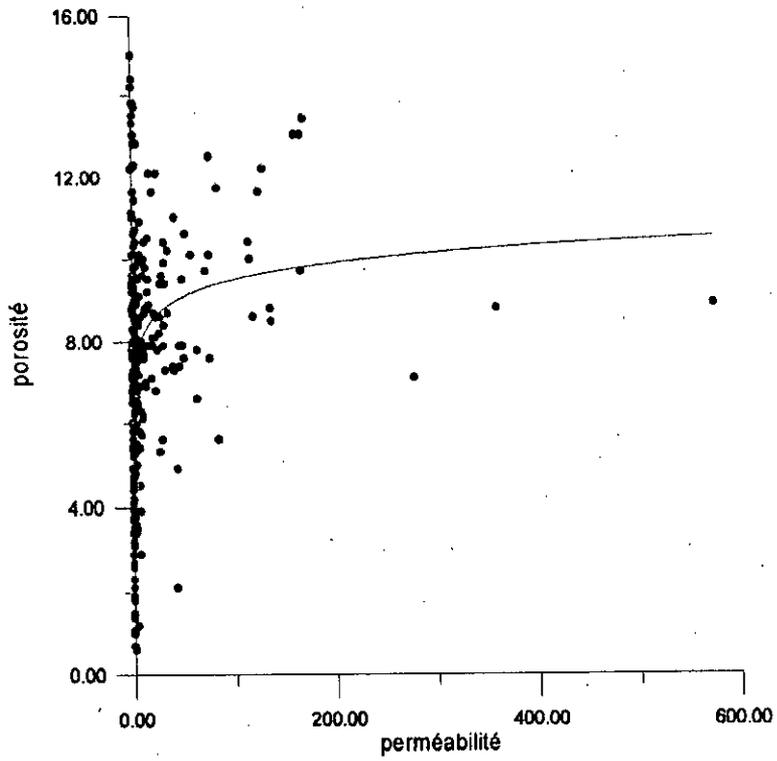


Fig IV-18 courbe de régression
puits MD101

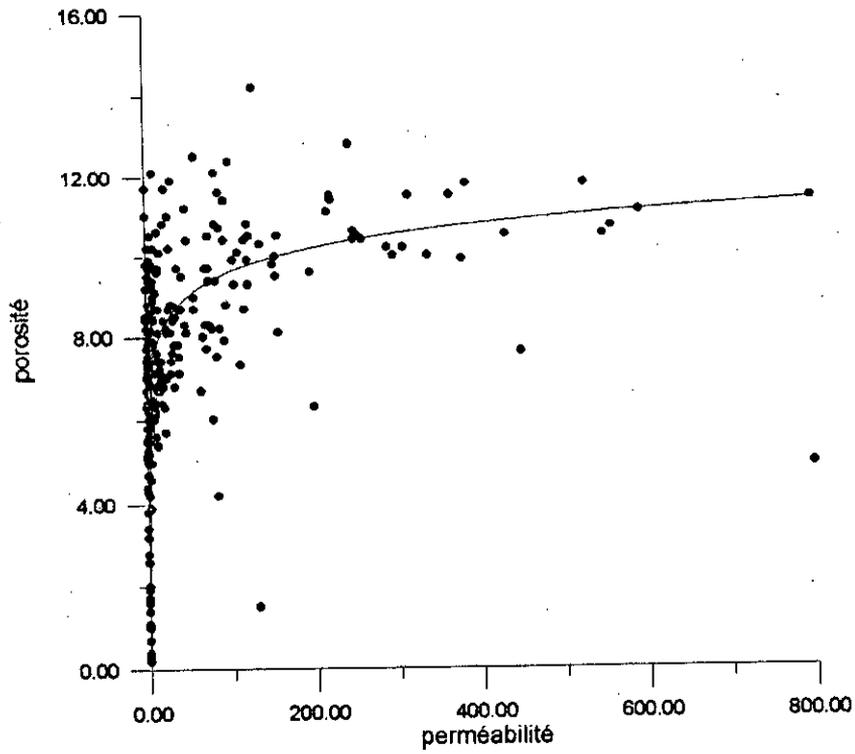


Fig IV-19 courbe de régression
puits MD88

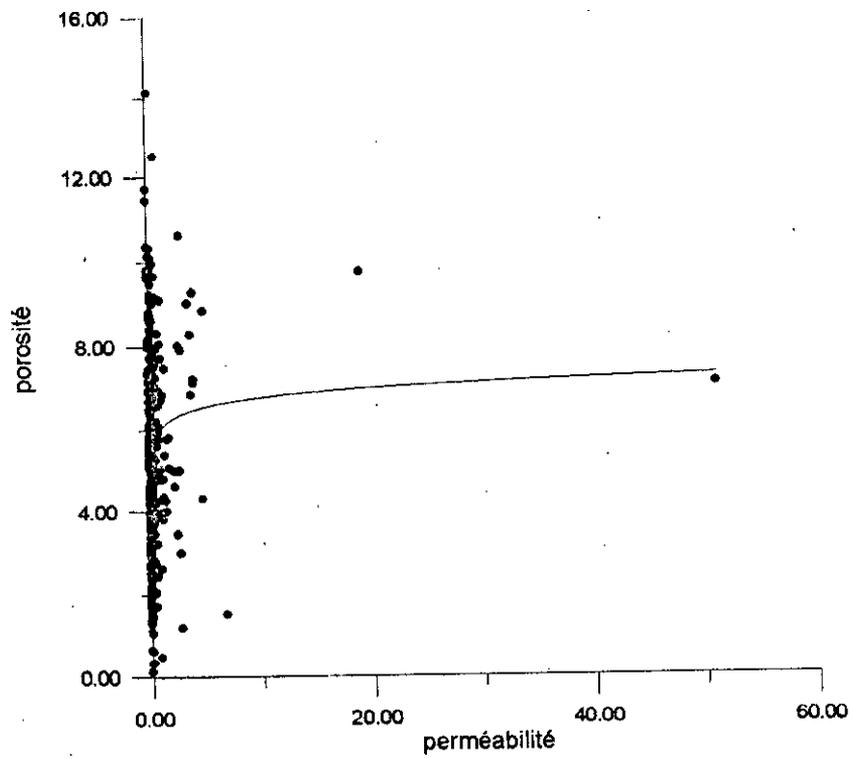


Fig IV-20 courbe de régression
puits MD270

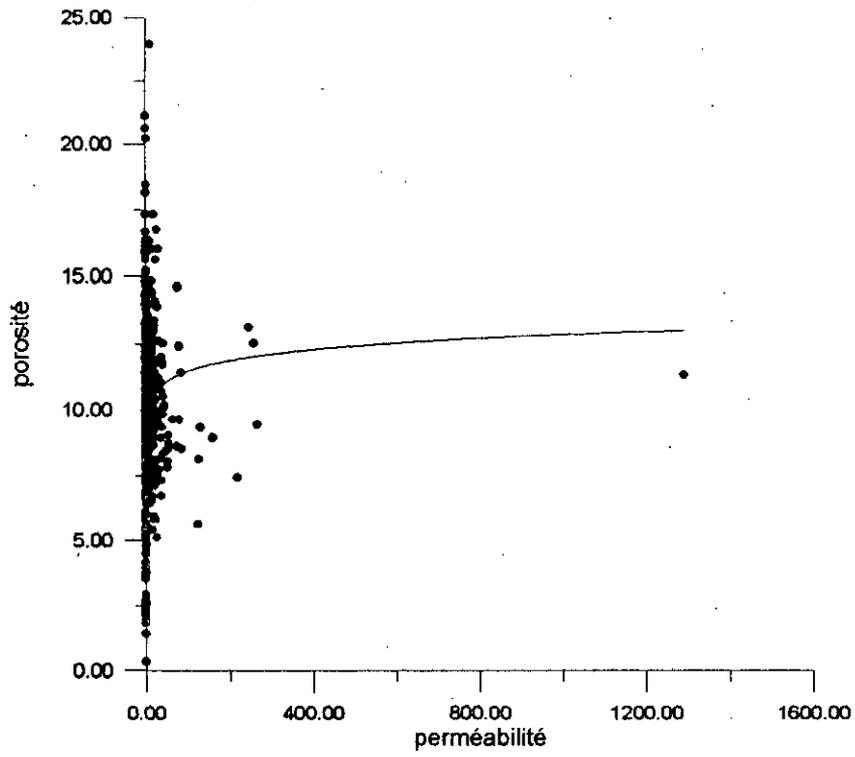


Fig IV-21 courbe de régression
puits MD203

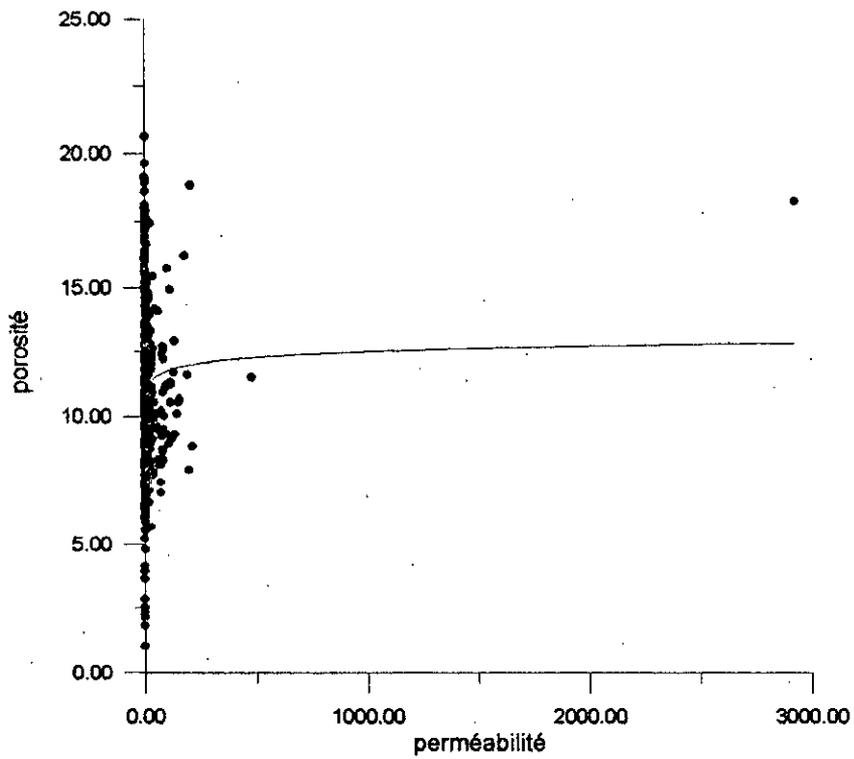


Fig IV-22 courbe de régression
puits MD177

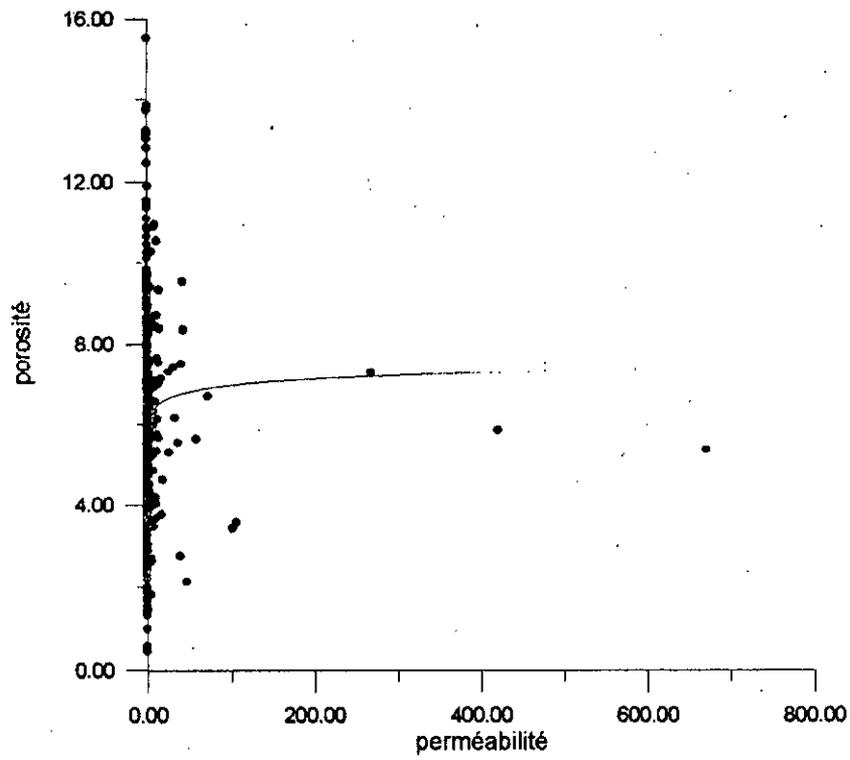


Fig IV-23 courbe de régression
puits MD455

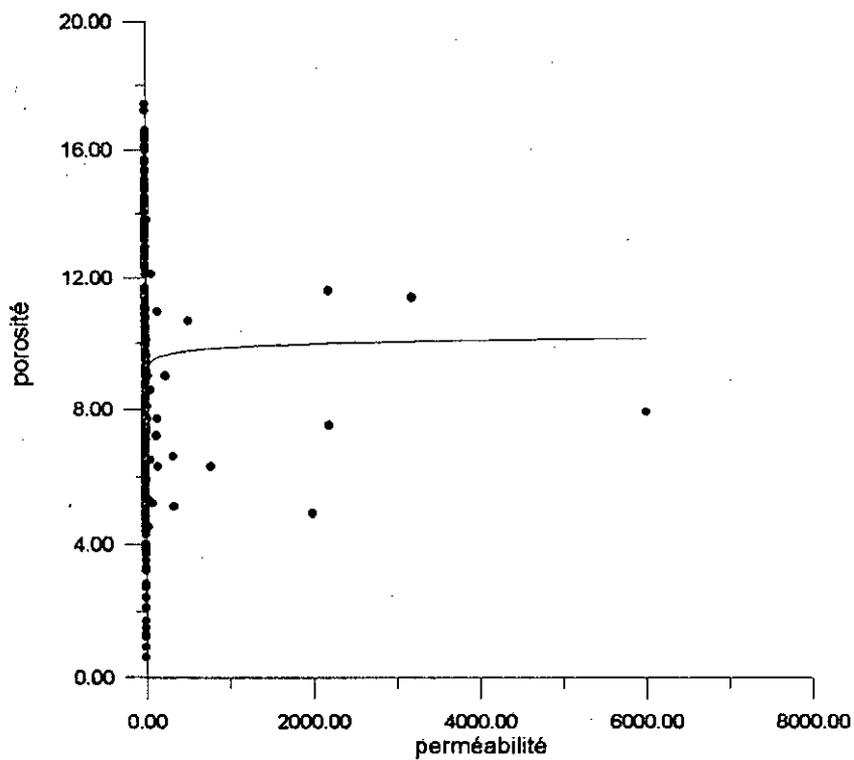


Fig IV-24 courbe de régression
puits MD380

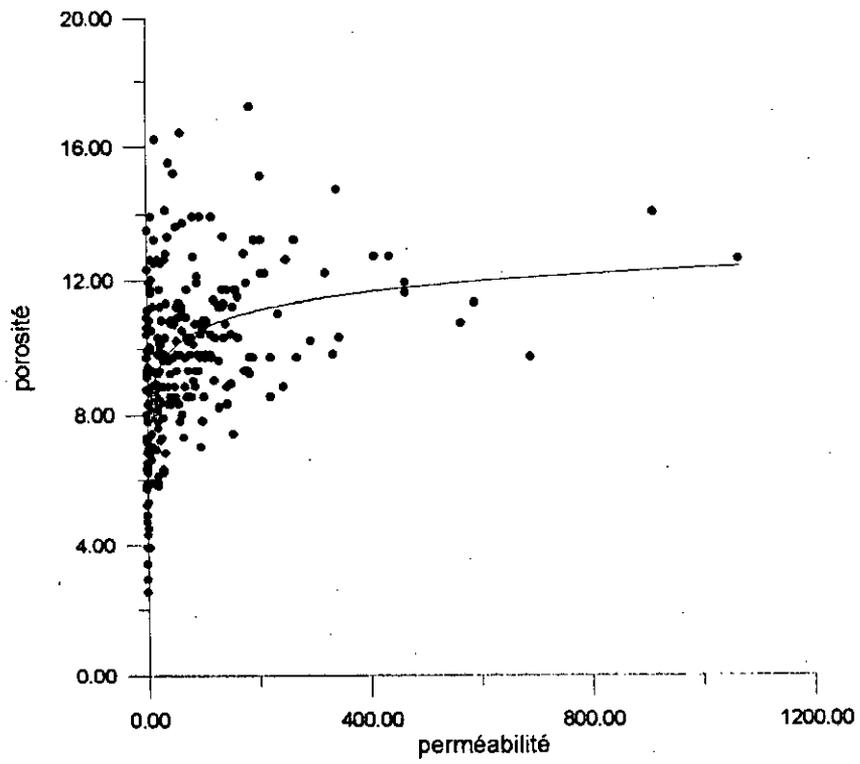


Fig IV-25 courbe de régression
puits OMO353

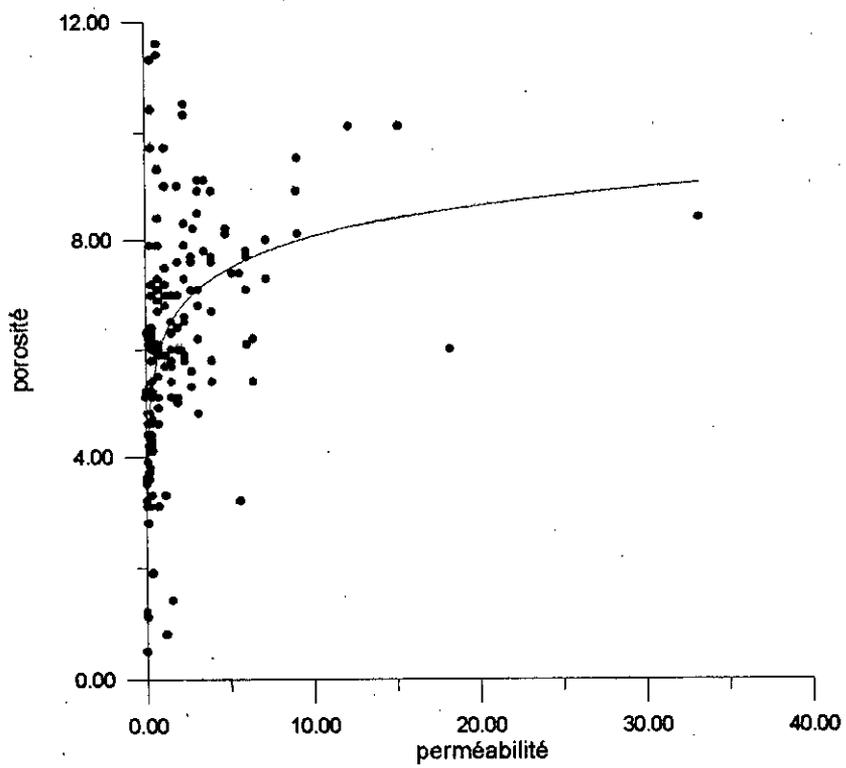


Fig IV-26 courbe de régression
puits OMO56

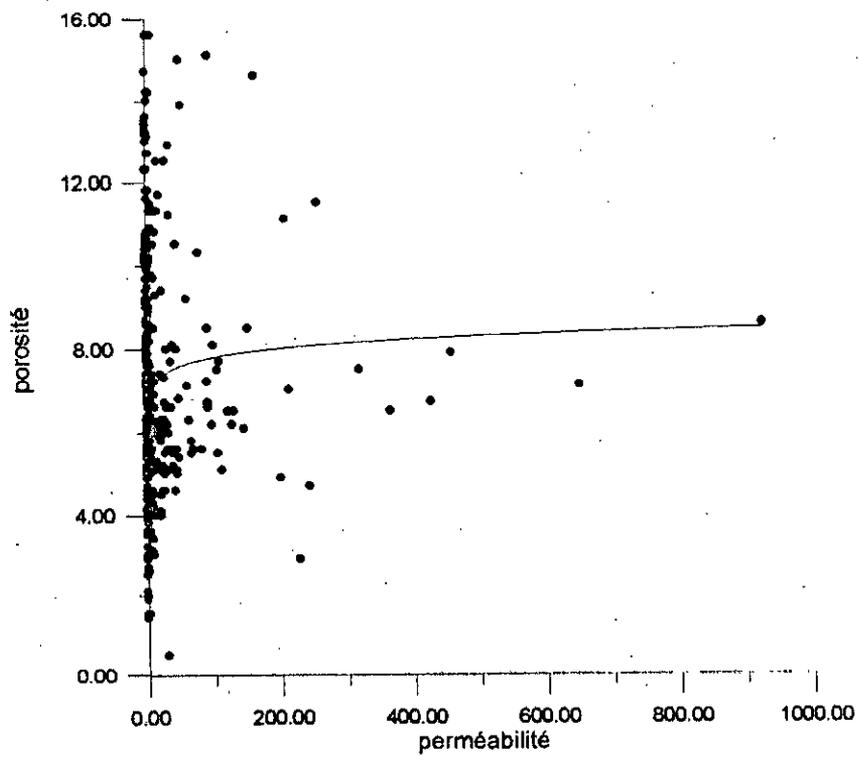


Fig IV-27 courbe de régression
puits OMO242

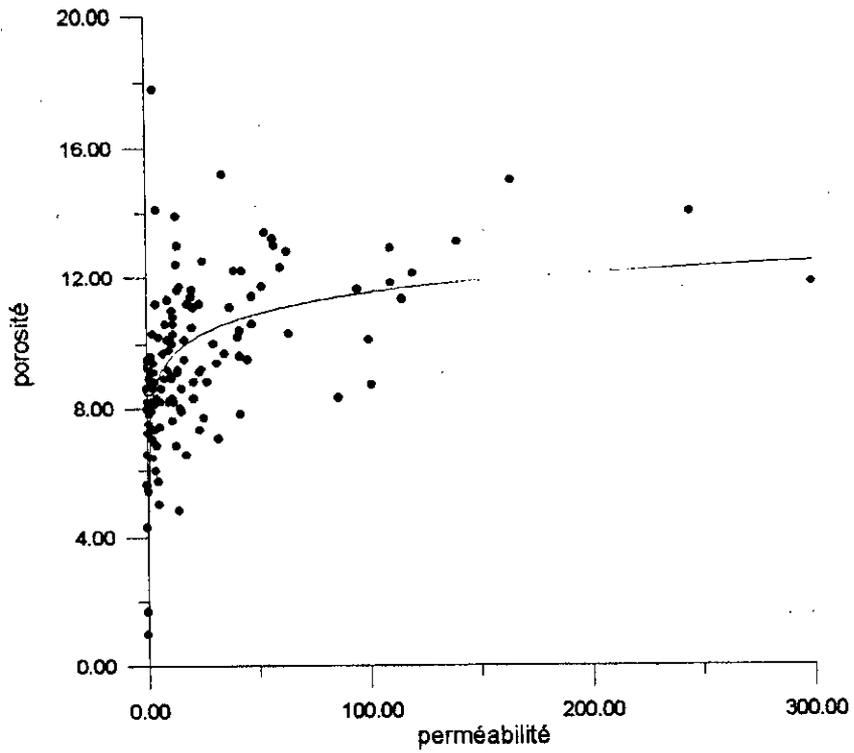


Fig IV-28 courbe de régression
puits OMO46

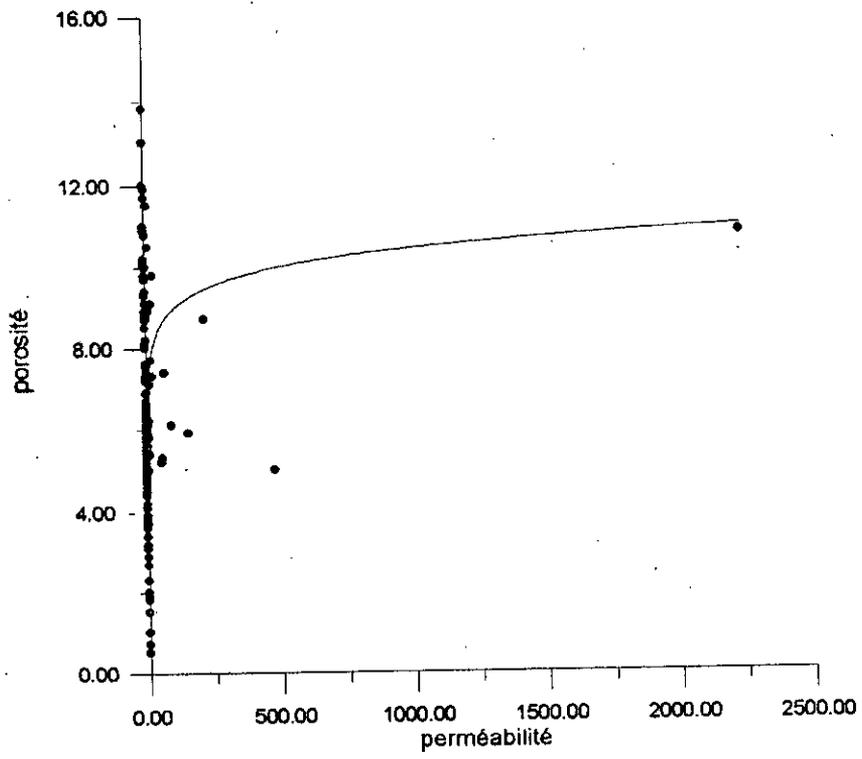


Fig IV-29 courbe de régression
puits OMO24B

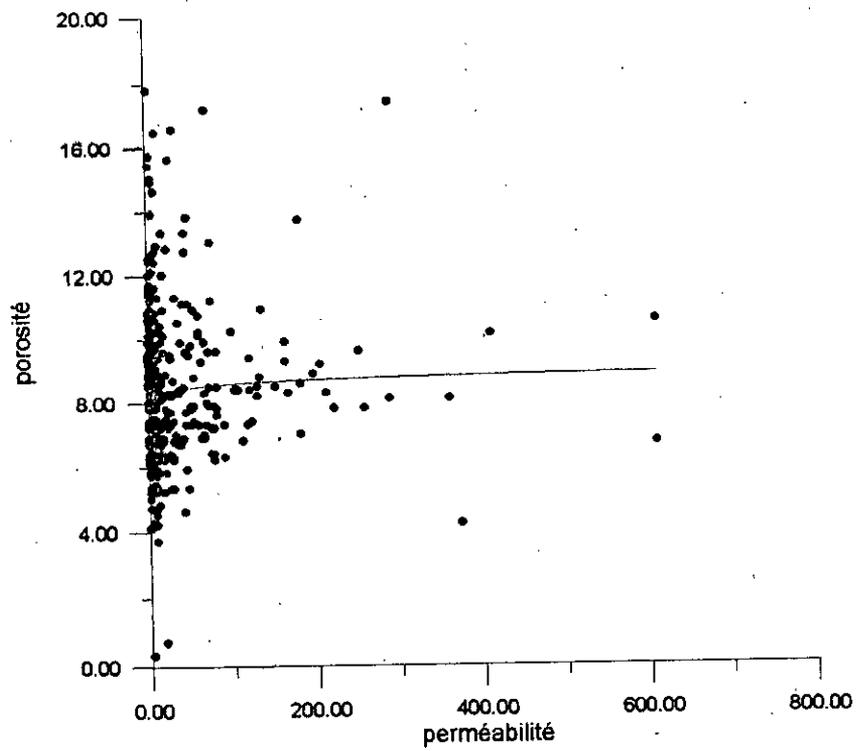


Fig IV-30 courbe de régression
puits OMO343

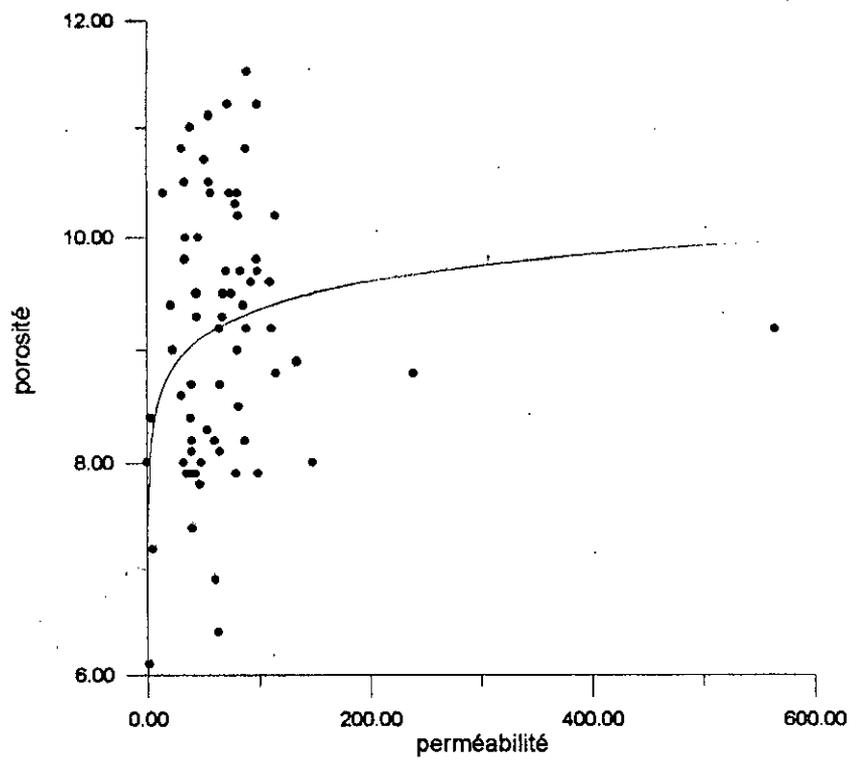


Fig IV-31 courbe de régression
puits OMN77B

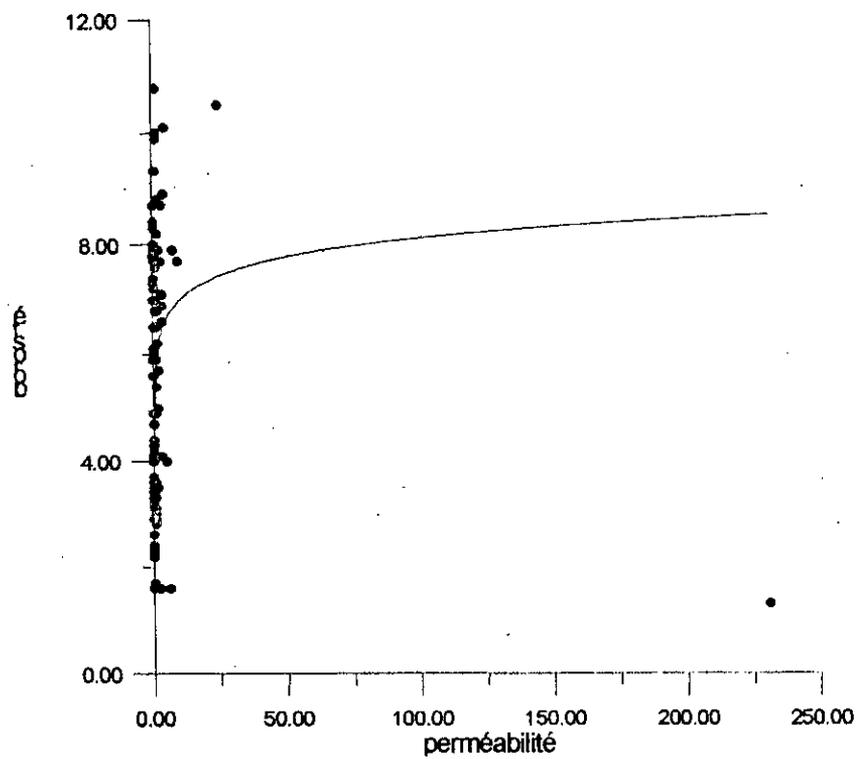


Fig IV-32 courbe de régression
puits OMO16

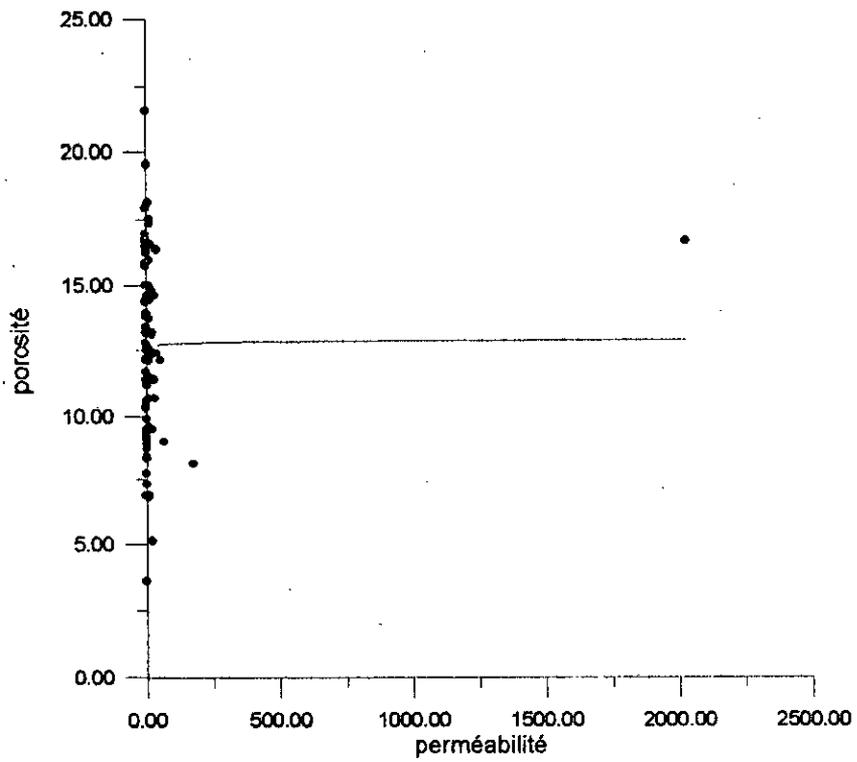


