

98

NS 15674

(3)

Don

ECOLE NATIONALE DES PONTS ET CHAUSSEES

**CARACTERISATION DE L'ESPACE POREUX
DE ROCHES SEDIMENTAIRES
PAR L'ETUDE D'EQUILIBRES CAPILLAIRES**

THESE
présentée par

Antoine ISKANDAR

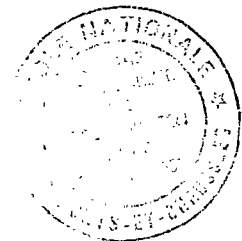
pour obtenir le titre de

DOCTEUR

de l'ECOLE NATIONALE DES PONTS ET CHAUSSEES

en

GEOLOGIE DE L'INGENIEUR



Soutenue le 19 décembre 1990
devant le jury composé de :

**MM M. ARNOULD
J. BILLIOTTE
J. ESTEOULE
J. AUROUZE
J. CHAUVIN**

**Président
Rapporteur**



10

)

AVANT-PROPOS

Qu'il me soit permis d'exprimer ici ma gratitude à toutes les personnes qui m'ont apporté soutien, conseils et assistance à l'occasion de cette recherche.

En premier lieu mes remerciements vont à M. le professeur Marcel ARNOULD Professeur à l'Ecole des Mines de Paris et Professeur Honoraire à l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées, pour l'accueil qu'il m'a réservé au Centre de Géologie de l'Ingénieur de l'Ecole des Mines de Paris et pour la confiance qu'il m'a accordée tout au long de ce travail.

M. BILLIOTTE Joël, Maître de conférence à l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées et Ingénieur de recherche à l'Ecole des Mines de Paris qui par ses précieux conseils et critiques a orienté ce travail et qui a accepté d'en être le rapporteur, soit ici vivement remercié.

M. le Professeur ESTEOULE Jacques, Professeur à l'INSA de Rennes, m'a fait l'honneur de participer au jury en qualité de rapporteur. C'est pour moi le témoignage d'un intérêt dont je lui suis très reconnaissant.

M. le Professeur AUROUZE Jean, Professeur à L'Université de Bordeaux I, a bien voulu accepter d'examiner ce travail et me faire l'honneur de participer au jury. Je l'en remercie très vivement.

M. le Professeur CHAUVIN Jacques, Professeur à l'Université de Paris VI, m'a accueilli dans son laboratoire à l'Institut de Mécanique des Fluides à Marseille lors de mon arrivée en France en 1981. Par son soutien et ses encouragements j'ai franchi avec succès les premières étapes de ma scolarité en France. Je le remercie particulièrement pour son humanisme et pour l'intérêt qu'il manifeste pour mon travail en m'honorant de sa présence dans ce jury.

Mme AUDIGUIER Martine, Ingénieur de recherche à l'Ecole des Mines de Paris, m'a accordé son amitié et a sans nul doute enrichi ce travail tant par son aide et sa disponibilité lors de la réalisation des mesures expérimentales que par ses longs et patients échanges de vues et de critiques. Qu'elle trouve ici l'expression de ma profonde gratitude.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à mes camarades du Centre de Géologie de l'Ingénieur, permanents et élèves chercheurs qui m'ont écouté, conseillé, aidé et supporté tout au long de cette recherche. Que tous trouvent ici mes plus chaleureux remerciements.

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont participé à la réalisation de ce document, MM. LABERTHONNIERE, LESAFFRE, TRICOT du Centre de Géologie de l'Ingénieur et Mme. LEGAL du service de reprographie de l'Ecole des Mines.

J'adresse mes remerciements à MM HIRSCH et LAGARDERE, Directeurs de l'Ecole Nationale des Ponts et Chaussées, et M. VELTZ Directeur de la Recherche pour la bourse qui m'a été attribuée.

Que mon épouse et ma famille, qui n'ont cessé de m'encourager et de me reconforter tout au long de ce travail veuillent bien trouver ici l'expression de ma tendre reconnaissance.

RESUME

Ce travail est une contribution à la caractérisation de l'espace poreux des roches sédimentaires, par l'étude des équilibres capillaires dans une vingtaine d'échantillons provenant de divers horizons géologiques et géographiques; ce en relation avec une connaissance fine de la texture de ces roches.

Les caractéristiques pétrographiques des roches étudiées ont été définies grâce à la combinaison de divers moyens classiques: observation visuelle, lames minces, photographies au microscope électronique à balayage (MEB) et diffraction des rayons X. Quant aux caractéristiques pétrophysiques, 3 ont été mesurées: il s'agit de la porosité, de la perméabilité, et du facteur de formation.

L'analyse de la texture a été envisagée à partir de deux techniques basées sur l'étude de la répartition d'un couple de fluides non miscibles (air-eau et mercure-vapeur) dans les réseaux poreux. Il s'agit de la méthode des états restaurés et de porosimétrie au mercure. Elles permettent l'obtention de courbes de pression capillaire en fonction de la saturation (courbe P_f et courbe porosimétrique). De ces courbes on déduit plusieurs paramètres qui sont en relation avec la géométrie de l'espace poreux, tel que la décomposition de la porosité en deux classes: la macroporosité (rayon d'accès $> 1\mu m$) et la microporosité (rayon d'accès $< 1\mu m$), ainsi que le rayon moyen d'accès de chacune d'elles. Les échantillons ont été ensuite répartis dans deux catégories: les monoporeux et les biporeux.

La combinaison des mesures pétrophysiques et des paramètres issus des courbes de pression capillaire a permis l'obtention de nombreuses corrélations entre les différents facteurs. La confrontation entre l'observation des échantillons au MEB et les courbes de pression capillaire assimilées à des hyperboles d'équation $Y = A/X$ a montré que le facteur A est en relation directe avec le mode de la répartition des accès des pores. D'autre part la comparaison entre les courbes P_f et porosimétrique montre que l'on peut déduire l'une de l'autre moyennant quelques manipulations complémentaires simples.

ABSTRACT

This research is a contribution to the characterisation of porous space in sedimentary rocks. This was done by the study of capillary equilibrium in twenty different samples of which the texture was well known, belonging to various geological and geographical layers.

Petrographical characteristics of the studied rocks have been defined by using various classical methods such as: visual observation, thin sections, pictures obtained by scanning electron microscope and x-ray diffraction. Three petrophysical parameters were measured: the porosity, the permeability and the formation factor.

The texture analysis was conceived using two different technics, each based on the distribution of a pair of non miscible fluids (air-water and mercury-mercury vapour) in the porous environment. The used methods are restored states and mercury porosimetry. This permits obtaining the capillary pressure curves as a function of saturation (P_f and porosimetry curves). Several parameters related to the porous space geometry can be deduced from these curves, such as the decomposition of the porosity in 2 parts: The macroporosity (access radius $> 1\mu\text{m}$) and the microporosity (access radius $< 1\mu\text{m}$) as well as the average access radius of each of them. The result then allows a classification of the samples into two categories; the monoporous and the biporous.