Fig IV-33 courbe de régression
puits OMK132

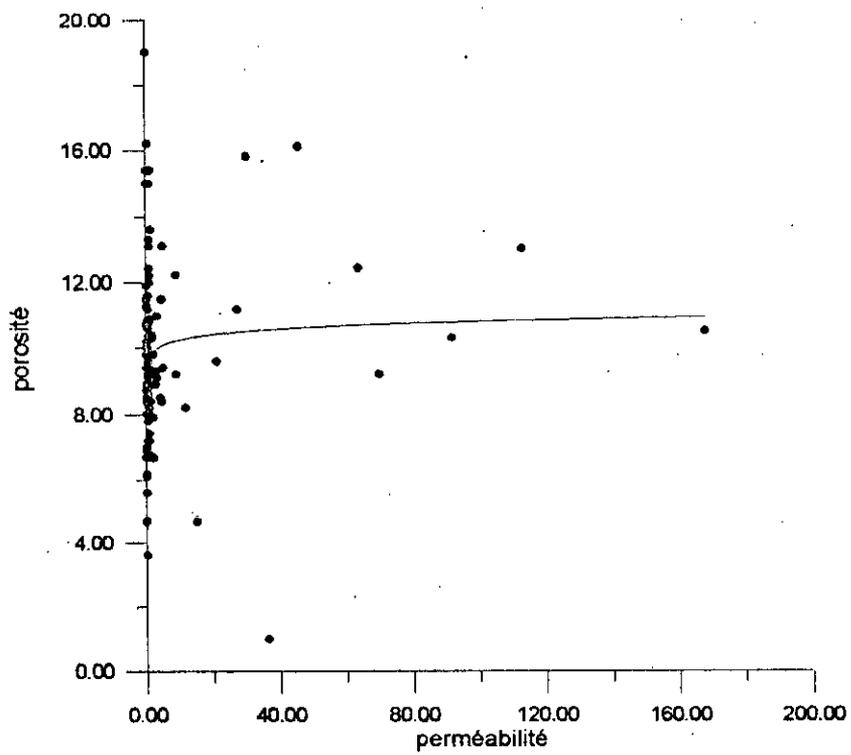


Fig IV-34 courbe de régression
puits OMN852

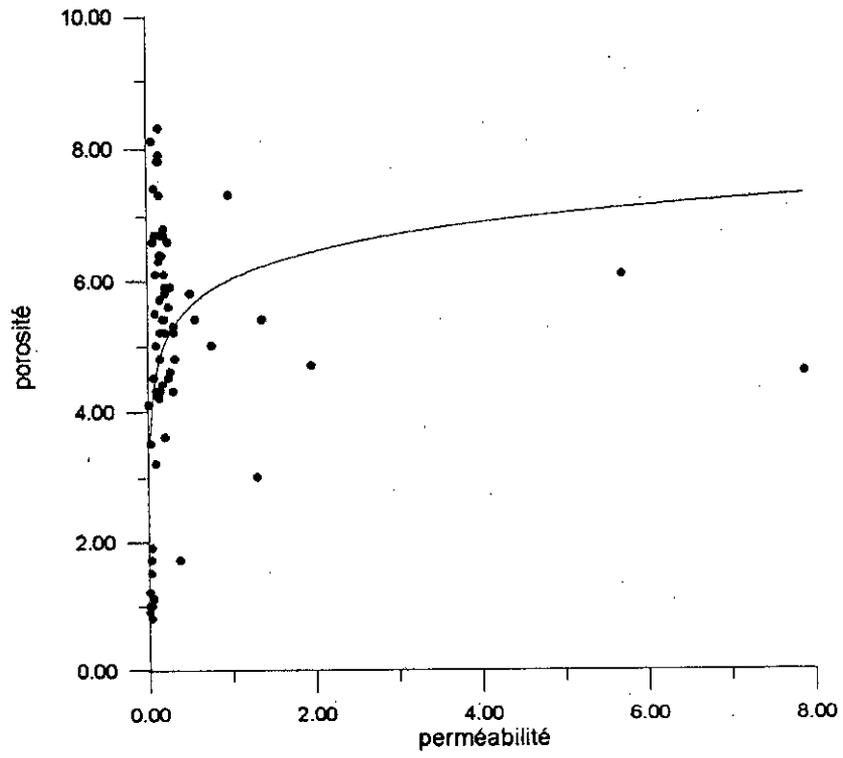


Fig IV-35 courbe de régression
puits OMN88

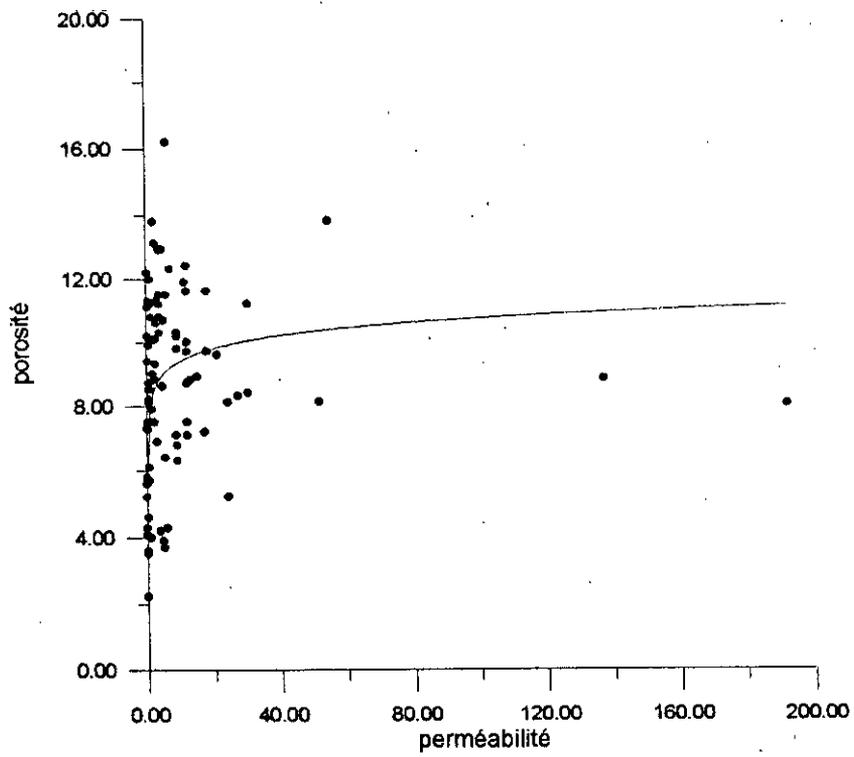


Fig IV-36 courbe de régression
puits OMJ822

IV-4) Résultats et Conclusion :

Les résultats de l'étude sont donnés par les courbes de régression (fig IV-1 à fig IV-36) et le tableau 5.

On constate, d'après le tableau 5, que le coefficient de corrélation est compris entre 0.001 et 0.505, ce qui veut dire que la relation entre la porosité et le logarithme de la perméabilité n'est pas vraiment linéaire. On observe d'ailleurs cela sur les courbes de régression.

On remarque que le coefficient « a » qui est lié à la granulométrie et au type de ciment, est inférieur à 1, à l'exception des puits MD125 et MD360 (dans les autres zones de Hassi-Messaoud, la valeur de « a » est comprise entre 1.7 et 2.5) : ce qui correspond à une taille de grains très variable et à un ciment très dispersé dans la matrice.

V-1) Introduction :

Afin d'obtenir une description complète du réservoir, on va dresser de cartes isobathes (fig V-1 à fig 10), isoperméabilité (fig V-11 à fig 20) et isoporosité (fig V-21 à fig 30).

Ces cartes sont reproduites ci-après :