By combining petrophysical measurements with the parameters resulting from the capillary pressure curves, allow correlations between various factors. Comparing the observations obtained by the scanning electron microscope with the capillary pressure curves assimilated to a hyperbole $Y=A/X$, illustrates that the factor A is in direct relation with the distribution mode of the access radius. It has also been shown that the P_f curves and the porosimetry curve can be deduced, the one from the other, by using some simple complementary manipulations.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE	1
 Chapitre 1 ECOULEMENTS DIPHASIQUES - CONCEPTS	
FONDAMENTAUX DE LA CAPILLARITE	3
INTRODUCTION	5
1. Notions théoriques fondamentales	5
1.1. De l'échelle microscopique à l'échelle macroscopique	5
1.2. Mise en équation des écoulements diphasiques non miscibles	6
1.2.1. Hypothèses et conditions d'études	6
1.2.2. Equations générales des écoulements diphasiques	6
2. Propriétés physico-chimiques ou de surface	7
2.1. L'adsorption et la viscosité	8
2.2. Tension interfaciale	8
2.3. Mouillabilité et angle de contact	9
2.4. Hystérésis de l'angle de contact	10
3. Propriétés capillaires	10
3.1. Capillarité - Loi de Jurin	10
3.2. Pression capillaire - Loi de Laplace	11
4. Conclusions	14
 Chapitre 2 CARACTERISATION DES ECHANTILLONS	
INTRODUCTION	17
1. Caractéristiques pétrographiques	18
1.1. Texture et structure d'un milieu poreux	18
1.2. Méthodes d'étude pétrographique détaillées	19
1.2.1. Observation à l'oeil nu	19
1.2.2. Observation en lames minces	19
1.2.3. Observation au Microscope Electronique à Balayage (MEB)	20
1.2.4. Analyse par diffractométrie X sur lames de poudre	20
1.3. Choix des échantillons	21
1.3.1. Pétrographie des échantillons étudiés	21
1.3.2. Taille, forme et arrangement des grains	21
1.3.3. Phase de liaison	23
1.4. Synthèse - fiches descriptives	24
2. Caractéristiques pétrophysiques	26
2.1. La porosité	26
2.1.1. Définition	26
2.1.2. Méthodes de mesure de la porosité	26
2.1.3. Mesure de la porosité accessible à l'eau	27
2.1.4. Mesure de la porosité accessible au mercure	28
2.1.5. Comparaison entre les porosités accessibles au mercure et à l'eau	28

2.1.6. La porosité et la saturation	31
2.1.7. Porosité et morphologie de l'espace poral	32
2.2. La perméabilité	33
2.2.1. Définitions	33
2.2.2. Loi de DARCY - coefficient de perméabilité	33
2.2.3. Perméabilité intrinsèque, relative et effective	34
2.2.4. Mesure de la perméabilité à l'air	35
2.3. La tortuosité et le facteur de formation	36
2.4. De la pétrographie à la pétrophysique	38
3. Relation entre les différentes caractéristiques d'un milieu poreux	42
3.1. Introduction	42
3.2. Revue bibliographique	42
3.3. Relation entre la porosité et le facteur de formation	44
4. Conclusions	47
Chapitre 3 EQUILIBRES CAPILLAIRES DANS MILIEU POREUX. MOYENS ET METHODES DE MESURE . COURBES " P_f " ET COURBES POROSIMETRIQUES	
INTRODUCTION	51
1. Comparaison entre les pressions capillaires dynamiques et les pressions capillaires statiques	51
2. Méthodes d'étude de la pression capillaire statique	52
2.1. Méthode des états restaurés	52
2.1.1. Principe	52
2.1.2. Dispositif expérimental	53
2.1.3. Mode opératoire	53
2.1.4. Exploitation des résultats - courbes " P_f "	55
2.2. Porosimétrie au mercure	55
2.2.1. Principe	55
2.2.2. Dispositif expérimental	55
2.2.3. Mode opératoire	56
2.2.4. Exploitation des résultats: courbe porosimétrique	57
2.3. Conclusions	58
3. Courbes de pression capillaire	60
3.1. Cycles principaux	60
3.2. Hystérésis des cycles principaux - porosités: libre et piégée	61
3.3. Cycles intermédiaires	62
3.4. Analyse de la courbe de pression capillaire	62
3.4.1. Approche théorique de la courbe du drainage initial - Définition des paramètres.	62
3.4.2. Différents types de courbes de pression capillaire.	63
3.4.3. La macroporosité et la microporosité.	65