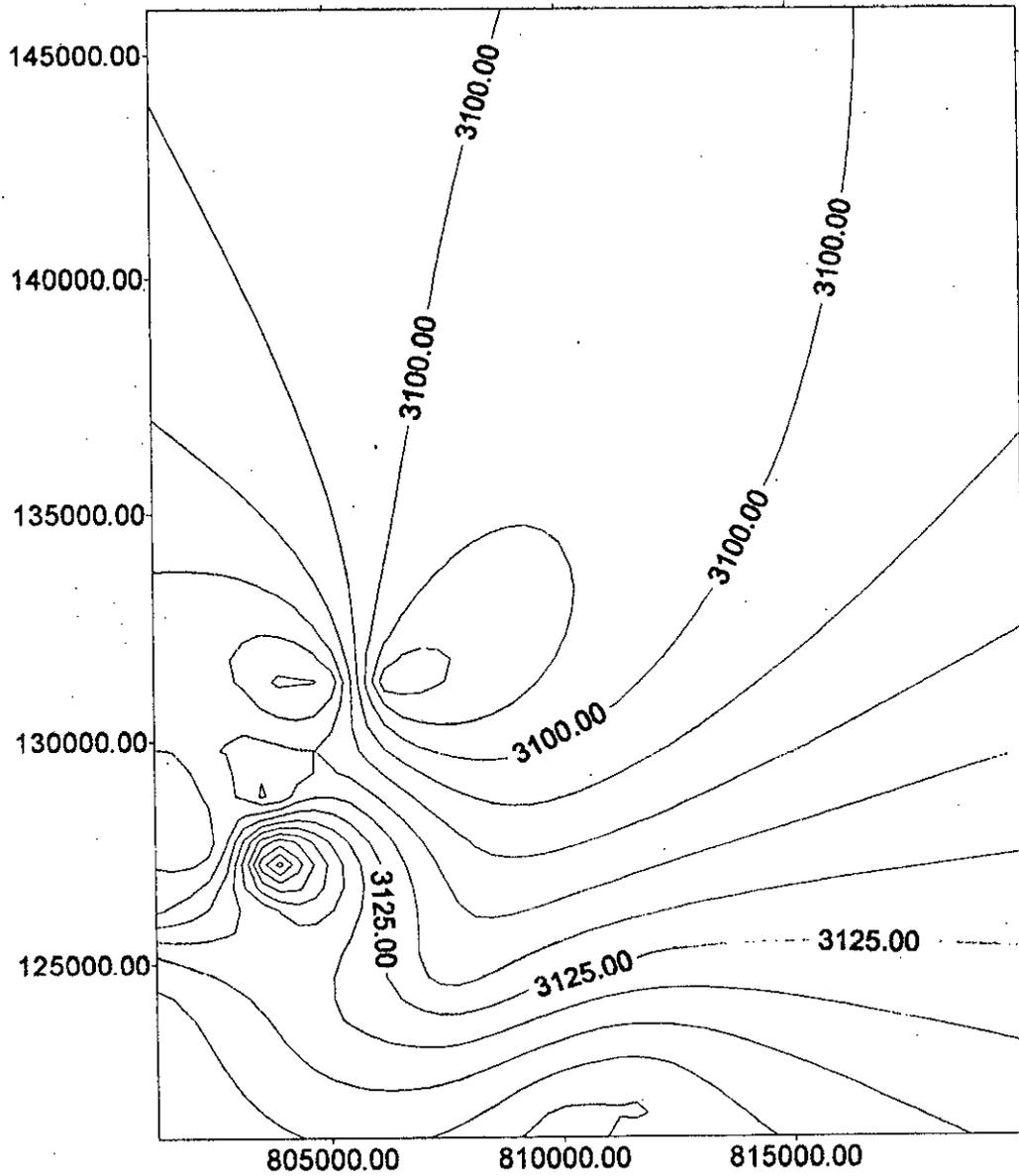


Fig V-1 isobathe du drain D5

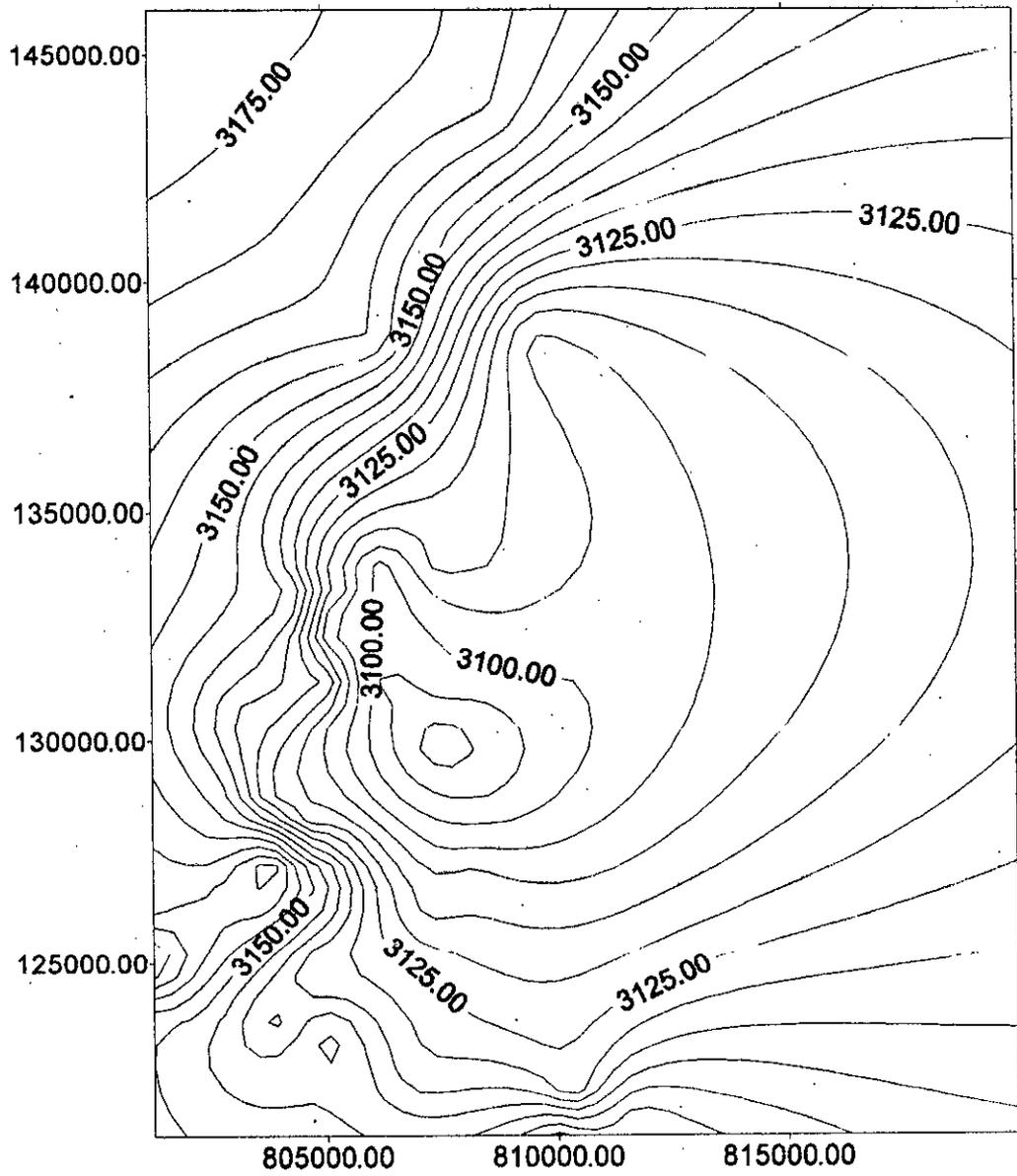


Fig V-2 isobathe du drain D4

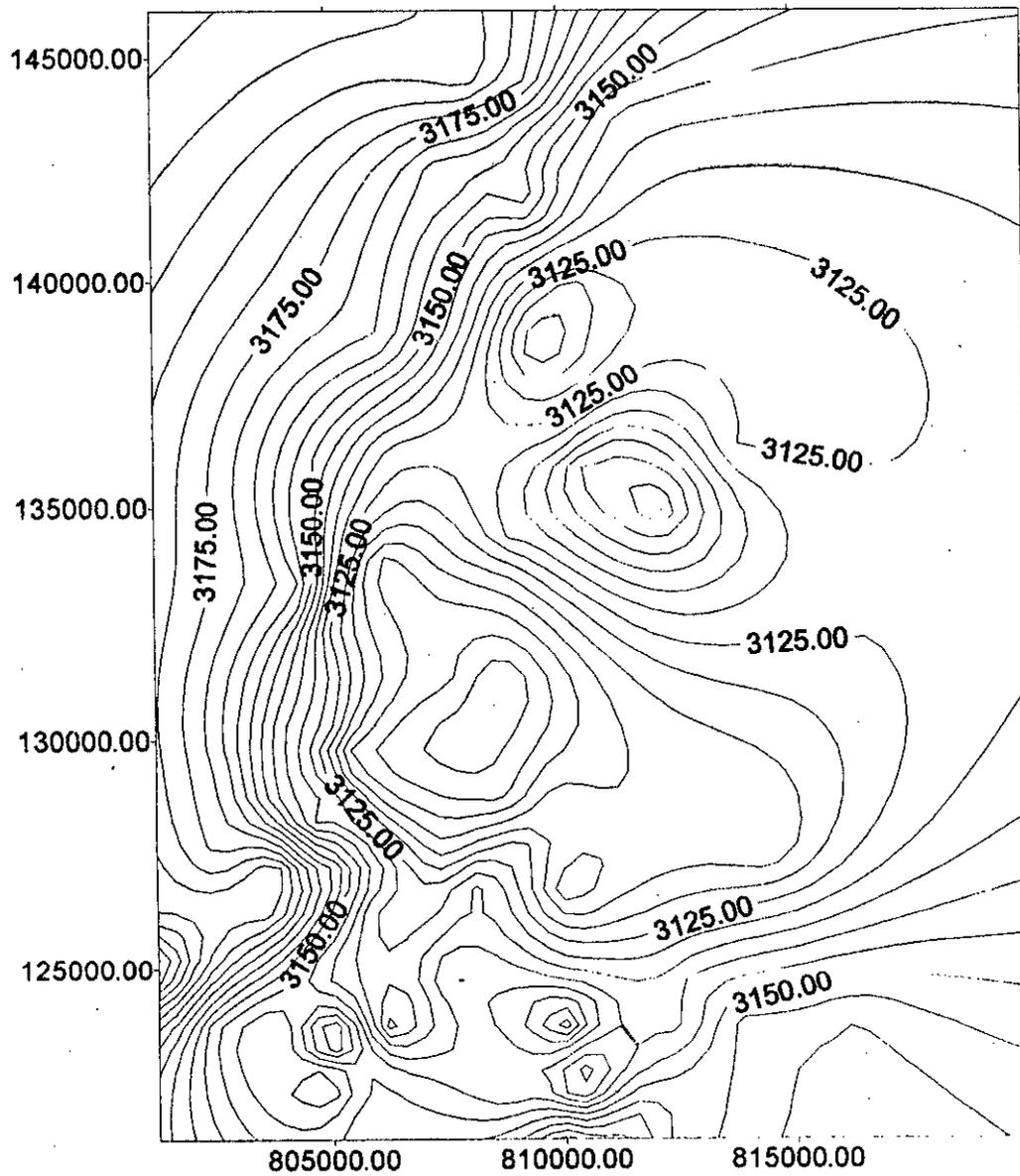


Fig V-3 isobathe du drain D3

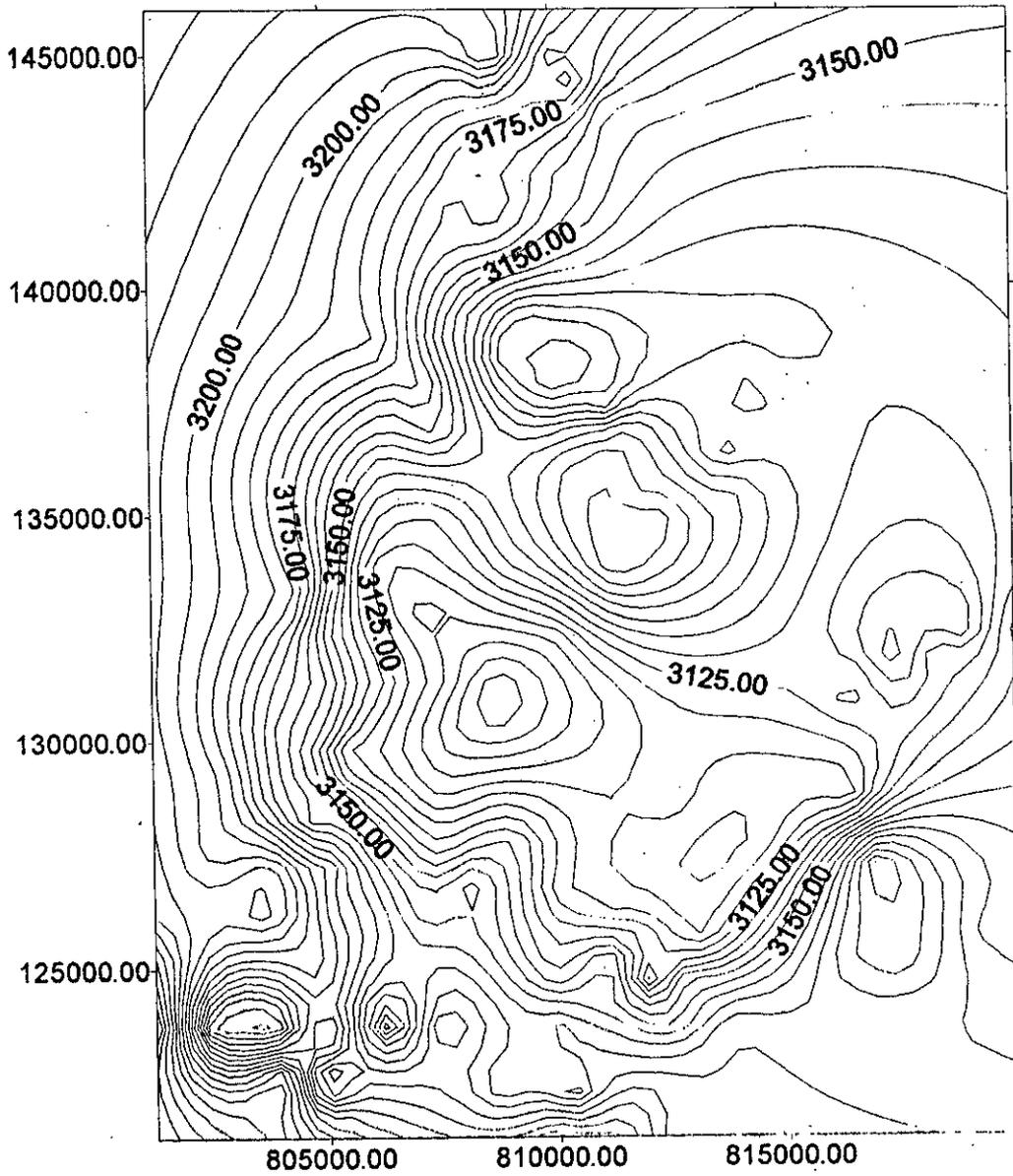


Fig V-4 isobathe du drain D2

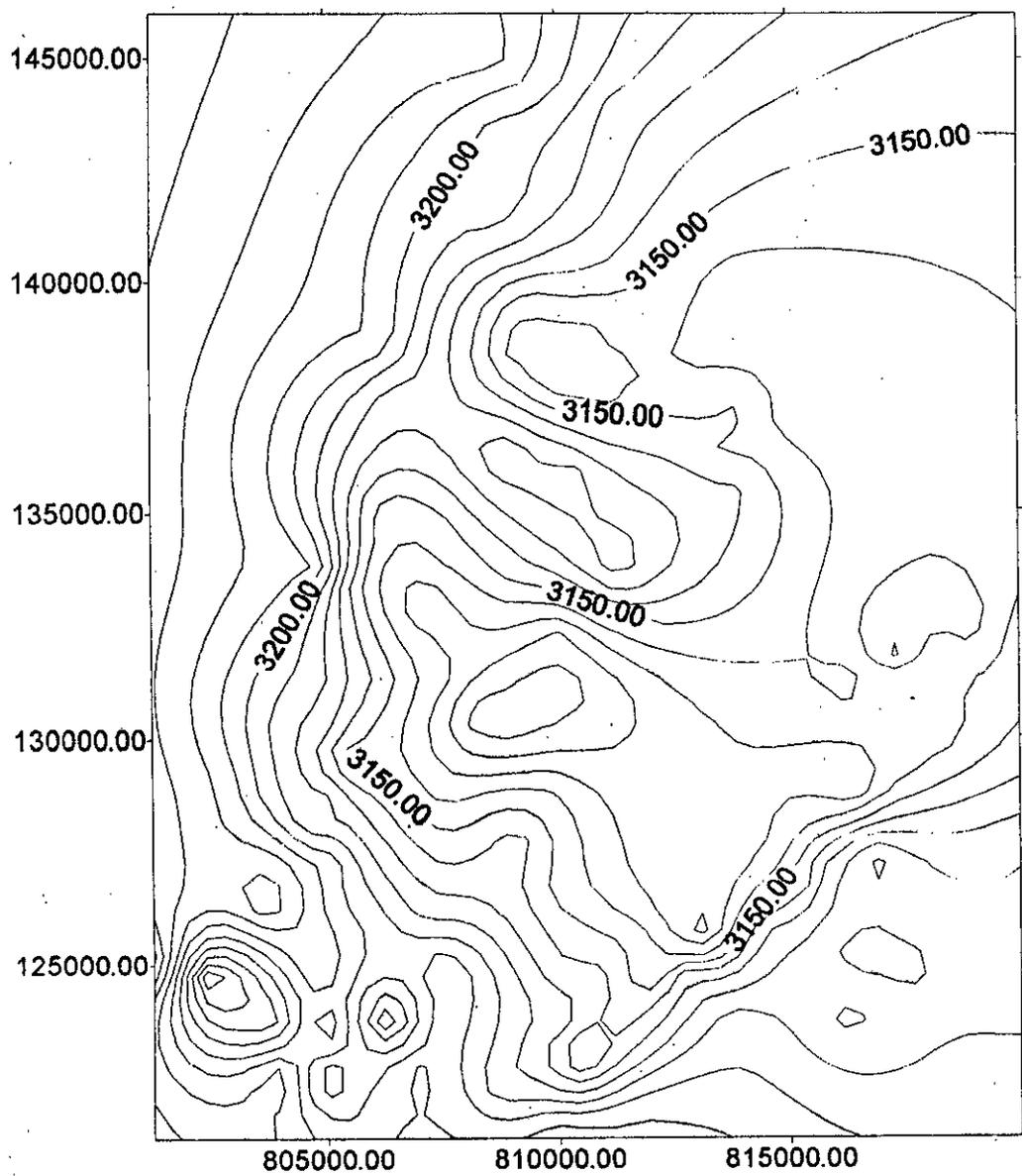


Fig V-5 isobathe du drain ID

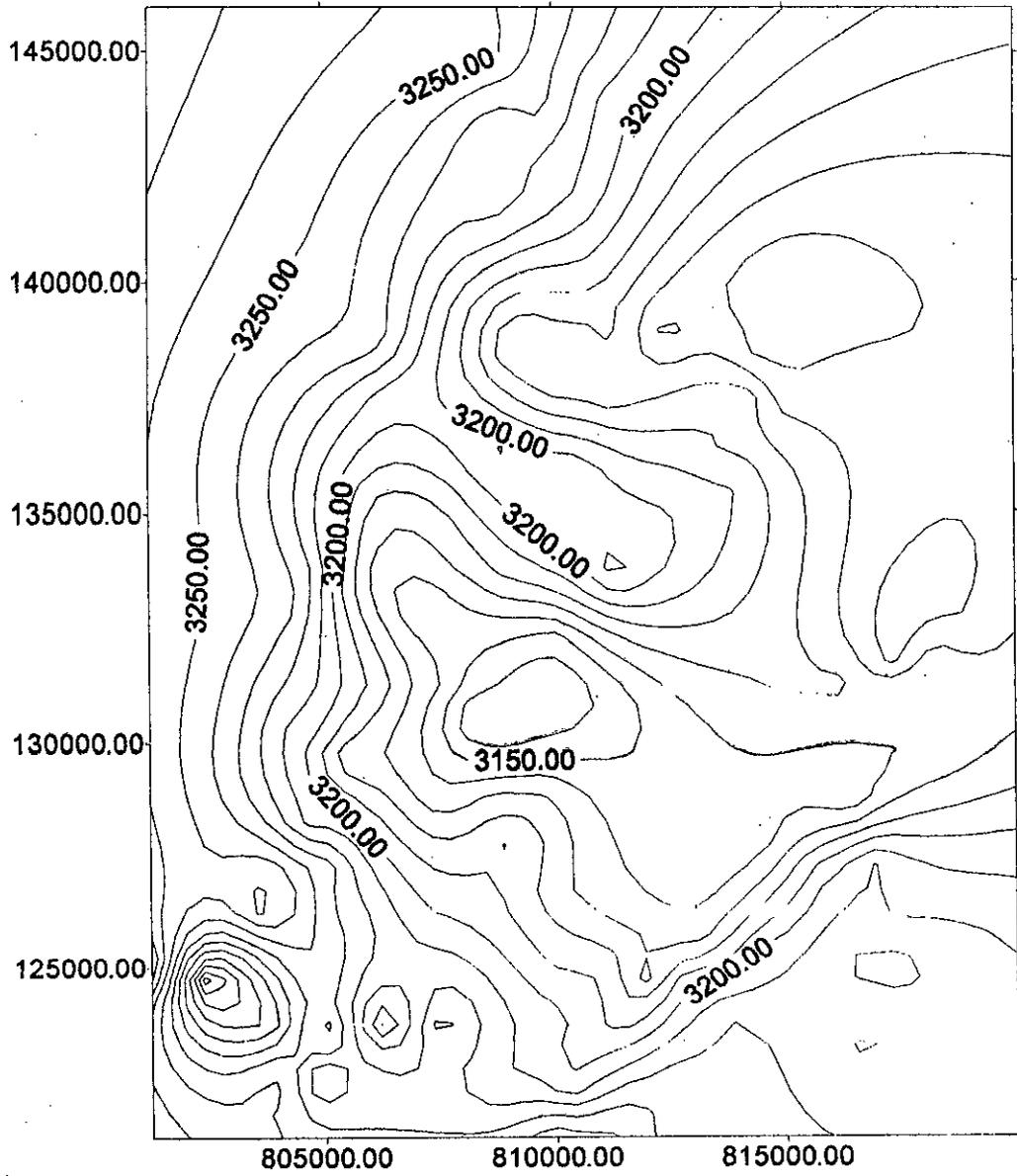


Fig V-6 isobathe du drain D1

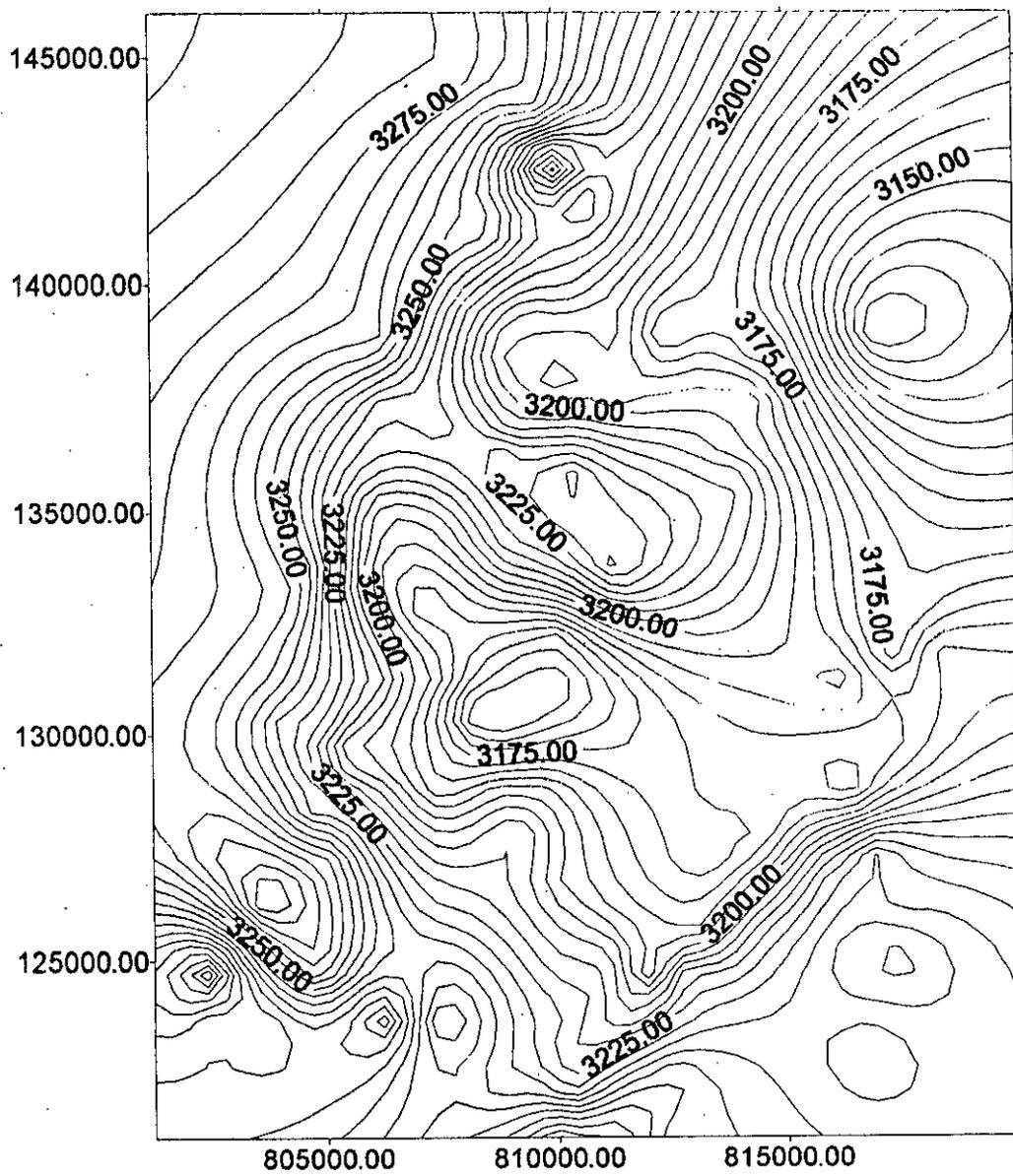


Fig V-7 isobathe du drain PS

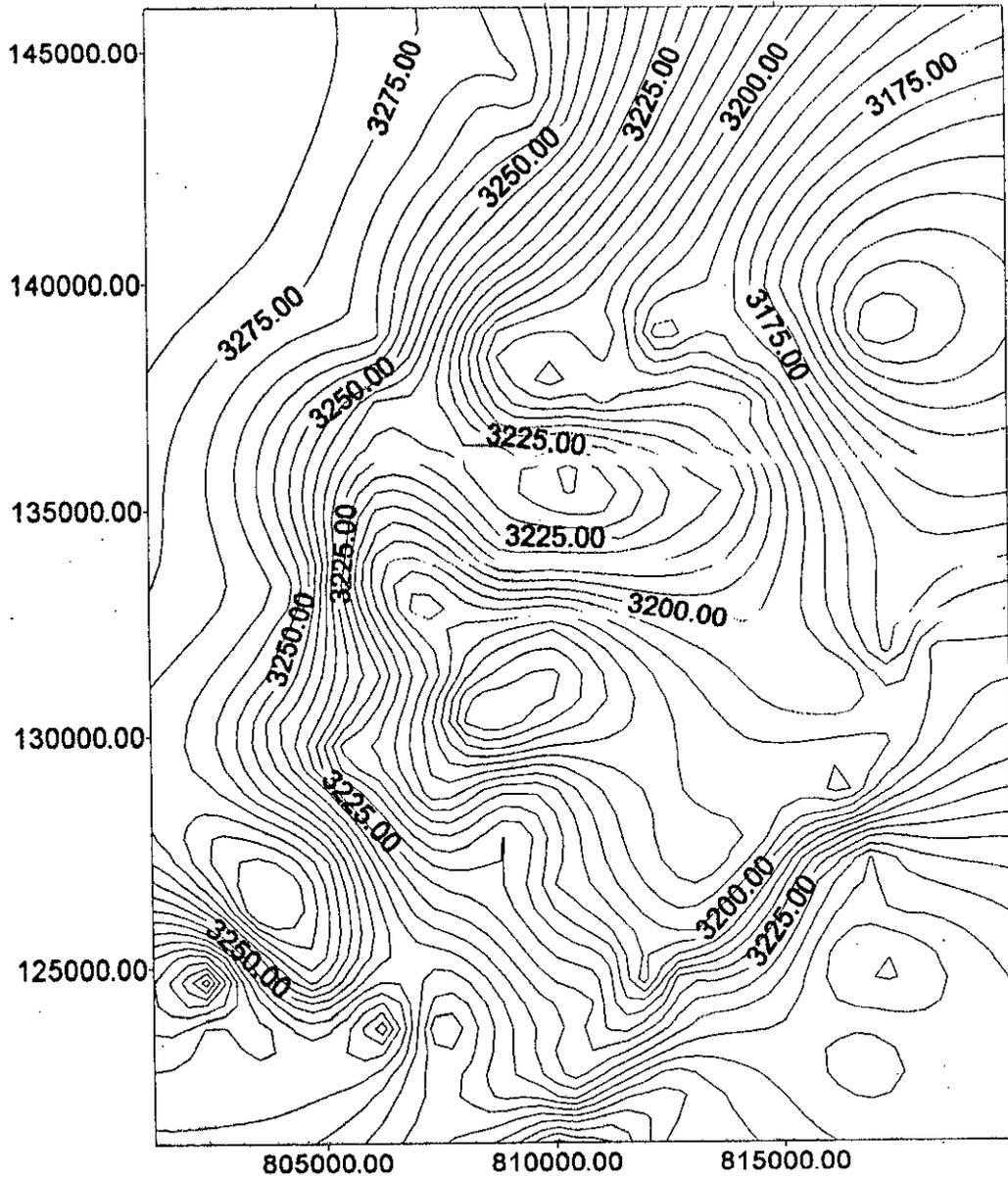


Fig V-8 isobathe du drain R2

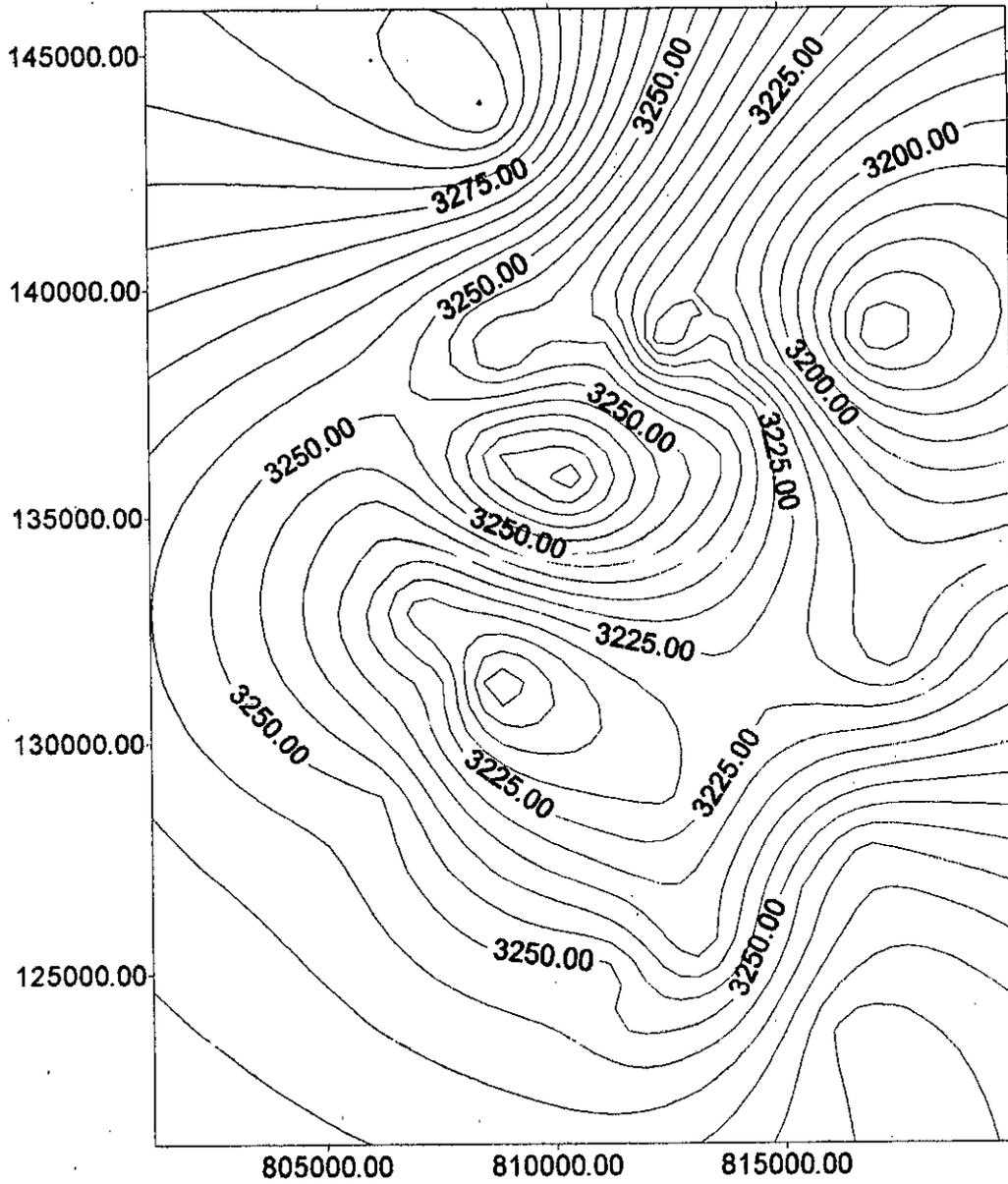


Fig V-9 isobathe du drain R250

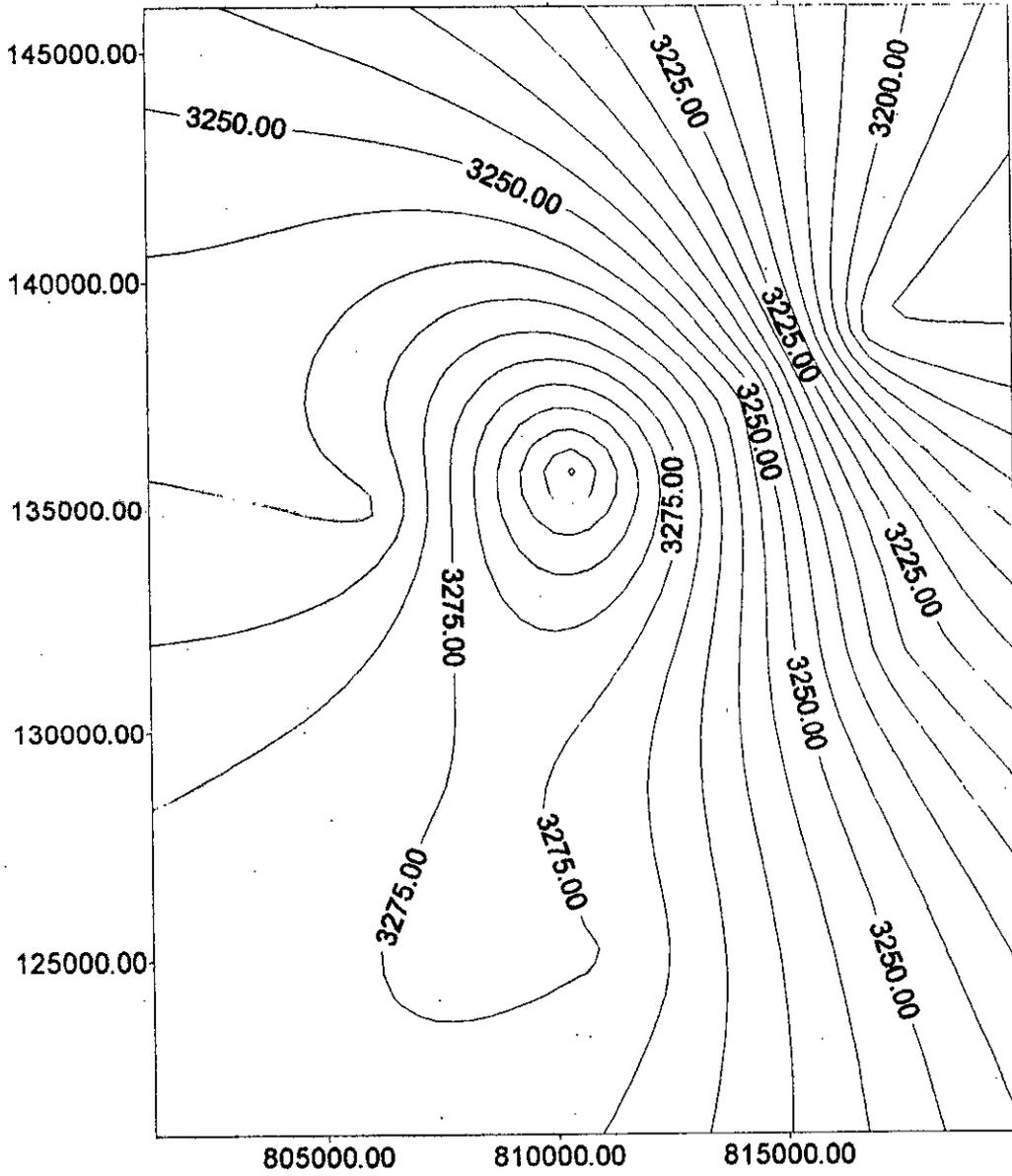


Fig V-10 isobathe du drain R260

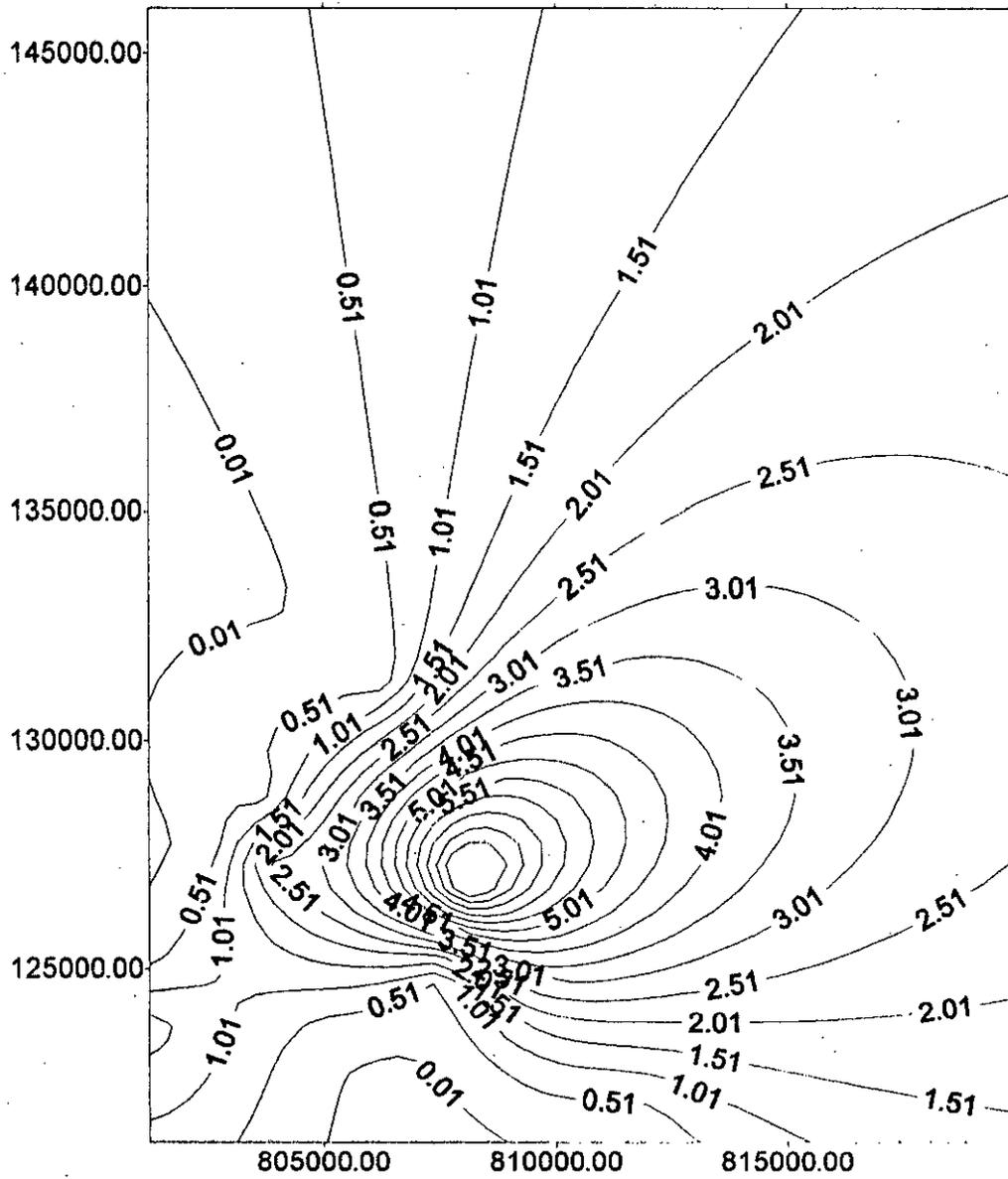


Fig V-11 isoperméabilité du drain D5

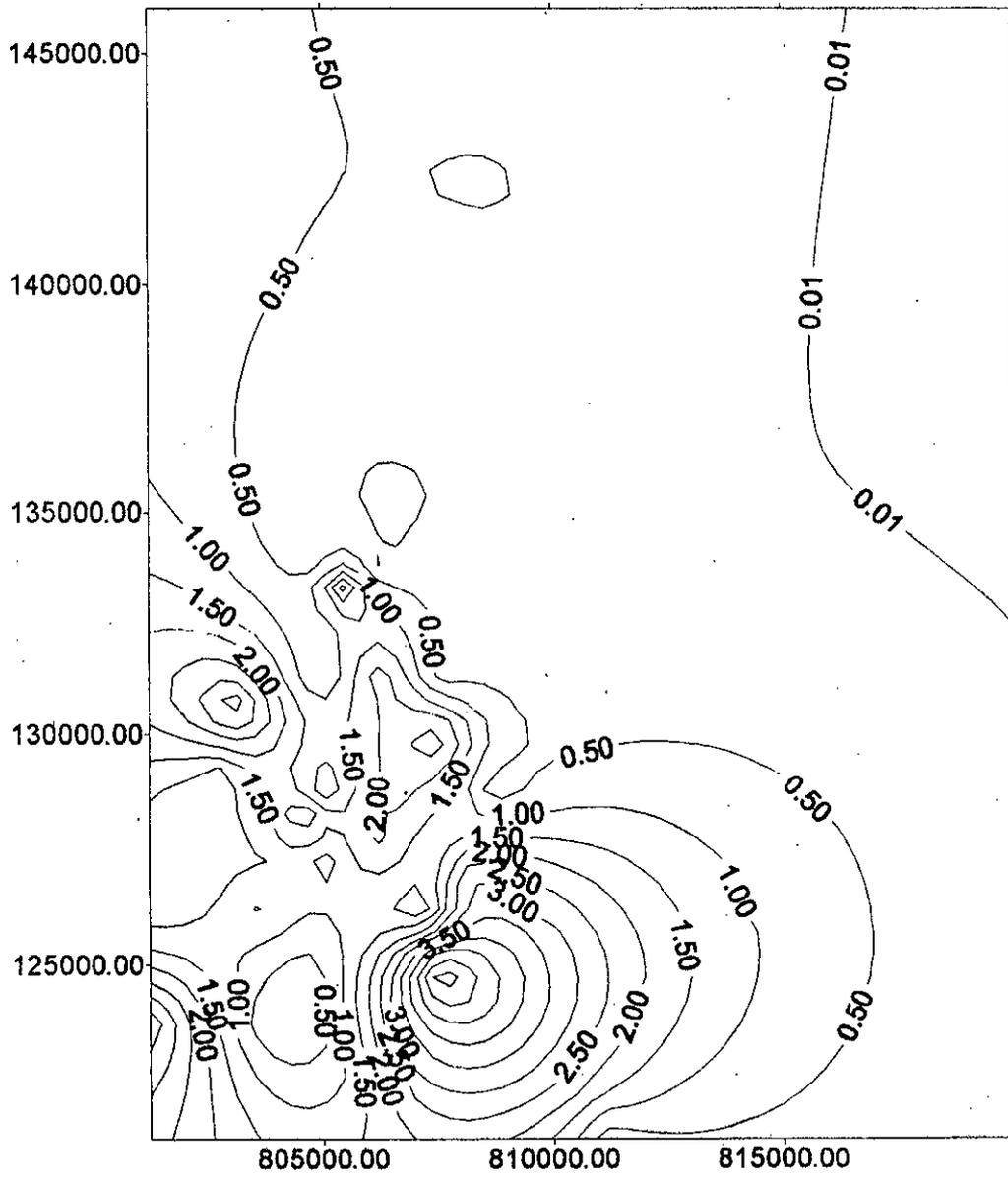


Fig V-12 isoperméabilité du drain D4

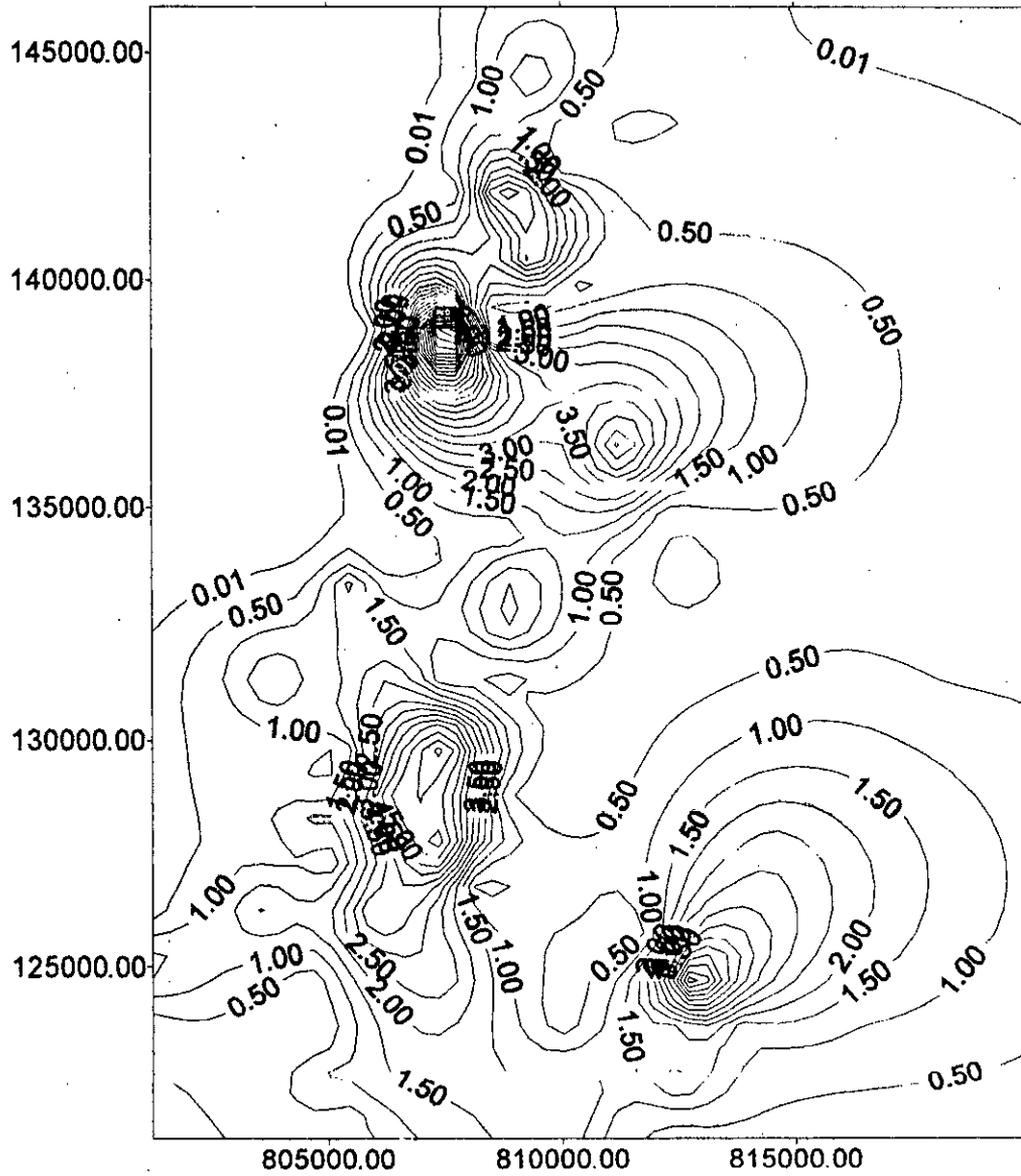


Fig V-13 isoperméabilité du drain D3

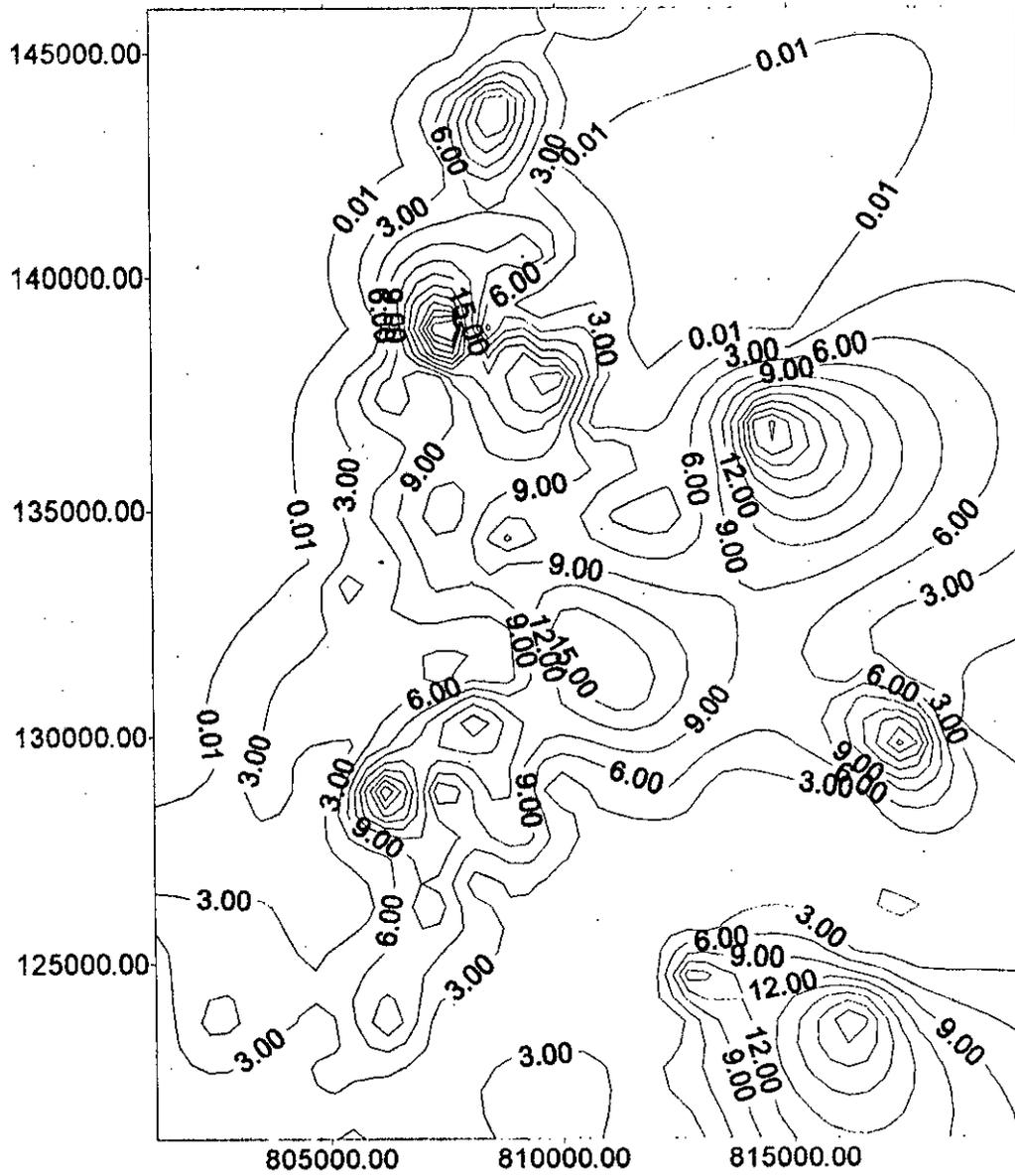


Fig V-14 isoperméabilité du drain D2

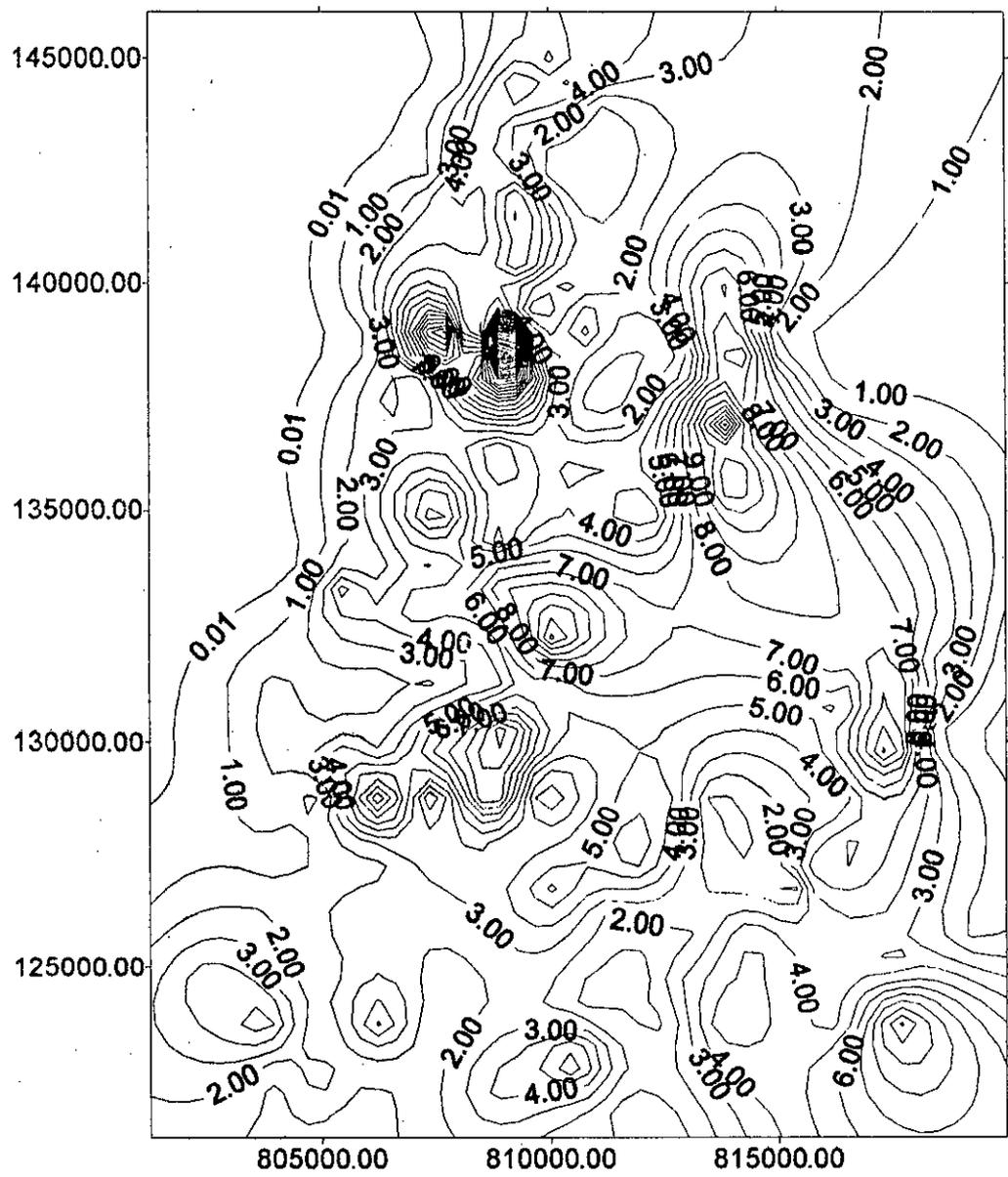


Fig V-15 isoperméabilité du drain ID

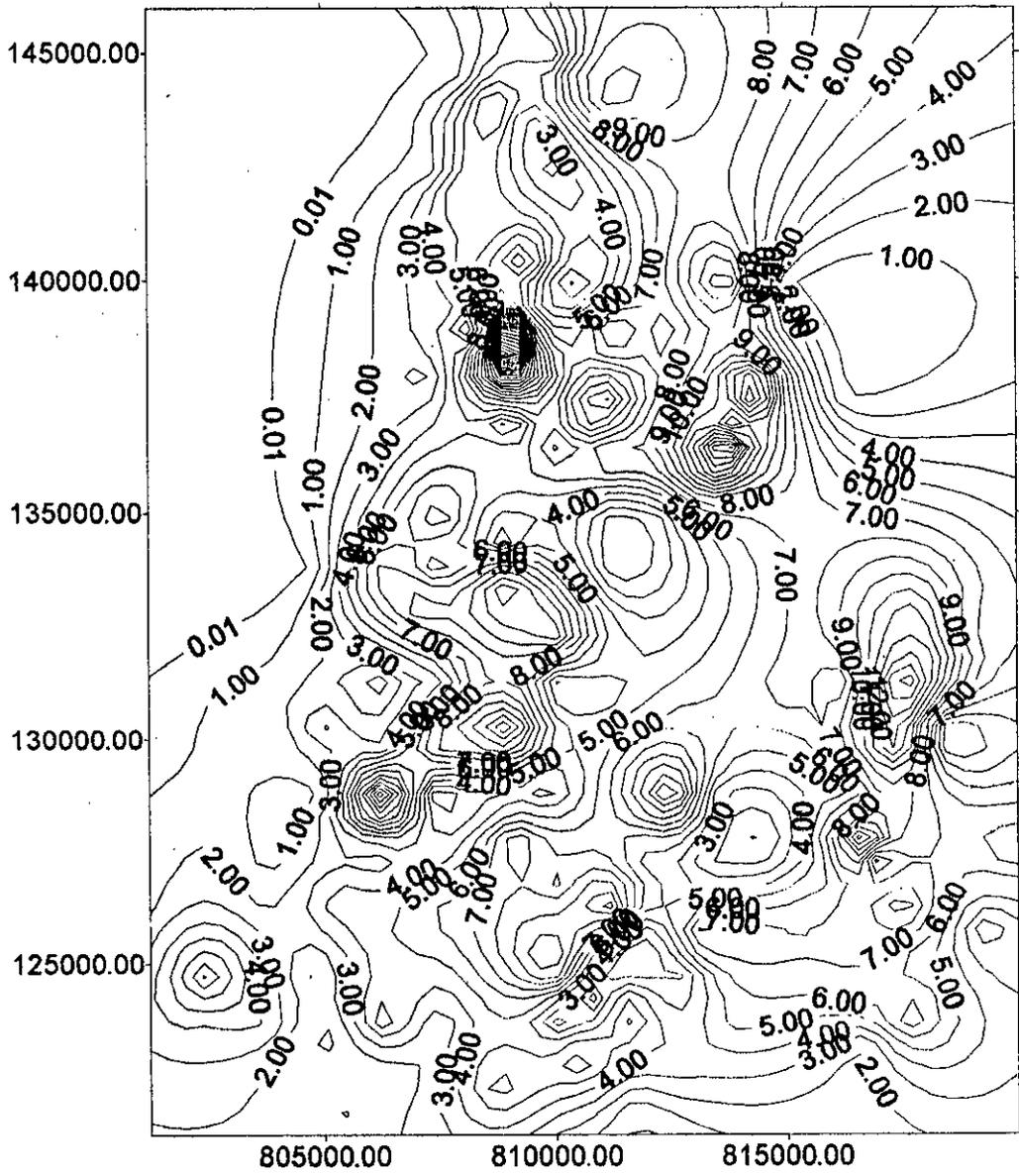


Fig V-16 isoperméabilité du drain D1

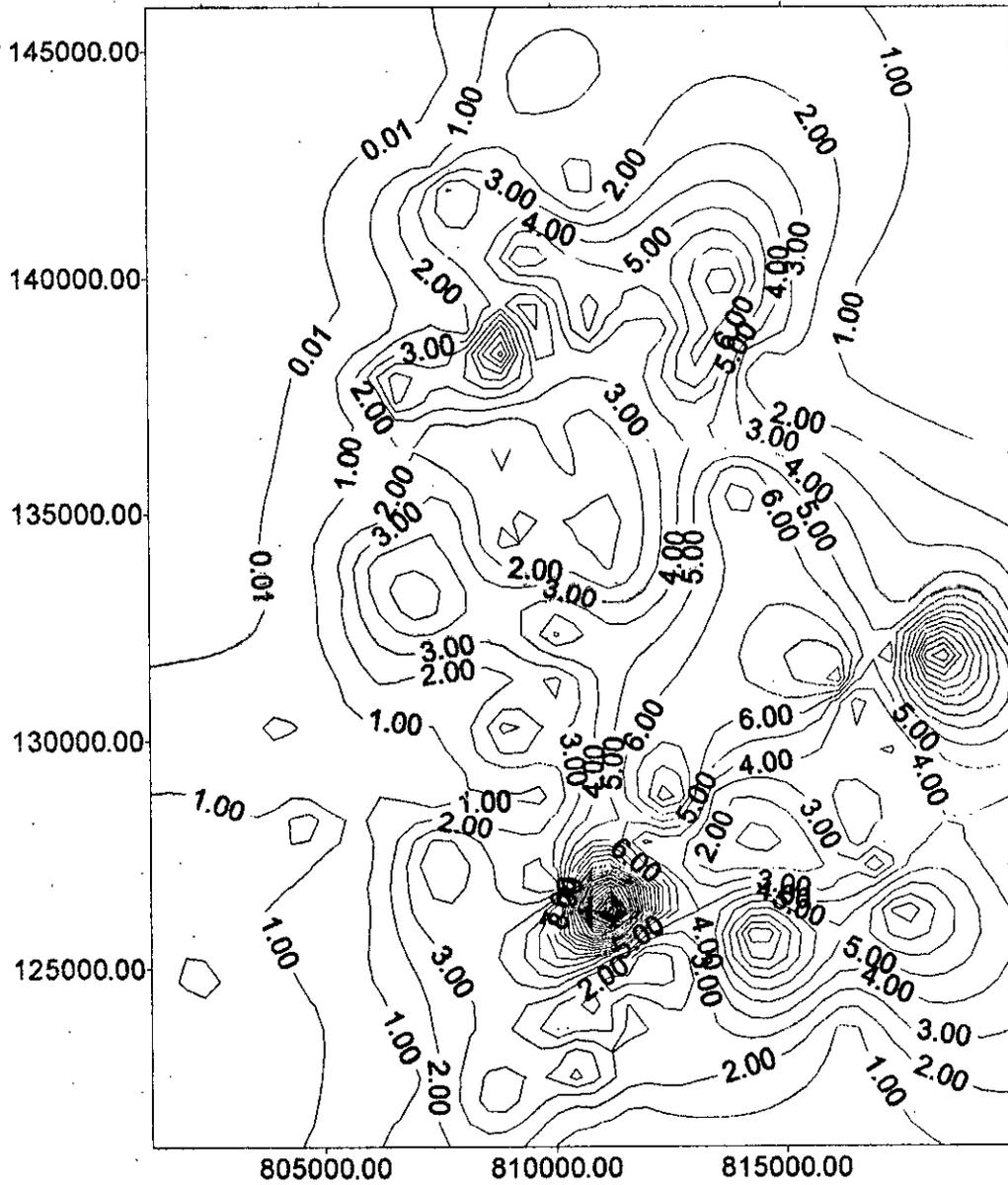


Fig V-17 isoperméabilité du drain PS

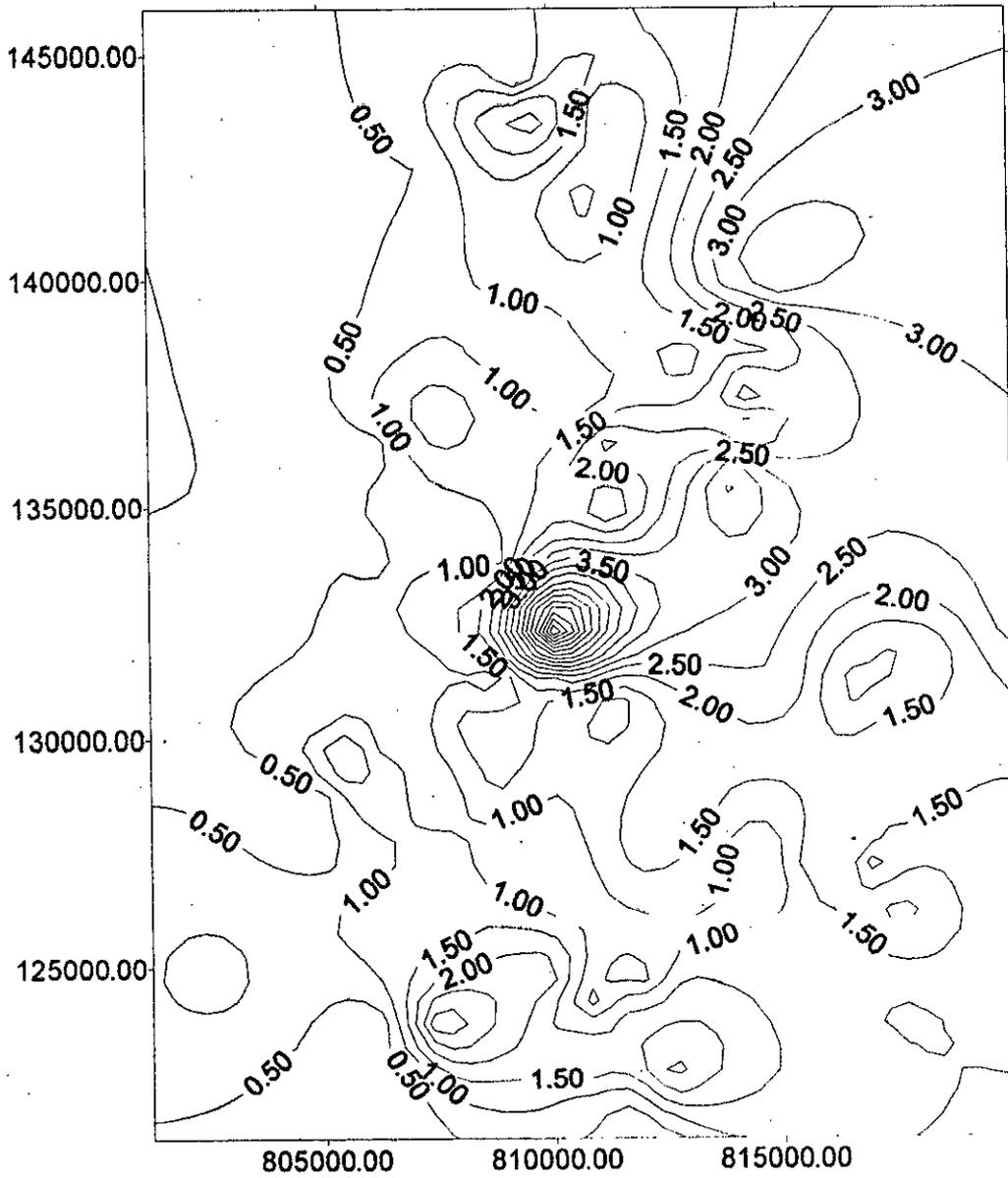


Fig V-18 isoperméabilité du drain R2

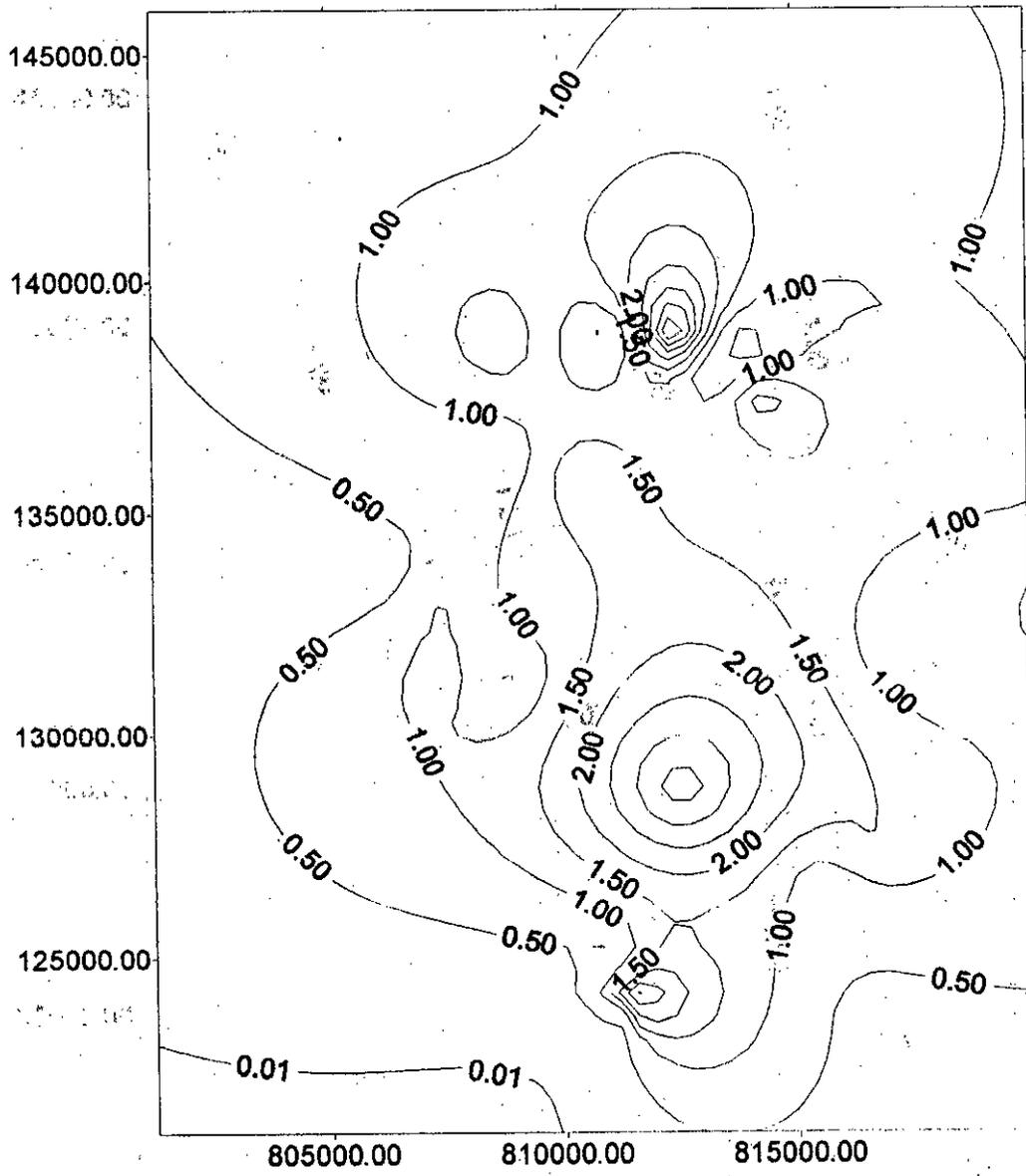


Fig V-19 isoperméabilité du drain R250

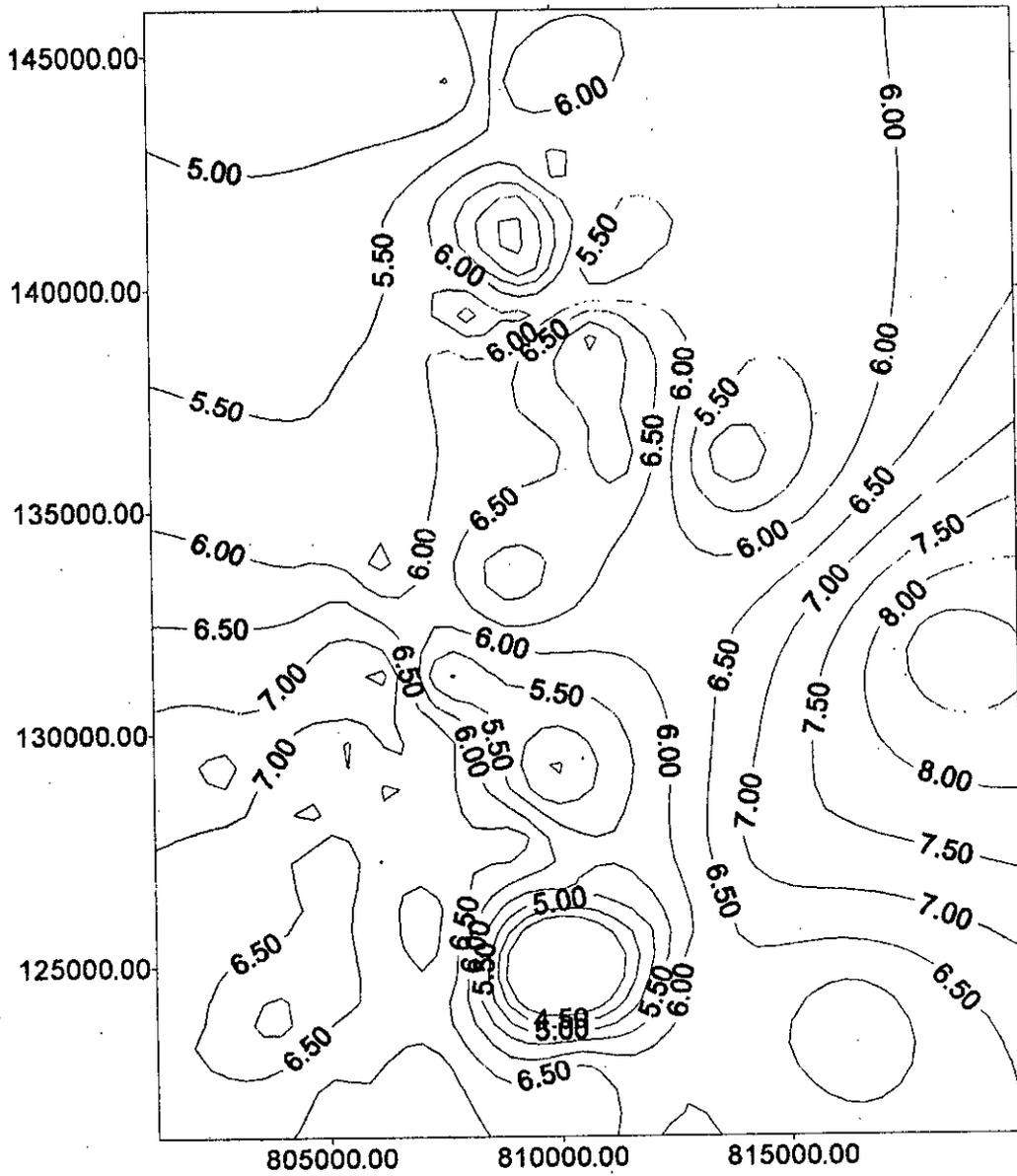


Fig V-23 isoporosité du drain D3

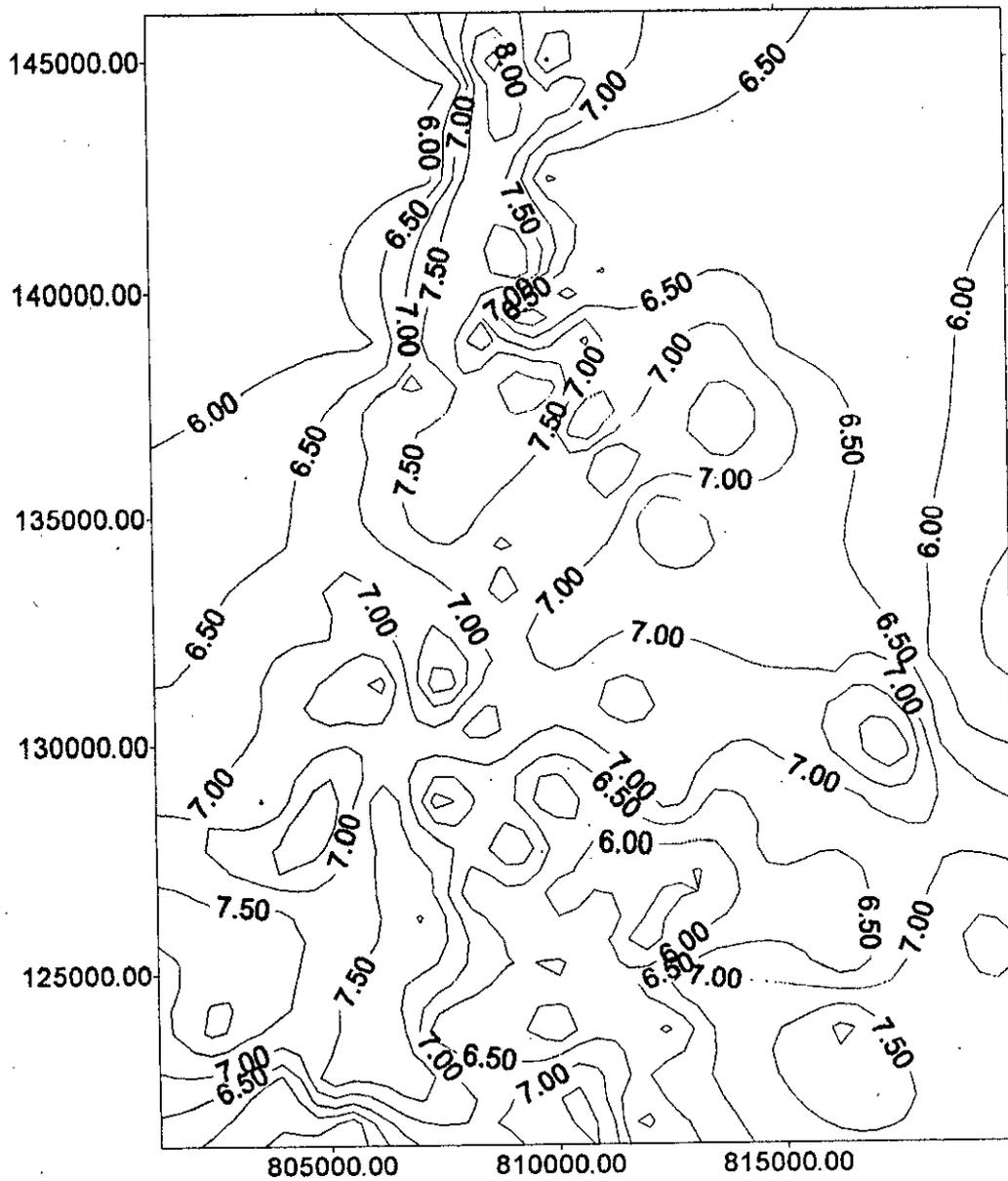


Fig V-24 isoposité du drain D2

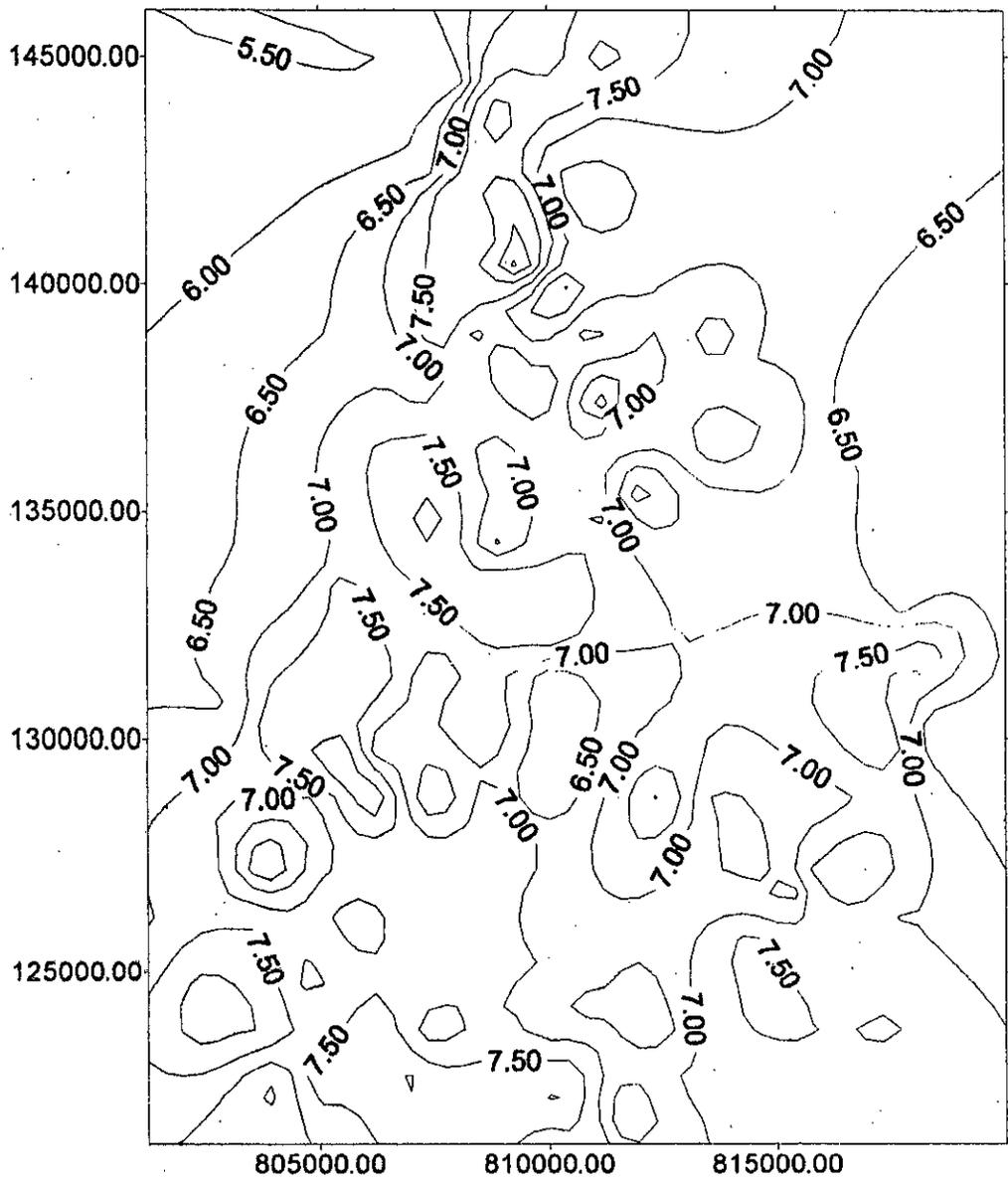


Fig V-25 isoporosité du drain ID

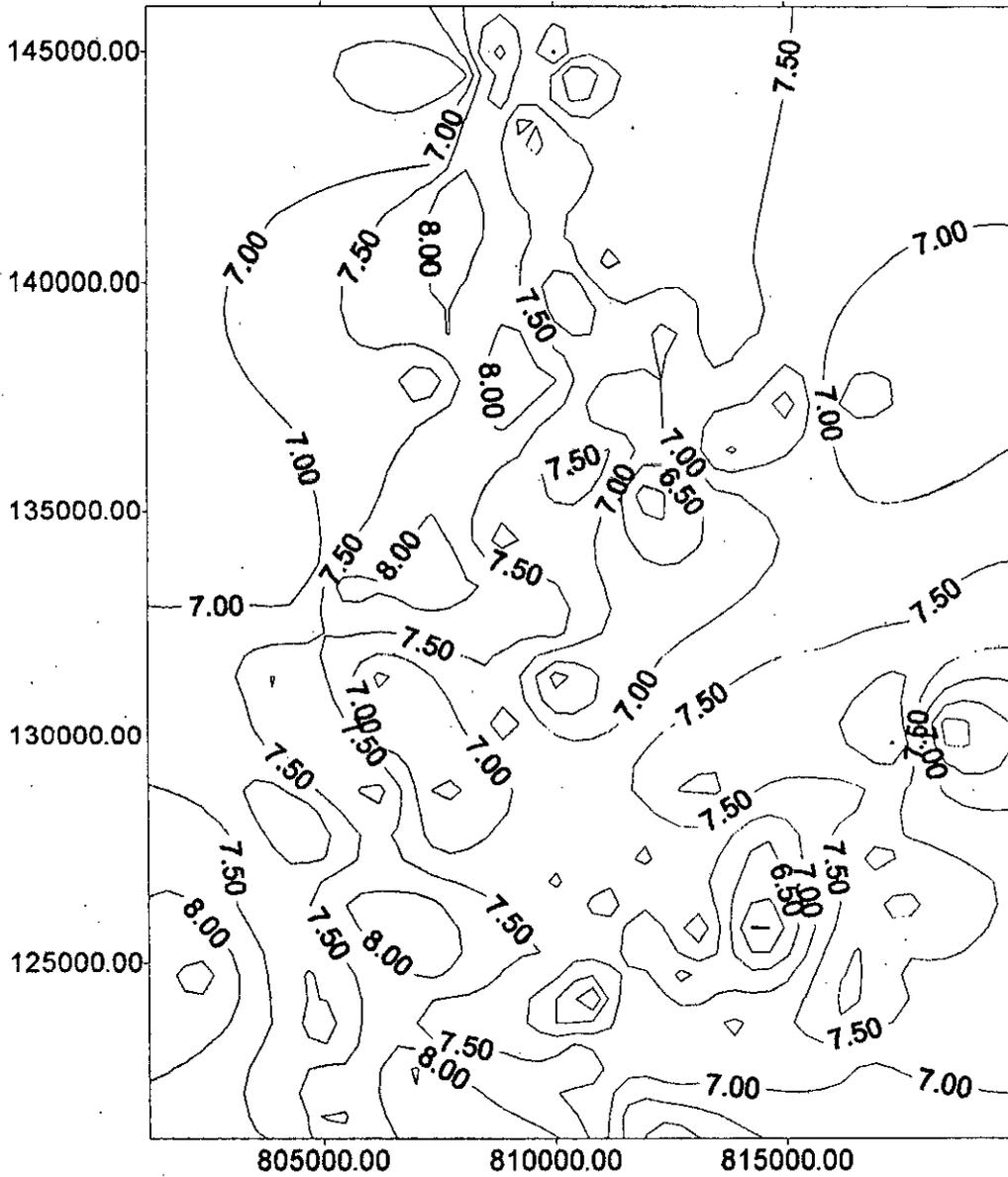


Fig V-26 isoporosité du drain D1

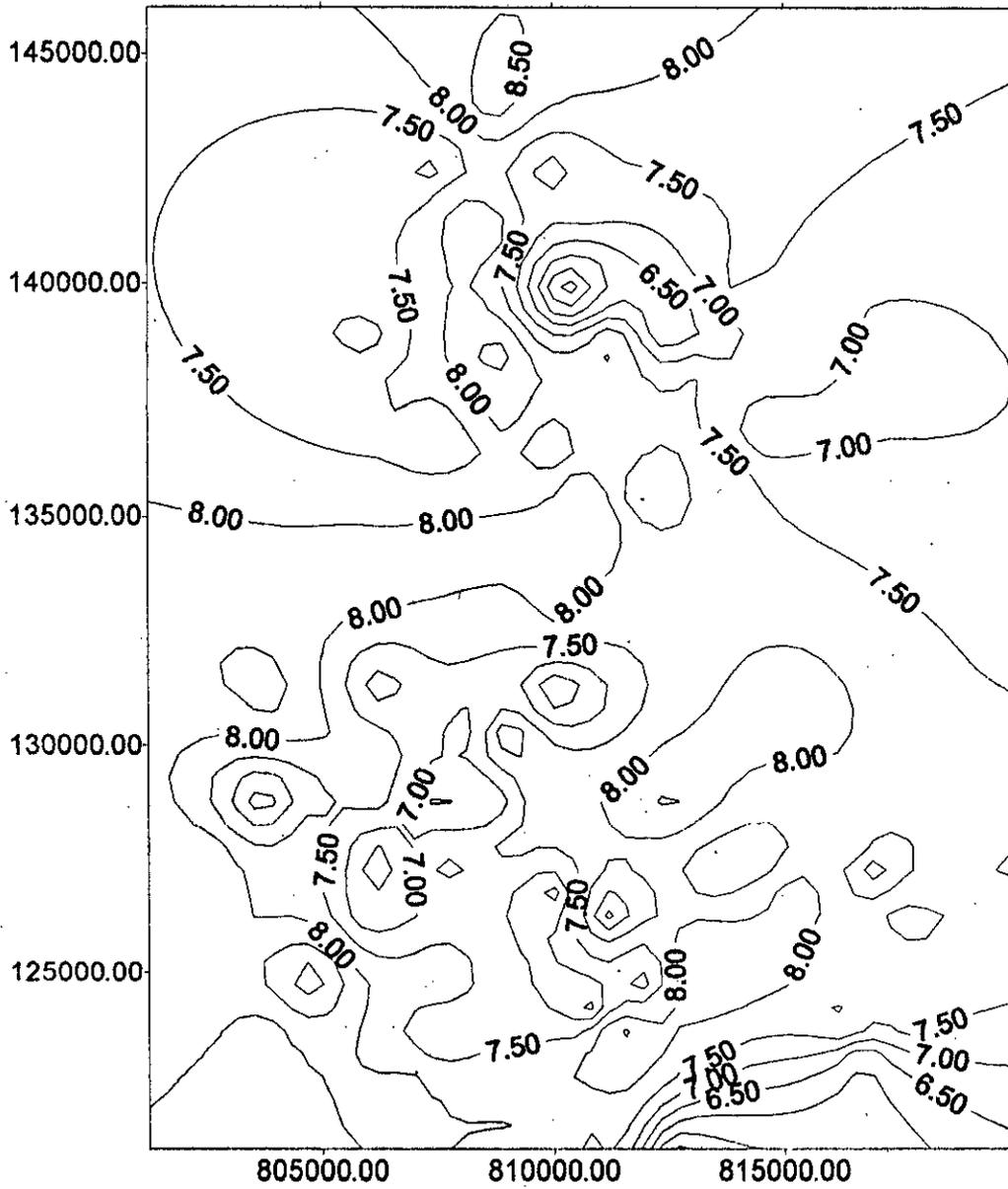


Fig V-27 isoporosité du drain PS

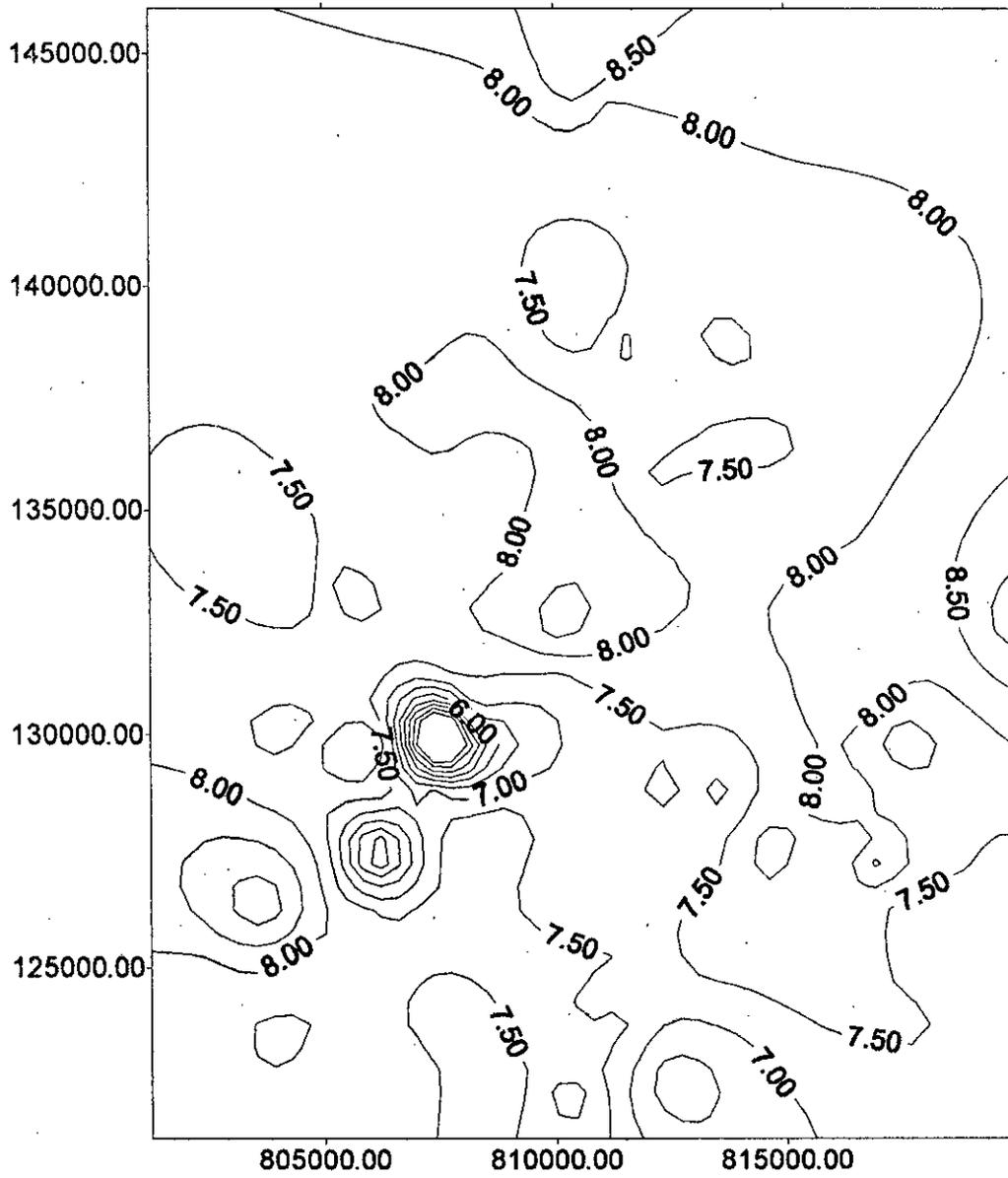


Fig V-28 isoporosité du drain R2

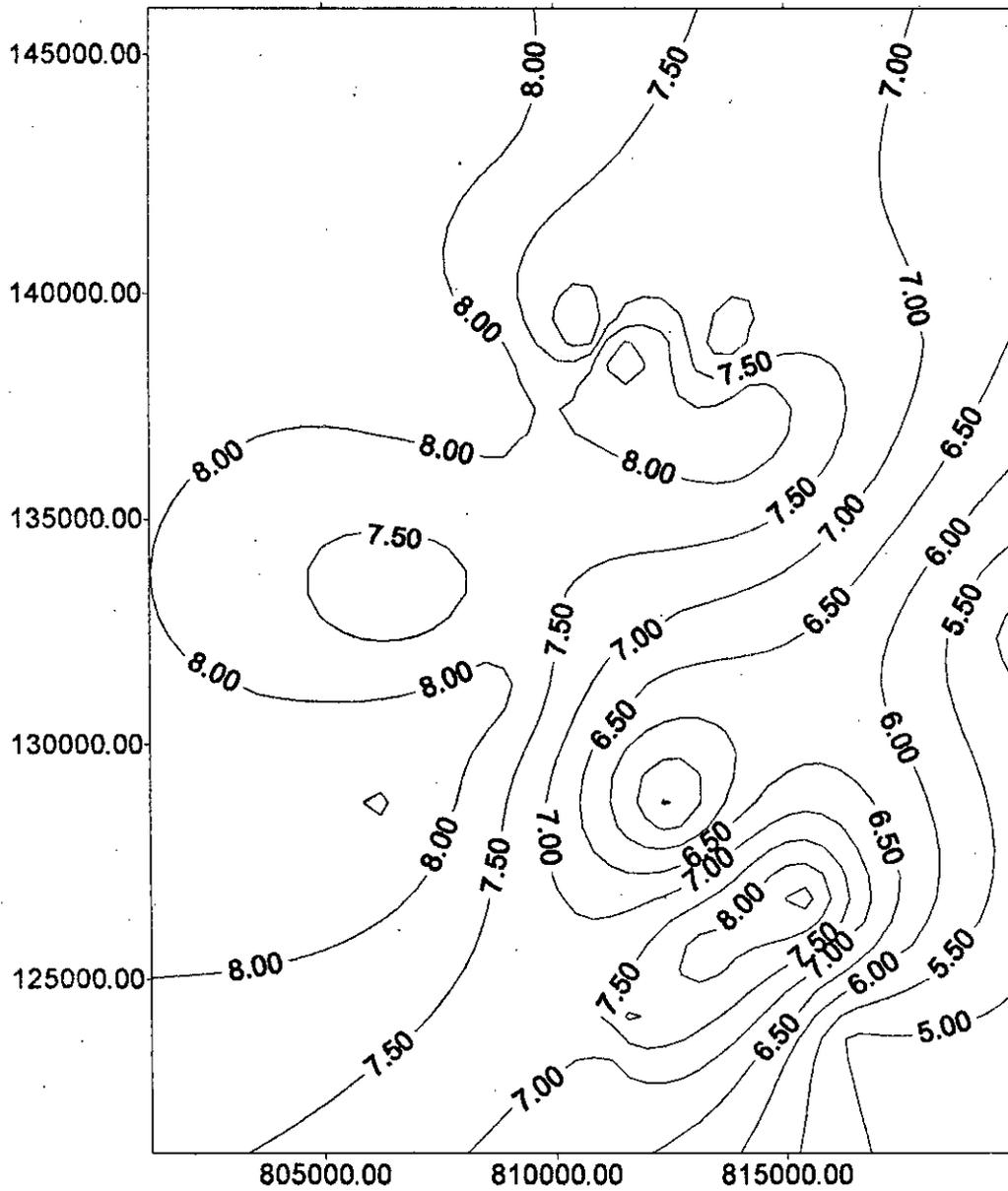


Fig V-29 isoporosité du drain R250

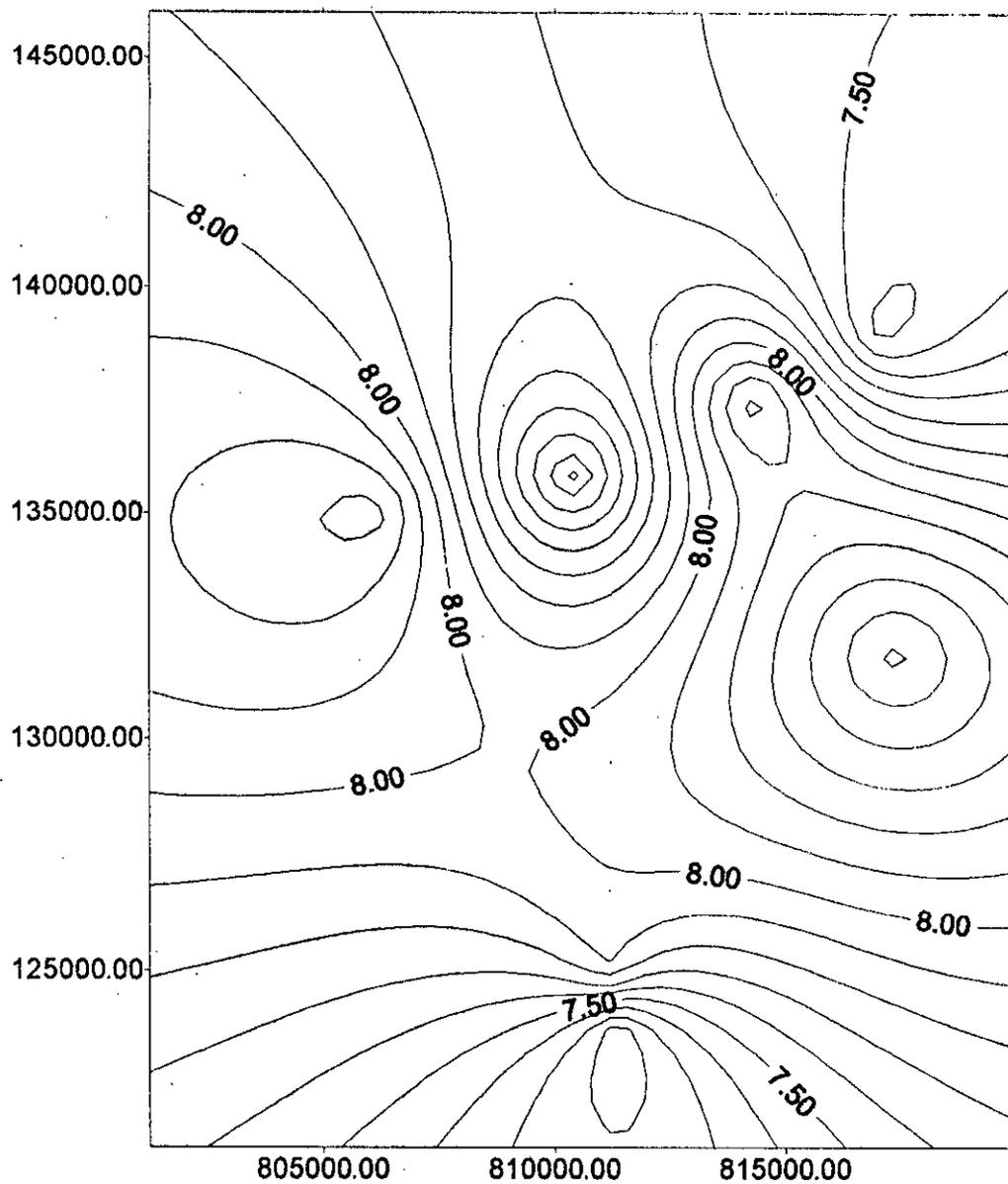


Fig V-30 isoporosité du drain R260

V-2) Profondeur :

Sur le toit du R2 (R200) et à 5 mètres plus haut (repère R190), qui correspond à une zone de passage, on constate la même morphologie.

Sur le toit du D4 (toit Cambrien), on remarque que certaines zones à reliefs négatifs disparaissent, le seul qui reste est localisé dans les parages des puits MD93, MD393, MD89.

Le D5 a la même allure que le D4, avec des dépôts Ordoviciens.

V-3) Perméabilité :

Dans le R2, la distribution de la perméabilité est quelconque, avec un contraste positif autour des puits OMN82, OMO13, OMN72, OMN81.

On constate, dans la zone de passage, qu'aux environs du puits MD134, la perméabilité est hautement bénéfique. Il en est de même au niveau des puits OM1 et OMO712.

Les puits de la partie nord présentent une mauvaise perméabilité ; ceux de la zone 2, 20A et 20B, montrent des perméabilités relativement intéressantes.

V-4) Porosité :

On constate, pour le R2, qu'il y a des valeurs faibles au voisinage du puits MD93, et une autre plus près des puits MD105, MD285, MD121, MD50, MD377. Pour le reste, la distribution de la porosité est située entre 7% et 8.5%.

La zone de passage (ps) ne montre pas de contraste, mais une distribution également quelconque et parfois faible (omk102, OML88).

Au niveau du D4, on constate une dégradation de la porosité (cela a une seule explication, c'est le phénomène de silification), on est plus près de la discordance hercynienne.

Remarque :

La figure représentant la localisation des puits est reproduite sur un transparent.

VI-1) INTRODUCTION :