3.4.4. Récapitulation des paramètres physiques essentiels pour l'analyse de la courbe de pression capillaire	67
4. Conclusions	69
Chapitre 4 ANALYSE DES RESULTATS EXPERIMENTAUX	71
INTRODUCTION	73
1. Relation entre les différentes caractéristiques pétrophysiques des roches étudiées	73
1.1. Corrélation entre le facteur de formation, la porosité et la perméabilité	73
1.1.1. échantillons monoporeux (11 échantillons)	74
1.1.2. échantillons biporeux (13 échantillons)	74
1.2. Relation entre la perméabilité et le rayon d'accès des pores	75
2. Relation entre la pression capillaire et la saturation des deux systèmes: eau-air et mercure vide en un point donné de la courbe du 1er drainage	77
2.1. Approche théorique	77
2.2. Corrélation entre les caractéristiques des courbes de pression capillaire	78
2.2.1. Courbes unimodales	78
2.2.2. Pression moyenne au point d'inflexion	78
2.2.3. Saturation au point d'inflexion	80
2.2.4. Courbes bimodales	80
2.3. Conclusions sur la courbe de 1er drainage	81
3. Saturation irréductible en fluide mouillant	82
3.1. Résultats expérimentaux - Courbes " P_r " - Discussions	83
3.2. Relation entre la saturation irréductible et la microporosité	84
3.3. Corrélation saturation irréductible - saturation au point d'inflexion	84
3.4. Détermination de la saturation irréductible par une méthode simple: la centrifugation	85
3.4.1. Principe:	85
3.4.2. Résultats expérimentaux - interprétation	86
3.5. Conclusions sur la saturation irréductible	86
4. Courbe de la 1ère imbibition	88
4.1. Hystérésis	88
5. Apport de la perméabilité relative	90
5.1. Calcul de la perméabilité relative	90
5.2. Résultats - Discussions	91
5.3. Corrélations entre la perméabilité relative et les différents paramètres	91
5.3.1. échantillons monoporeux (7 échantillons)	91
5.3.2. échantillons biporeux (11 échantillons)	93

6. Saturation piégée en fluide non mouillant . . .	93
6.1. Saturation piégée en mercure	94
6.1.1. échantillons monoporeux (7 échantillons)	94
6.1.2. échantillons biporeux (11 échantillons)	94
6.2. Saturation piégée en air	94
6.2.1. Ascension capillaire	95
6.2.2. Prise d'eau par immersion simple . . .	96
6.3. Relation entre la saturation piégée en air (ou la saturation correspondante en eau), la saturation par ascension capillaire et le coefficient d'Hirshwald	97
7. Analyse des courbes du 2ème drainage et de la 1ère imbibition	97
8. Conclusions	98

Chapitre 5 DE LA COURBE POROSIMETRIQUE ET DE LA TEXTURE DU RESEAU POREUX A LA COURBE "P_f"

INTRODUCTION	101
1. Courbe de pression capillaire-saturation et texture des milieux poreux	103
1.1. Courbe du 1er drainage et texture du réseau poreux	103
1.2. Caractérisation de la courbe.	104
1.3. Relation entre la courbe de pression capillaire et les photographies des échantillons au MEB	107
1.3.1. Le grès de Fontainebleau (GF) . . .	107
1.3.2. La craie (CG)	109
1.3.3. Le grès des Vosges (GV)	110
1.3.4. Le grès coquillier (GC)	111
1.3.5. La dolomie de Nanteuil (DO)	112
1.3.6. Le calcaire de Tervoux (CT)	113
1.3.7. Le calcaire de Vilhonneur (CV) . . .	114
1.3.8. Le calcaire de Lavoux (CLA)	115
1.4. Corrélations entre la forme de la courbe porosimétrique du 1er drainage et celle de la courbe P _f (échantillons monoporeux). . .	116
1.5. Conclusions concernant la courbe du 1er drainage et la texture du réseau poreux .	116
2. Méthode approchée de déduction de la courbe "P _f " de la courbe porosimétrique	116
2.1. Introduction	116
2.2. Les principaux paramètres mis en jeu et leur mode d'obtention	117
2.3. Déduction de la courbe P _f de la courbe porosimétrique dans le cas des échantillons monoporeux.	117
3. Conclusions	120
CONCLUSIONS GENERALES	121
BIBLIOGRAPHIE	125