Pour étudier les corrélations entre les différents puits, nous allons utiliser l'analyse en composantes principales. Nous aurons nos informations sous forme de matrice de corrélation, laquelle est basée sur les variables suivantes:

- la perméabilité et la porosité des puits ;
- les pressions dans les différentes parties des puits: pression en tête du puits PT, pression de gisement PG, pression du fond PF ;
- le débit des puits Q ;
- l'indice de productivité IP ;
- la courbe de remontée de pression HK1;
- le premier rayon de drainage R1
- L'effet de peau SKIN
- la hauteur du réservoir HR.

VI-2) 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 [observations (= individus = puits), variables].

Variables	
	1.....j.....p
1	
.	
.	xij est la valeur pour l'individu i
.	de la variable j
Individus ixij
.	
n	

Exemple : Individus -> Variétés de blé
tendre d'hiver

Variables -> caractéristiques
phénologiques et morphologiques
quantifiées de ces variétés.

Une manière simple de visualiser le tableau précédent serait de réaliser le graphique des individus dans le système d'axes défini par les variables. C'est facilement réalisable avec 2 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 linéaires des variables initiales :

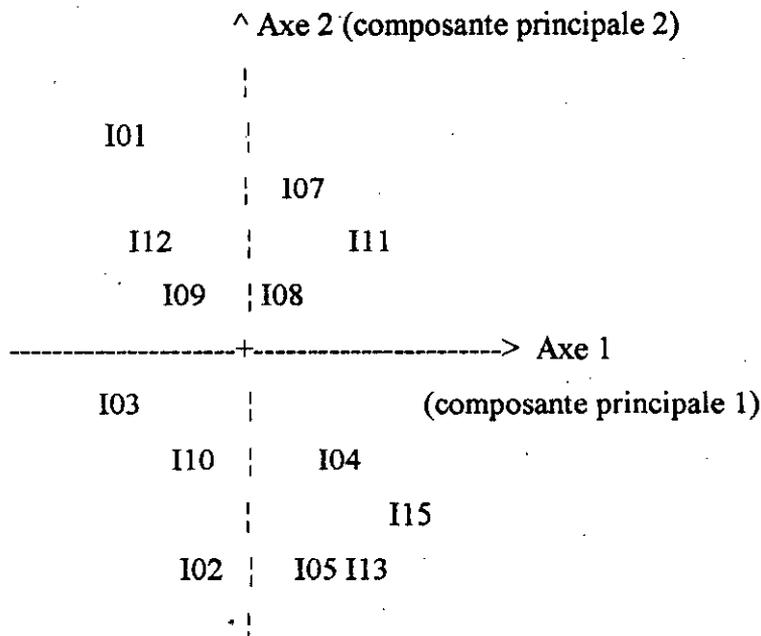
-> Ils sont hiérarchisés.

On veut réaliser des graphiques .On va choisir le premier axe pour qu'il nous apporte le maximum d'informations ,donc pour que les projections des individus sur cet axe soient les plus dispersées possible : 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.

Exemple : projection des individus dans le plan des 2 premières composantes principales .



==> les corrélations entre les variables initiales et les composantes principales nous permettront de juger de la contribution de nos variables initiales à la formation des différents axes.

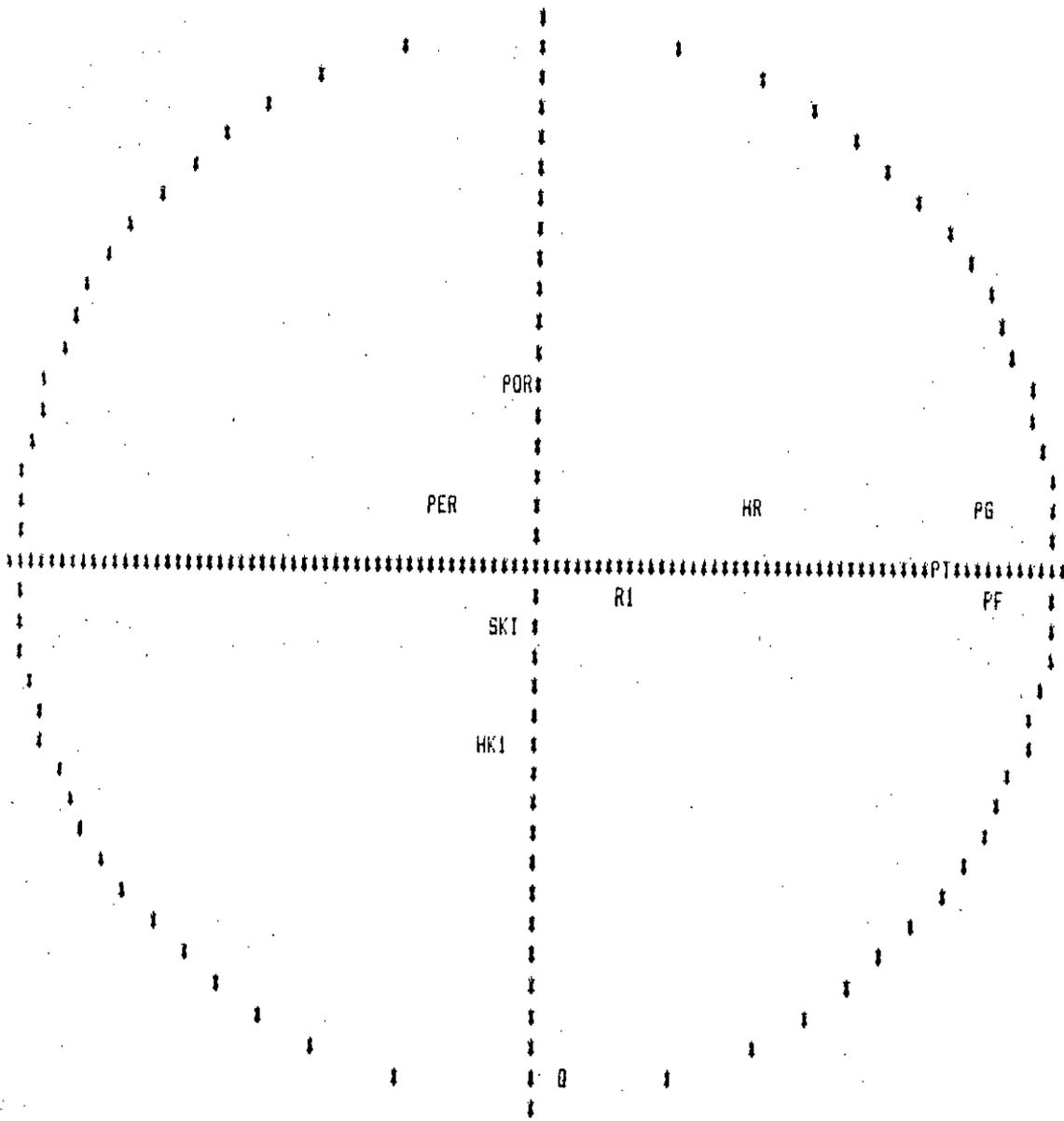
CORRELATIONS

	PERM	PORD	PG	PT	PF	Q	SKIN	IP	HK1	R1	HR
PERM	1.000										
PORD	0.440	1.000									
PG	-0.012	0.036	1.000								
PT	-0.024	-0.008	0.586	1.000							
PF	-0.108	-0.005	0.709	0.592	1.000						
Q	-0.023	-0.167	-0.034	0.059	0.070	1.000					
SKIN	0.036	-0.056	-0.005	-0.092	-0.093	-0.004	1.000				
IP	-0.012	-0.163	-0.067	0.041	0.076	0.937	0.014	1.000			
HK1	-0.002	-0.086	-0.044	-0.083	-0.022	-0.001	0.136	0.241	1.000		
R1	0.043	0.106	0.148	0.077	0.126	-0.037	0.418	0.045	0.281	1.000	
HR	-0.226	0.006	0.248	0.140	0.271	-0.047	0.017	-0.074	-0.096	0.088	1.000

fig VI-1 matrice de corrélations

PLAN 1 2 AXE 1 HORIZONTAL

AXE 2 VERTICAL



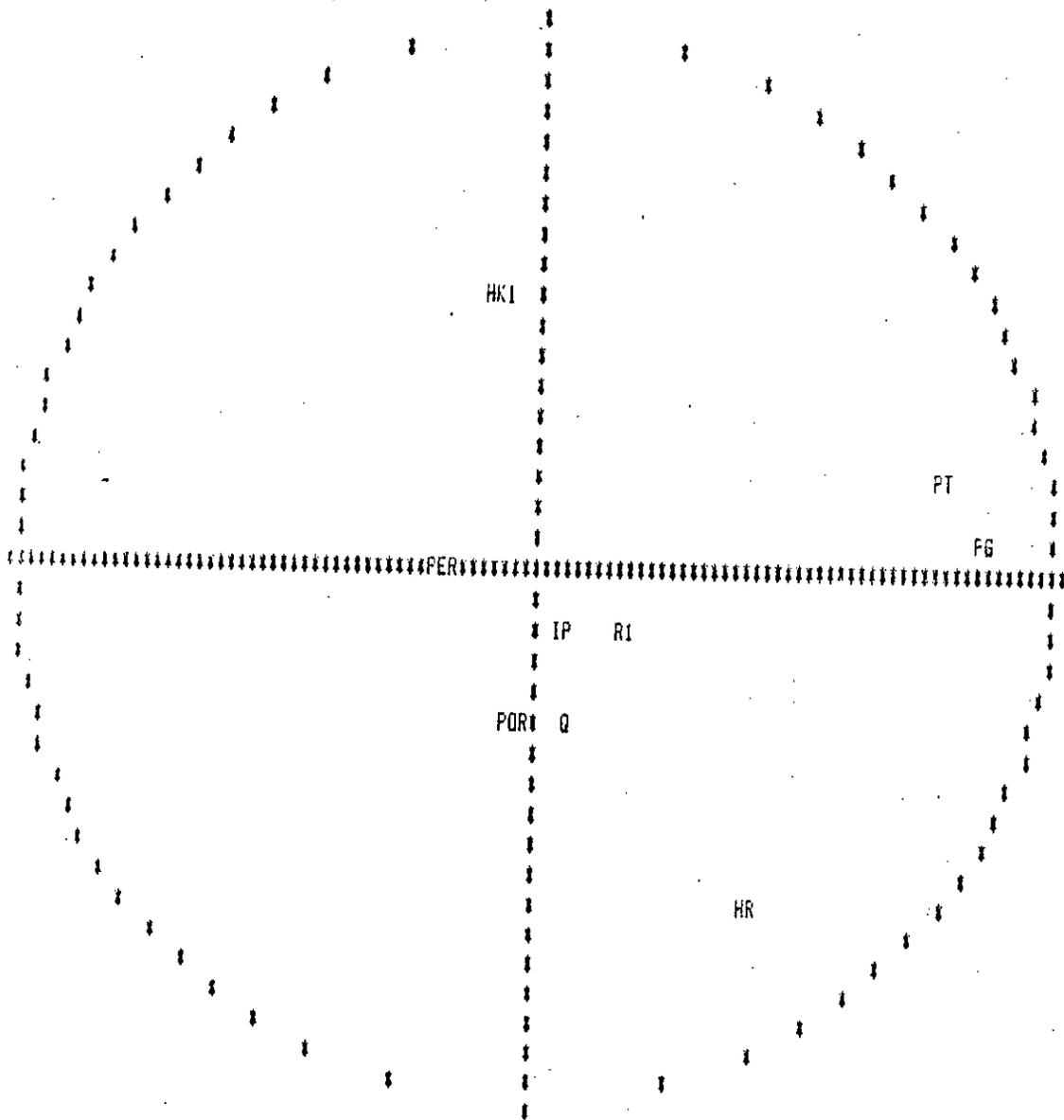
POINT VU : 0

POINT CACHE : IP

fig VI-2 cercle de corrélation

PLAN 1 5 AXE 1 HORIZONTAL

AXE 5 VERTICAL



POINT VU : FG
POINT VU : POR

POINT CACHE : PF
POINT CACHE : SKI

fig VI-4 cercle de corrélation

POINT VU : 001
POINT VU : 001
POINT VU : 006
POINT VU : 007
POINT VU : 007
POINT VU : 006
POINT VU : 006
POINT VU : 022
POINT VU : 005
POINT VU : 012
POINT VU : 022
POINT VU : 023
POINT VU : 019
POINT VU : 017
POINT VU : 038
POINT VU : 032
POINT VU : 022
POINT VU : 026
POINT VU : 040
POINT VU : 038
POINT VU : 049
POINT VU : 022
POINT VU : 020
POINT VU : 049
POINT VU : 019
POINT VU : 045
POINT VU : 045
POINT VU : 045
POINT VU : 055
POINT VU : 022
POINT VU : 028
POINT VU : 024
POINT VU : 032
POINT VU : 024
POINT VU : 060
POINT VU : 067
POINT VU : 006
POINT VU : 082
POINT VU : 044
POINT VU : 020
POINT VU : 019
POINT VU : 081
POINT VU : 022
POINT VU : 023
POINT VU : 027
POINT VU : 020
POINT VU : 026
POINT VU : 027
POINT VU : 051
POINT VU : 040
POINT VU : 045
POINT VU : 044
POINT VU : 084
POINT VU : 022
POINT VU : 023

POINT CACHE : 004
POINT CACHE : 008
POINT CACHE : 011
POINT CACHE : 013
POINT CACHE : 014
POINT CACHE : 015
POINT CACHE : 018
POINT CACHE : 025
POINT CACHE : 031
POINT CACHE : 033
POINT CACHE : 034
POINT CACHE : 035
POINT CACHE : 036
POINT CACHE : 037
POINT CACHE : 039
POINT CACHE : 043
POINT CACHE : 046
POINT CACHE : 047
POINT CACHE : 050
POINT CACHE : 054
POINT CACHE : 056
POINT CACHE : 057
POINT CACHE : 058
POINT CACHE : 059
POINT CACHE : 062
POINT CACHE : 063
POINT CACHE : 065
POINT CACHE : 066
POINT CACHE : 068
POINT CACHE : 069
POINT CACHE : 071
POINT CACHE : 072
POINT CACHE : 073
POINT CACHE : 074
POINT CACHE : 076
POINT CACHE : 078
POINT CACHE : 079
POINT CACHE : 083
POINT CACHE : 085
POINT CACHE : 086
POINT CACHE : 089
POINT CACHE : 090
POINT CACHE : 093
POINT CACHE : 094
POINT CACHE : 095
POINT CACHE : 097
POINT CACHE : 098
POINT CACHE : 099
POINT CACHE : 100
POINT CACHE : 103
POINT CACHE : 104
POINT CACHE : 105
POINT CACHE : 106
POINT CACHE : 107
POINT CACHE : 108

POINT VU : 028
POINT VU : 010
POINT VU : 088
POINT VU : 051
POINT VU : 027
POINT VU : 022
POINT VU : 101
POINT VU : 001
POINT VU : 075
POINT VU : 006
POINT VU : 017
POINT VU : 007
POINT VU : 075
POINT VU : 016
POINT VU : 032
POINT VU : 032
POINT VU : 027
POINT VU : 003
POINT VU : 122
POINT VU : 002
POINT VU : 003
POINT VU : 024
POINT VU : 029
POINT VU : 006
POINT VU : 012
POINT VU : 051
POINT VU : 024
POINT VU : 024
POINT VU : 077
POINT VU : 077
POINT VU : 087
POINT VU : 070
POINT VU : 060
POINT VU : 029
POINT VU : 024
POINT VU : 017
POINT VU : 126
POINT VU : 023
POINT VU : 012
POINT VU : 126
POINT VU : 017
POINT VU : 077
POINT VU : 032
POINT VU : 077
POINT VU : 051
POINT VU : 141
POINT VU : 032
POINT VU : 024
POINT VU : 017
POINT VU : 017
POINT VU : 016
POINT VU : 010
POINT VU : 141
POINT VU : 024

POINT CACHE : 109
POINT CACHE : 110
POINT CACHE : 111
POINT CACHE : 112
POINT CACHE : 113
POINT CACHE : 114
POINT CACHE : 116
POINT CACHE : 117
POINT CACHE : 118
POINT CACHE : 119
POINT CACHE : 120
POINT CACHE : 121
POINT CACHE : 123
POINT CACHE : 124
POINT CACHE : 125
POINT CACHE : 127
POINT CACHE : 128
POINT CACHE : 130
POINT CACHE : 131
POINT CACHE : 132
POINT CACHE : 133
POINT CACHE : 135
POINT CACHE : 137
POINT CACHE : 138
POINT CACHE : 139
POINT CACHE : 140
POINT CACHE : 142
POINT CACHE : 143
POINT CACHE : 144
POINT CACHE : 145
POINT CACHE : 146
POINT CACHE : 147
POINT CACHE : 148
POINT CACHE : 149
POINT CACHE : 150
POINT CACHE : 151
POINT CACHE : 152
POINT CACHE : 153
POINT CACHE : 154
POINT CACHE : 155
POINT CACHE : 156
POINT CACHE : 157
POINT CACHE : 159
POINT CACHE : 160
POINT CACHE : 161
POINT CACHE : 162
POINT CACHE : 163
POINT CACHE : 164
POINT CACHE : 165
POINT CACHE : 166
POINT CACHE : 167
POINT CACHE : 168
POINT CACHE : 169
POINT CACHE : 171

fig VI-5 représentations des puits

POINT VU : 006	POINT CACHE : 017	POINT VU : 044	POINT CACHE : 116
POINT VU : 007	POINT CACHE : 022	POINT VU : 024	POINT CACHE : 117
POINT VU : 012	POINT CACHE : 025	POINT VU : 031	POINT CACHE : 118
POINT VU : 015	POINT CACHE : 032	POINT VU : 027	POINT CACHE : 119
POINT VU : 015	POINT CACHE : 033	POINT VU : 088	POINT CACHE : 120
POINT VU : 004	POINT CACHE : 040	POINT VU : 077	POINT CACHE : 123
POINT VU : 031	POINT CACHE : 049	POINT VU : 038	POINT CACHE : 124
POINT VU : 001	POINT CACHE : 053	POINT VU : 060	POINT CACHE : 125
POINT VU : 005	POINT CACHE : 055	POINT VU : 044	POINT CACHE : 127
POINT VU : 001	POINT CACHE : 064	POINT VU : 050	POINT CACHE : 128
POINT VU : 037	POINT CACHE : 066	POINT VU : 012	POINT CACHE : 131
POINT VU : 002	POINT CACHE : 067	POINT VU : 046	POINT CACHE : 132
POINT VU : 008	POINT CACHE : 069	POINT VU : 092	POINT CACHE : 133
POINT VU : 034	POINT CACHE : 072	POINT VU : 060	POINT CACHE : 136
POINT VU : 035	POINT CACHE : 073	POINT VU : 088	POINT CACHE : 139
POINT VU : 047	POINT CACHE : 074	POINT VU : 012	POINT CACHE : 141
POINT VU : 037	POINT CACHE : 075	POINT VU : 113	POINT CACHE : 142
POINT VU : 031	POINT CACHE : 076	POINT VU : 012	POINT CACHE : 143
POINT VU : 020	POINT CACHE : 083	POINT VU : 045	POINT CACHE : 148
POINT VU : 044	POINT CACHE : 085	POINT VU : 137	POINT CACHE : 149
POINT VU : 016	POINT CACHE : 090	POINT VU : 013	POINT CACHE : 150
POINT VU : 038	POINT CACHE : 093	POINT VU : 050	POINT CACHE : 151
POINT VU : 054	POINT CACHE : 095	POINT VU : 077	POINT CACHE : 152
POINT VU : 019	POINT CACHE : 100	POINT VU : 001	POINT CACHE : 153
POINT VU : 050	POINT CACHE : 103	POINT VU : 060	POINT CACHE : 156
POINT VU : 020	POINT CACHE : 104	POINT VU : 007	POINT CACHE : 157
POINT VU : 018	POINT CACHE : 106	POINT VU : 138	POINT CACHE : 160
POINT VU : 077	POINT CACHE : 108	POINT VU : 121	POINT CACHE : 161
POINT VU : 043	POINT CACHE : 109	POINT VU : 010	POINT CACHE : 163
POINT VU : 006	POINT CACHE : 110	POINT VU : 008	POINT CACHE : 166
POINT VU : 088	POINT CACHE : 111	POINT VU : 091	POINT CACHE : 169
POINT VU : 036	POINT CACHE : 112	POINT VU : 091	POINT CACHE : 171
POINT VU : 060	POINT CACHE : 114	POINT VU : 007	POINT CACHE : 173
POINT VU : 046	POINT CACHE : 115		

fig VI-6 représentations des puits

POINT VU : 038	POINT CACHE : 039	POINT VU : 063	POINT CACHE : 104
POINT VU : 018	POINT CACHE : 041	POINT VU : 044	POINT CACHE : 105
POINT VU : 011	POINT CACHE : 043	POINT VU : 072	POINT CACHE : 108
POINT VU : 044	POINT CACHE : 048	POINT VU : 068	POINT CACHE : 109
POINT VU : 026	POINT CACHE : 050	POINT VU : 034	POINT CACHE : 113
POINT VU : 018	POINT CACHE : 054	POINT VU : 016	POINT CACHE : 124
POINT VU : 017	POINT CACHE : 055	POINT VU : 011	POINT CACHE : 125
POINT VU : 053	POINT CACHE : 059	POINT VU : 011	POINT CACHE : 127
POINT VU : 063	POINT CACHE : 066	POINT VU : 046	POINT CACHE : 129
POINT VU : 029	POINT CACHE : 071	POINT VU : 131	POINT CACHE : 133
POINT VU : 009	POINT CACHE : 073	POINT VU : 011	POINT CACHE : 135
POINT VU : 072	POINT CACHE : 074	POINT VU : 051	POINT CACHE : 139
POINT VU : 001	POINT CACHE : 075	POINT VU : 019	POINT CACHE : 140
POINT VU : 067	POINT CACHE : 076	POINT VU : 024	POINT CACHE : 142
POINT VU : 063	POINT CACHE : 077	POINT VU : 136	POINT CACHE : 143
POINT VU : 026	POINT CACHE : 078	POINT VU : 128	POINT CACHE : 147
POINT VU : 020	POINT CACHE : 081	POINT VU : 065	POINT CACHE : 148
POINT VU : 044	POINT CACHE : 085	POINT VU : 023	POINT CACHE : 149
POINT VU : 010	POINT CACHE : 086	POINT VU : 072	POINT CACHE : 150
POINT VU : 080	POINT CACHE : 087	POINT VU : 141	POINT CACHE : 151
POINT VU : 051	POINT CACHE : 089	POINT VU : 013	POINT CACHE : 153
POINT VU : 010	POINT CACHE : 090	POINT VU : 126	POINT CACHE : 155
POINT VU : 046	POINT CACHE : 091	POINT VU : 016	POINT CACHE : 156
POINT VU : 020	POINT CACHE : 092	POINT VU : 114	POINT CACHE : 157
POINT VU : 020	POINT CACHE : 093	POINT VU : 025	POINT CACHE : 160
POINT VU : 027	POINT CACHE : 095	POINT VU : 119	POINT CACHE : 161
POINT VU : 064	POINT CACHE : 096	POINT VU : 072	POINT CACHE : 166
POINT VU : 047	POINT CACHE : 098	POINT VU : 037	POINT CACHE : 167
POINT VU : 046	POINT CACHE : 102	POINT VU : 114	POINT CACHE : 169
POINT VU : 067	POINT CACHE : 103	POINT VU : 065	POINT CACHE : 175

fig VI-7 représentations des puits

tableau 6
identification des puits

référence	puits	zone	référence	puits	zone
1	MD10	20A	88	OMK112	4
2	MD30	20A	89	OMK13	4
3	MD77	20A	90	OMK132	4
4	MD85	20A	91	OMK14	4
5	MD88	20A	92	OMK141	4
6	MD92	20A	93	OMK142	4
7	MD94	20A	94	OMN56	4
8	MD102	20A	95	OMN56B	4
9	MD106	20A	96	OMN57	4
10	MD115	20A	97	OMN653	4
11	MD123	20A	98	OMN662	4
12	MD129	20A	99	OMN67	4
13	MD134	20A	100	OMN75	4
14	MD160	20A	101	OMN77	4
15	MD172	20A	102	OMN77B	4
16	MD177	20A	103	OMN772	4
17	MD190	20A	104	OMN781	4
18	MD203	20A	105	OMN852	4
19	MD240	20A	106	OMN853B	4
20	MD265	20A	107	OMN86	4
21	MD270	20A	108	OMN871	4
22	MD380	20A	109	OMN872	4
23	MD384	20A	110	OMO152	4
24	MD400	20A	111	OMO16	4
25	MD416	20A	112	OMO17	4
26	MD443	20A	113	OMO172	4
27	MD449	20A	114	OMO27	4
28	MD455	20A	115	MD13	2E
29	MD460	20A	116	MD43	2E
30	MD03	20B	117	MD59	2E
31	MD14	20B	118	MD62	2E
32	MD46	20B	119	MD99	2E
33	MD101	20B	120	MD146	2E
34	MD104	20B	121	MD162	2E
35	MD117	20B	122	MD253	2E
36	MD138	20B	123	MD273	2E
37	MD152	20B	124	MD280	2E
38	MD159	20B	125	MD293	2E
39	MD174	20B	126	MD296	2E
40	MD325	20B	127	MD300	2E
41	MD360	20B	128	MD303	2E
42	OM81	7	129	MD304	2E
43	OMO13	7	130	MD19	2S
44	OMO14	7	131	MD32	2S
45	OMO142	7	132	MD50	2S

tableau 6
identification des puits

46	OMO15	7	133	MD65	2S
47	OMO24b	7	134	MD89	2S
48	OMO242	7	135	MD93	2S
49	OMO252	7	136	MD97	2S
50	OMO343	7	137	MD105	2S
51	OMO35	7	138	MD121	2S
52	OMO353	7	139	MD125	2S
53	OMO362	7	140	MD147	2S
54	OMO37	7	141	MD285	2S
55	OMO38	7	142	MD288	2S
56	OMO452	7	143	MD292	2S
57	OMO46	7	144	MD365	2S
58	OMO461	7	145	MD377	2S
59	OMO462	7	146	MD391	2S
60	OMO47	7	147	MD392	2S
61	OMO56	7	148	MD393	2S
62	MD44	6	149	MD415	2S
63	MD184	6	150	MD425	2S
64	OM1	6	151	MD439	2S
65	OMO502	6	152	MD440	2S
66	OMO51	6	153	OM6	2N
67	OMO602	6	154	OMN31	2N
68	OMO61	6	155	OMN40	2N
69	OMO62	6	156	OMN402	2N
70	OMO701	6	157	OMN41	2N
71	OMO712	6	158	OMN42	2N
72	OMO72	6	159	OMN51	2N
73	OMO82	6	160	OMN522	2N
74	OMJ62	4	161	OMN53	2N
75	OMJ71	4	162	OMN541	2N
76	OMJ712	4	163	OMN55	2N
77	OMJ713	4	164	OMN61	2N
78	OMJ721	4	165	OMN622	2N
79	OMJ73	4	166	OMN63	2N
80	MJ732	4	167	OMN64	2N
81	OMJ74	4	168	OMN70	2N
82	OMJ802B	4	169	OMN702	2N
83	OMJ812	4	170	OMN71	2N
84	OMJ82	4	171	OMN72	2N
85	OMJ822	4	172	OMN73	2N
86	OMJ832	4	173	OMN733	2N
87	OMK102	4	174	OMN81	2N
			175	OMN82	2N

VI) Résultats et Conclusions :

D'après la matrice de corrélations (fig VI-1) et les cercles de corrélations (fig VI-2 à fig VI-4), on peut constater ce qui suit :

1. Le premier axe est représenté par la prédominance des pressions (voir fig VI-2 ,axe 1), et d'après la matrice de corrélations on trouve que la corrélation entre ces trois pressions est de :
 - 58.6% entre PG et PT ;
 - 59.2% entre PF et PT ;
 - 70.9% entre PF et PG .
2. Le deuxième axe est représenté par IP et le débit Q, leur coefficient de corrélation qui est de 93.7% confirme cette relation.
3. Le troisième axe est représenté par R1 et SKIN, avec un coefficient de corrélation de 41.8%.
4. Le quatrième axe est représenté par la perméabilité et la porosité, avec un coefficient de corrélation de 44%.
5. Le cinquième axe est représenté par l'opposition de HK1 et HR : cette conclusion est confirmée par le signe négatif de leur coefficient de corrélation, lequel est de -0.096 .

L'identification des puits étudiés est reproduite sur le tableau 6.

En connaissant les caractéristiques des cinq axes, et ayant les représentations des puits (fig VI-5 à fig VI-7) dans les cercles de corrélations, on peut identifier les puits qui ont les mêmes caractéristiques.

On constate que les puits qui se rassemble autour des ces caractéristique sont majoritairement de même zone.

VII-1) Introduction :

La détection des fractures et des fissures devient un problème important dans l'étude des gisements pétrolifères. Les zones fracturées sont intéressantes et donc recherchées, à cause du drainage supplémentaire et de l'accroissement notable de perméabilité qu'elles produisent.

On peut admettre que les fractures ont certaines caractéristiques :

- Elles sont à peu près perpendiculaires au pendage; cela n'exclut pas la possibilité de fractures horizontales, bien que celles-ci soient moins fréquentes et moins étendues que les fractures subverticales.
- Elles sont orientées selon une (ou quelques) direction(s) préférentielle(s); les fractures étant, en général, le résultat de tensions tectoniques. Il est couramment admis, à la suite de nombreuses observations, que la direction prédominante des fractures coïncide avec l'orientation générale des failles de la région. [SCHLUMBERGER79]

Les zones fracturées sont soupçonnées pour les raisons suivantes :

- imprécision locale des enregistrements sismiques;
- extrapolation d'observations sur des affleurements;
- augmentation de vitesse d'avancement du trépan;
- présence de cristaux dans les déblais de forage;
- faible récupération lors du forage;
- résultats de tests incompatibles avec les porosités et perméabilités connues ou estimées;
- carottes fracturées.

VII-2) Méthode de détermination des zones fracturées :

Pour déterminer les zones fracturées, nous allons estimer leur plan de fracture, à l'aide des données des carottes .

Nous allons prendre, pour chaque puits, les perméabilités supérieures à 100 Md , et noter leur profondeur correspondante (tableau 7). Les perméabilités ont été regroupées par classes, de la manière suivante :

- classe P100 : perméabilité variant entre 100 et 200 Md;
- classe P200 : " " " 200 et 300 Md;

tableau 7
classification des puits selon leur perméabilité

Puits	P9000	P8000	P7000	P6000	P5000	P4000	P3000	P2000	P1800	P1700	P1600	P1500	P1400	p1300	p1200	p1100	p1000	p900	p800	p700	p600	p500	p400	p300	p200	p100			
	profondeurs																												
MD3																						3214	3220	3187	3193	3203			
MD10																				3205				3212	3205	3201			
MD13																								3181	3146	3137			
MD14														3169		3173		3178		3170	3176			3173	3176	3214	3227		
MD19								3163	3160													3164	3151	3203	3146	3153			
MD30										3151																3169	3171		
MD32																	3168										3176		
MD43													3164									3168		3161		3168	3161		
MD44																										3173	3162		
MD46																									3168		3166		
MD50																					3167				3169	3172	3176		
MD59																								3234	3215		3234		
MD62																									3169		3170		
MD65																										3185	3189		
MD77																									3203		3202		
MD85									3120													3179	3195		3171	3171	3168		
MD88																				3179			3181	3182	3180	3183	3176		
MD89																3149			3154			3141		3143	3136	3164	3149		
MD92																											3174		
MD93									3169		3170		3159		3121		3129		3146		3152		3166	3114	3151	3105	3134		
MD94																						3217	3221				3173		
MD97																							3193	3163	3162	3151	3163		
MD99			3231		3226																3235			3291	3264	3223	3195		
MD101																							3243		3215	3256	3228		
MD102									3211																3213	3207			
MD104																							3248		3193		3187		
MD105																							3221			3255	3195		
MD106																								3246	3183		3250		
MD115									3247																3248	3205	3248		
MD117																							3205	3218	3199	3203	3219		
MD121											3133															3241	3180		
MD123																									3133	3177			
MD125																													
MD129									3189			3161														3246	3166	3194	
MD134																										3235		3147	
MD138											3202									3215						3185	3230		
MD146																										3227	3156	3209	
MD147																							3137		3143	3195	3222		
MD152																								3217	3183	3233	3231		
MD159																									3204	3205	3231		
MD160																							3188	3251			3255		
MD162																			3218						3267	3202	3221		
MD172																										3217	3203		
MD174																									3225	3206	3220		
MD177									3223																3174		3169	3171	
MD184																			3170	3131	3184	3171		3135	3147	3168	3159		
MD190																								3133	3134		3130	3196	3134
MD203															3224												3182	3145	
MD240																3177							3241	3184	3214	3177	3207	3174	

- classe P400:	"	"	"	400et 500Md;
- classe P500:	"	"	"	500et 600Md;
- classe P600:	"	"	"	600et 700Md;
- classe P700:	"	"	"	700et 800Md;
- classe P800:	"	"	"	800et 900Md;
- classe P900:	"	"	"	900et 1000Md;
- classe P1000:	"	"	"	1000et 1100Md;
- classe P1100:	"	"	"	1100et 1200Md;
- classe P1200:	"	"	"	1200 et 1300 Md;
- classe P1300:	"	"	"	1300et 1400Md;
- classe P1400:	"	"	"	1400et 1500Md;
- classe P1500:	"	"	"	1500et 1600Md;
- classe P1600:	"	"	"	1600et 1700Md;
- classe P1700:	"	"	"	1700et 1800Md;
- classe P1800:	"	"	"	1800et 1900Md;
- classe P2000 :	"	"	"	2000 et 3000 Md;
- classe P3000:	"	"	"	3000et 4000Md;
- classe P4000:	"	"	"	4000et 5000Md;
- classe P5000:	"	"	"	5000et 6000Md;
- classe P6000:	"	"	"	6000et 7000Md;
- classe P7000:	"	"	"	7000et 8000Md;
- classe P8000:	"	"	"	8000et 9000Md;
- classe P9000:	"	"	"	<9000 Md;

D'après les données du tableau, on peut déterminer les plans de fractures.

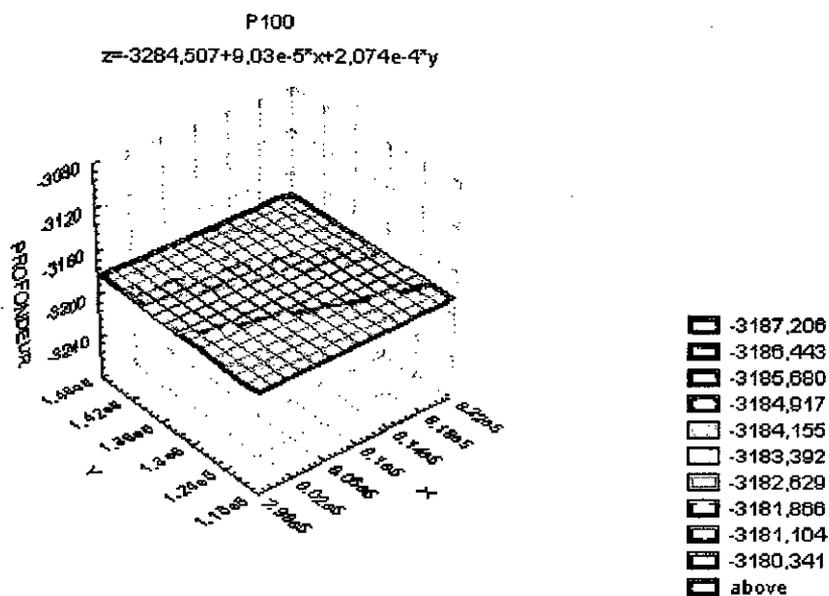


Fig VII-1 plan de fracture
de la classe P100

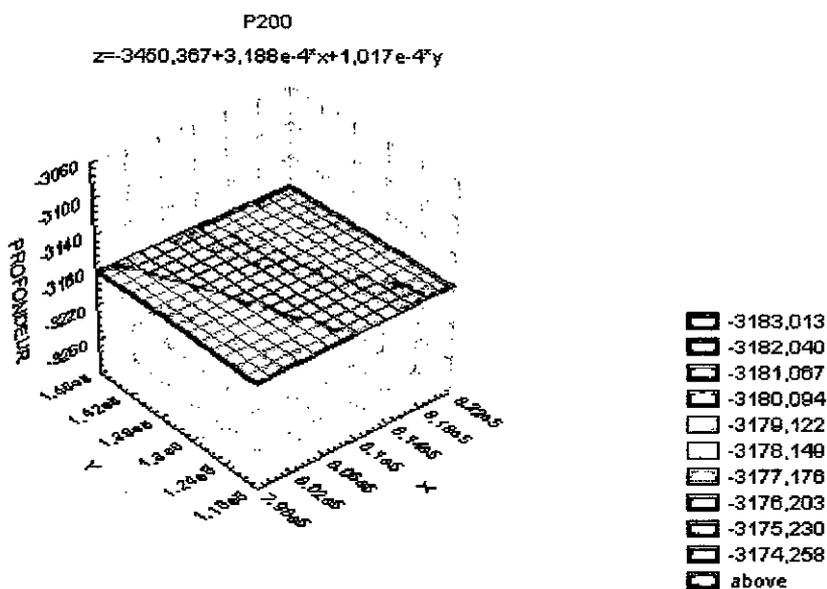


Fig VII-2 plan de fracture
de la classe P200

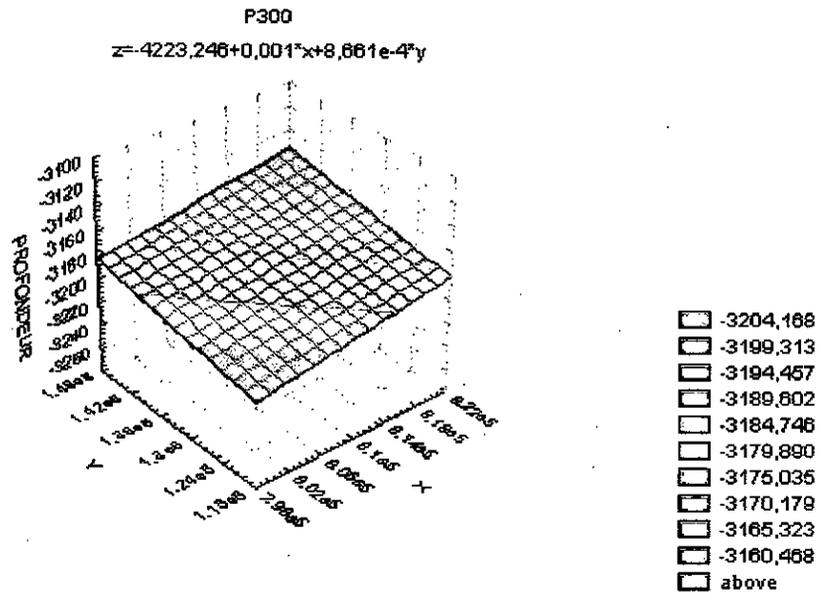


Fig VII-3 plan de fracture
de la classe P300

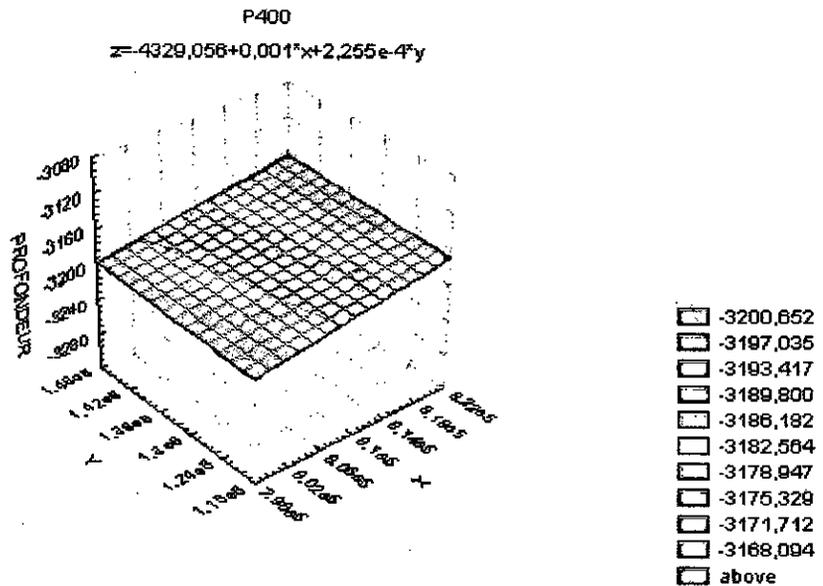


Fig VII-4 plan de fracture
de la classe P400

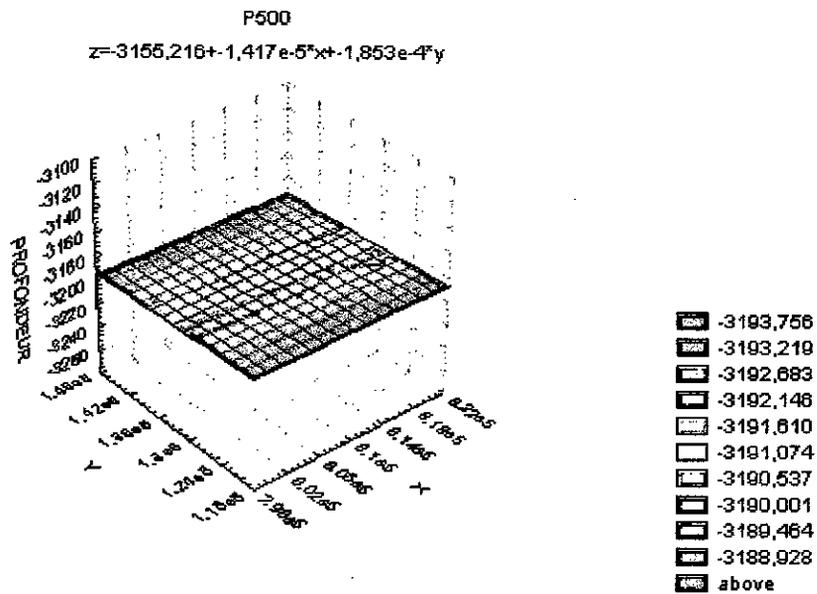


Fig VII-5 plan de fracture
de la classe P500

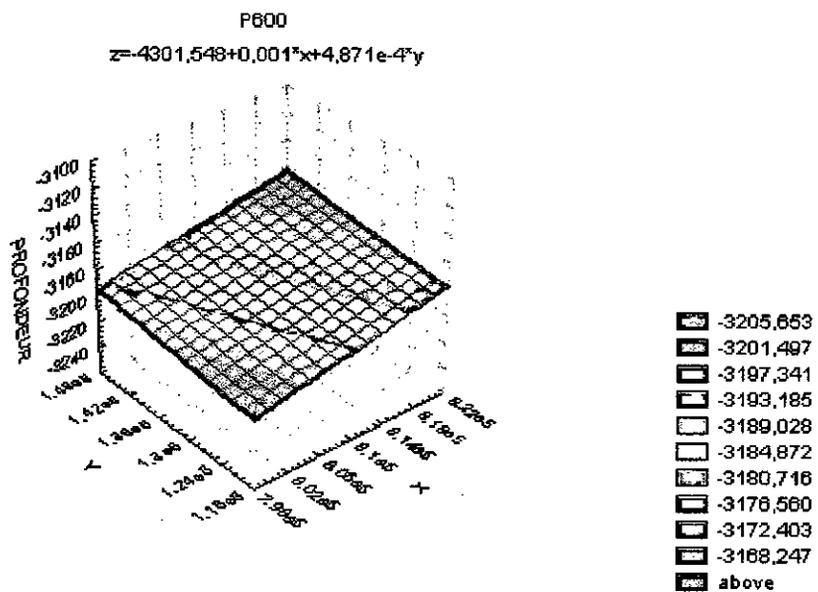


Fig VII-6 plan de fracture
de la classe P600

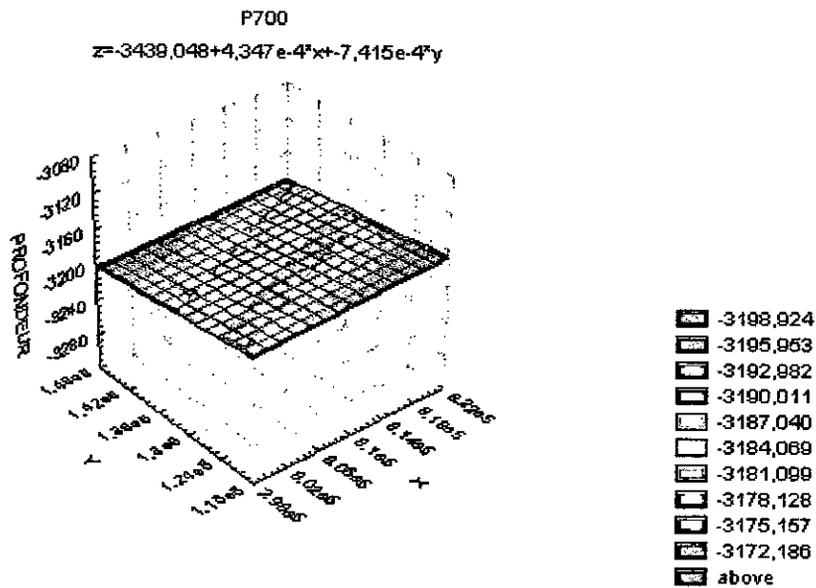


Fig VII-7 plan de fracture
de la classe P700

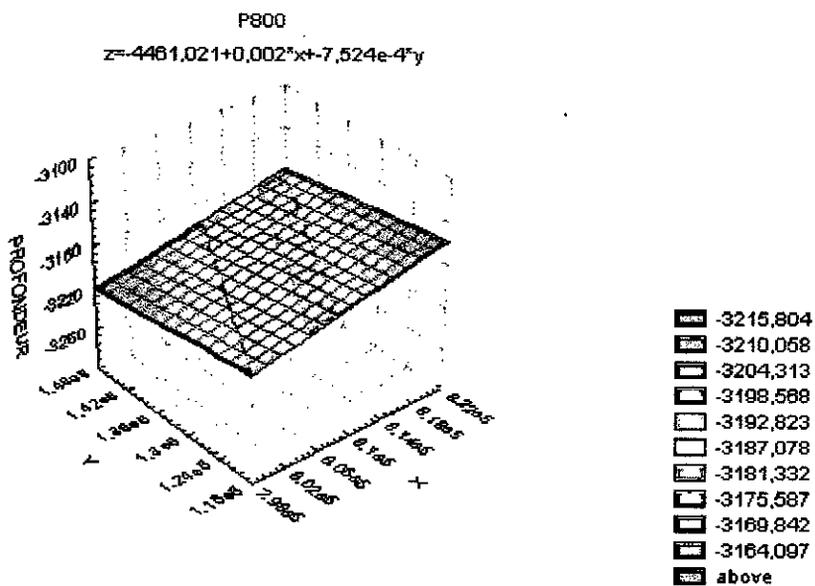


Fig VII-8 plan de fracture
de la classe P800

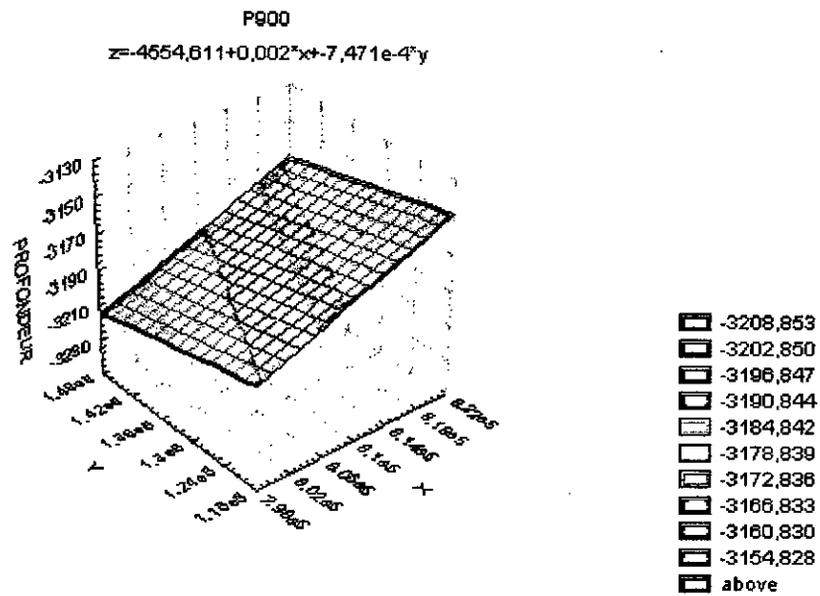


Fig VII-9 plan de fracture
de la classe P900

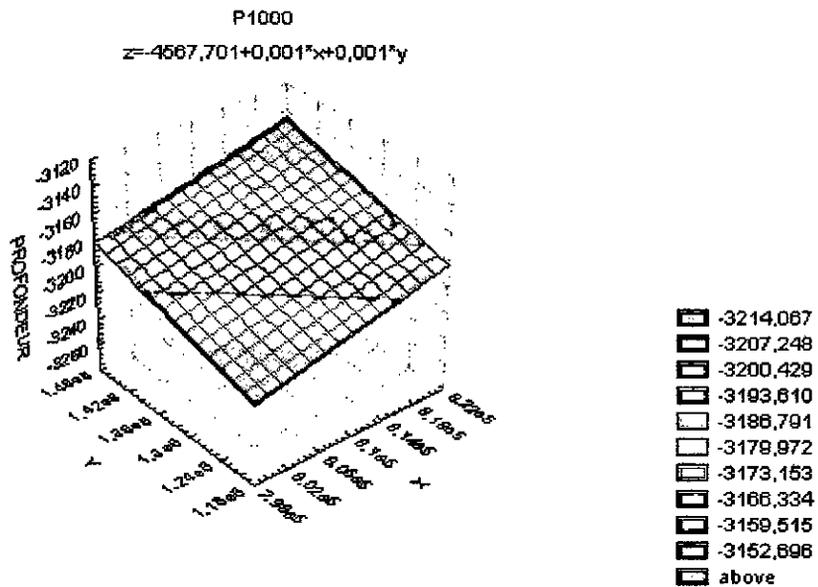


Fig VII-10 plan de fracture
de la classe P1000

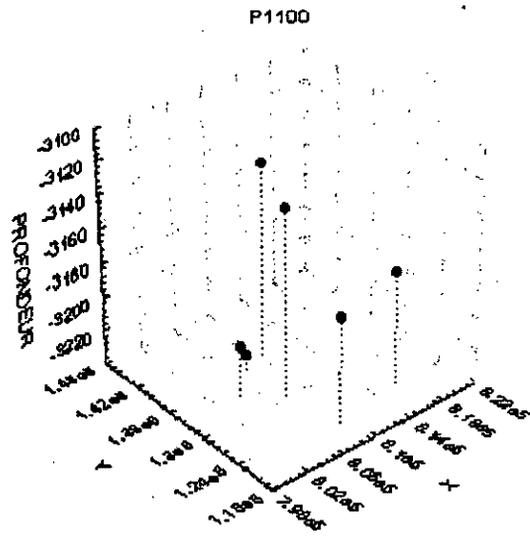


Fig VII-11 diagramme triangulaire de la classe P1100

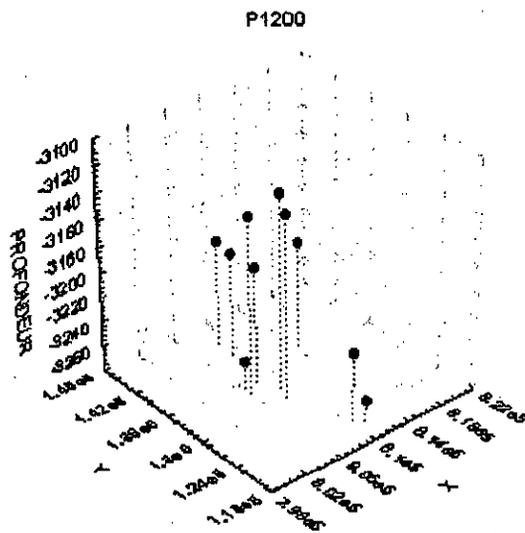


Fig VII-12 diagramme triangulaire de la classe P1200

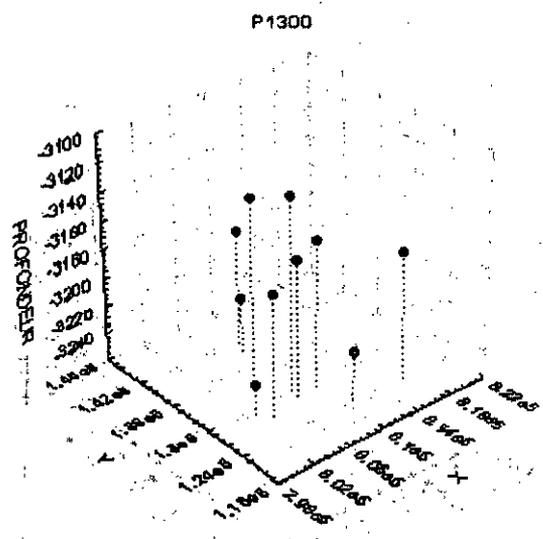


Fig VII-13 diagramme triangulaire de la classe P1300

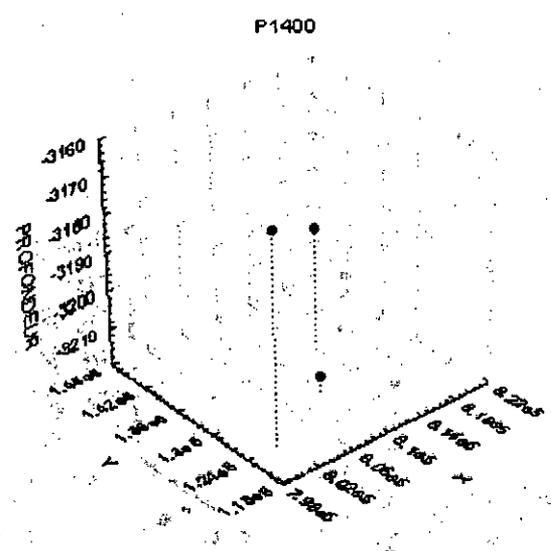


Fig VII-14 diagramme triangulaire de la classe P1400

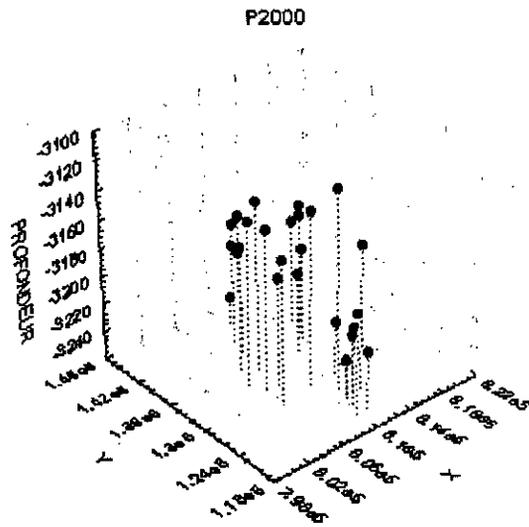


Fig VII-19 diagramme triangulaire
de la classe P2000

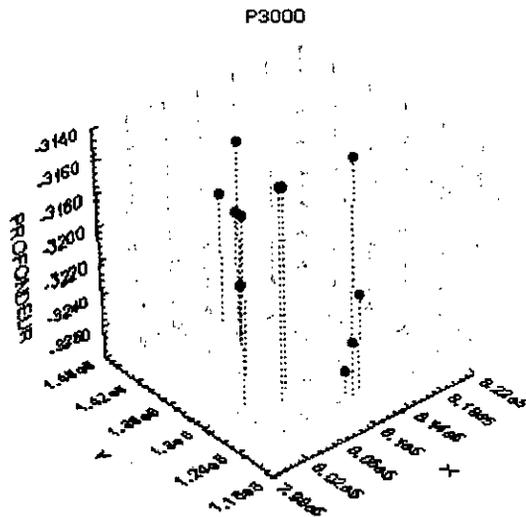


Fig VII-20 diagramme triangulaire
de la classe P3000

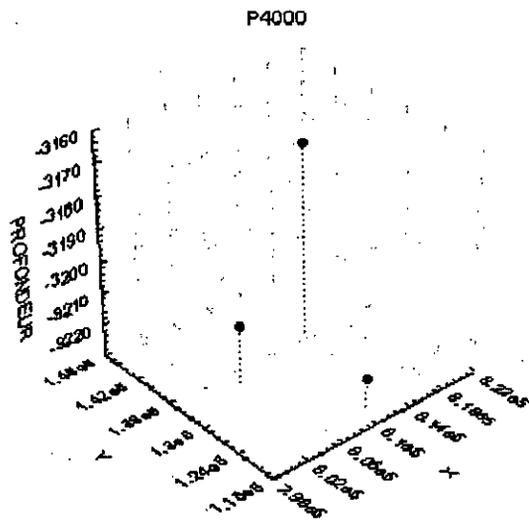


Fig VII-21 diagramme triangulaire de la classe P4000

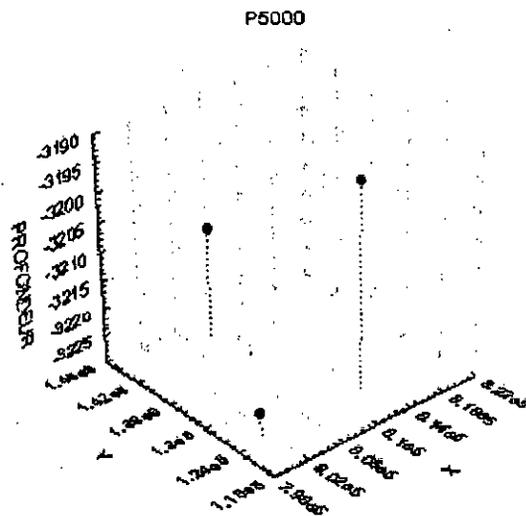


Fig VII-22 diagramme triangulaire de la classe P5000

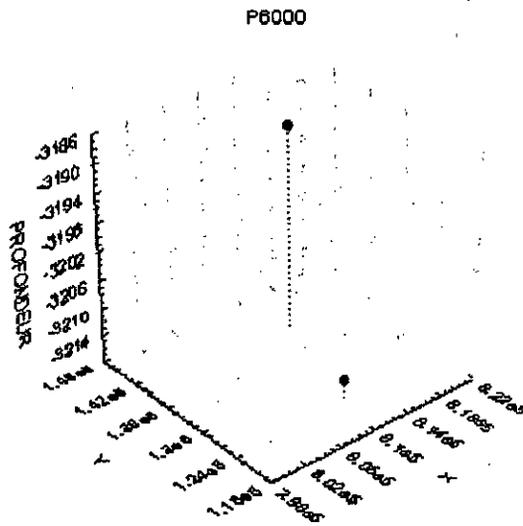


Fig VII-23 diagramme triangulaire de la classe P6000

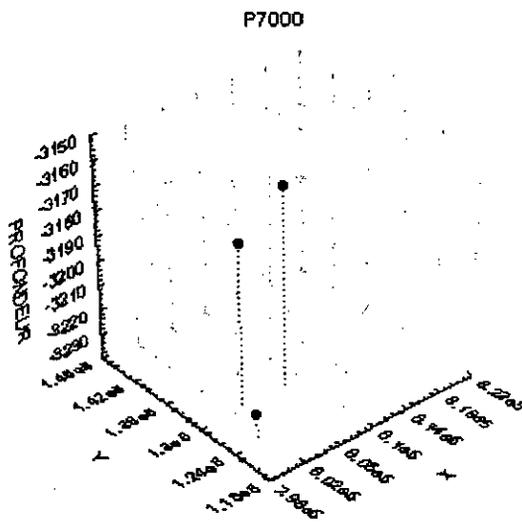


Fig VII-24 diagramme triangulaire de la classe P7000

VII-3) Résultats et Conclusion :

Les classes les plus représentatives sont la classe P100 qui représente 164 puits, soit un pourcentage de 90.61%, et la classe P200 qui représente 127 puits soit 70.17%.

Le diagramme triangulaire X, Y et profondeur (fig VII-1 à fig VII-10) montre que les fractures n'appartiennent pas au même système, et que leur évolution change de direction (le réservoir est le siège d'événements tectoniques complexes).

Remarque :

Du au nombre insuffisant de données pour les classes P1100 et plus, le diagramme triangulaire sera représenté par des points (fig VII-11 à fig VII-26) et non pas par des plans.

On peut conclure que :

1. Les puits, malgré leur regroupement en zones, montrent une hétérogénéité très évidente.
2. La loi de distribution (perméabilité et porosité), n'est pas linéaire, le coefficient « a » lié à la taille des grains et à la nature du ciment montre des valeurs très inférieures à 1, ce qui correspond à une granulométrie très variable et à un ciment de la même nature (minéraux argileux et silice secondaire), très dispersés dans le réservoir.
3. La fracturation montre une évolution dans le réservoir, localisée à des profondeurs différentes, ce qui correspond vraisemblablement à des phases tectoniques différentes.
4. La statistique descriptive permet de classer les puits des six zones en fonction des variables utilisées, ce qui témoigne de l'hétérogénéité à l'échelle des puits et des zones.

CALOT.G.

Cours de Statistique Descriptive, édition DUNOD, Paris 1965.

CHABOU.M.C.

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'Amesmesssa.

PFE, ENP Alger 1996.

DJADOUN.A

Etude Géologique de la Zone 24 du Champ de Hassi-Messaoud.

I.A.P- Boumerdès 1979

GRAIS B.

Méthodes Statistiques, édition DUNOD, Paris 1978.

NELSON.P.H

Permeability-Porosity Relationsips in Sedimentary Rocks.

U.S. Geological Survey, Denver, Colorado 1994

SCHLUMBERGER

Well Evaluation Conference 1979, Services techniques SCHLUMBERGER,

France 1979.

SCHWARTZ.D

Méthodes Statistiques a l'usage des Médecins et des Biologistes,

Editeurs: Flammarlon et C^{ie}

Groupe d'auteurs

L'Exploitation des Gisements d'Hydrocarbures, édition TECHNIP, Paris 1974.

Les logiciels utilisés :

- Winsurf 5.01, 1994.
- Graf4win 1.22, 1993.
- Origin 3.5, 1991.
- STATISTICA 5.1, 1996.
- Microsoft Excel 97, 1997.