Annexe A FICHES ET PLANCHES	135
---------------------------------------	-----

Annexe B COURBES POROSIMETRIQUES ET P _f	173
--	-----

FIGURES

Figure 1:	Angle de contact	9
Figure 2:	Angles de contact statique et dynamique . .	10
Figure 3:	capillarité	11
Figure 4:	Loi de Laplace	12
Figure 5:	Tube cylindrique et fissure	14
Figure 6:	Arrangements de sphères d'égal diamètre: volumes et vides élémentaires	22
Figure 7:	Porosité accessible au mercure en fonction de la porosité accessible à l'eau.	29
Figure 8:	Perméamètre à charge variable	35
Figure 9:	Dispositif expérimental de la mesure du facteur de formation	37
Figure 10:	Perméabilité des échantillons étudiés en fonction de leur porosité	40
Figure 11:	Facteur de formation en fonction de la porosité (n^{-2}).	45
Figure 12:	Courbes de pression capillaire - saturation obtenues par les 2 méthodes dynamique et statique d'après BROWN (1951)	52
Figure 13:	Le désorbeur	53
Figure 14:	Variation de la saturation à δP constant. (DEFFRENNE et PACSIRSZKI)	54
Figure 15:	Le dilatomètre	56
Figure 16:	Courbes de pression capillaire	59
Figure 17:	Hystérésis des courbes de pression capillaire (cas du couple Hg-vapeur de Hg).	61
Figure 18:	Drainage d'un modèle simple de milieu poreux .	64
Figure 19:	Courbe unimodale type (1er drainage)	66
Figure 20:	Courbe bimodale type (1er drainage)	66
Figure 21:	Perméabilité des échantillons monoporeux en fonction de leur rayon d'accès de pores. . .	76
Figure 22:	Pression moyenne au point d'inflexion de la courbe porosimétrique en fonction de celle de la courbe " P_f " - (courbes unimodales).	79
Figure 23:	Pression moyenne au point d'inflexion de la macroporosité de la courbe porosimétrique en fonction de celle de la courbe " P_f " - (Courbes bimodales).	81
Figure 24:	Fluide mouillant en discontinuité	83
Figure 25:	Saturation irréductible et saturation après centrifugation.	87
Figure 26:	Modèle simplifié de Colonna et al.	89
Figure 27:	Courbes types de la perméabilité relative à l'air.	90
Figure 28:	Dispositif de mesure de la prise d'eau par ascension capillaire.	96
Figure 29:	Courbes $Y = A/X$	105
Figure 30:	La pression capillaire en fonction de l'inverse de la saturation.	106
Figure 31:	Courbe porosimétrique et photographie au MEB des échantillons de grès de Fontainebleau. . . .	108

Figure 32:	Courbe porosimétrique et photographie au MEB de la craie	.109
Figure 33:	Courbe porosimétrique et photographie au MEB de l'échantillon de grès des Vosges.	.110
Figure 34:	courbe porosimétrique et photographie au MEB de l'échantillon de grès coquillier	.111
Figure 35:	Courbe porosimétrique et photographie au MEB de l'échantillon de dolomie de Nanteuil.	.112
Figure 36:	Courbe porosimétrique et photographie au MEB de l'échantillon de calcaire de Tervoux	.113
Figure 37:	Courbe porosimétrique et photographie au MEB de l'échantillon de calcaire de Vilhonneur	.114
Figure 38:	Courbe porosimétrique et photographie au MEB de l'échantillon de calcaire de Lavoux	.115
Figure 39:	Comparaison entre les courbes: porosimétrique, P_f et construite de l'échantillons de grès de Fontainebleau.	.118
Figure 40:	Comparaison entre les courbes: porosimétrique, P_f et construite de l'échantillons de grès des Vosges.	.119

TABLEAUX

Tableau 1:	Liste des échantillons étudiés.	25
Tableau 2:	Valeurs de la porosité déduites de la méthode porosimétrique et de la saturation en eau sous vide.	30
Tableau 3:	Principales caractéristiques pétrophysiques des échantillons étudiés.	38
Tableau 4:	Schéma synthétique des essais réalisés sur chaque type de roche étudiée.	41
Tableau 5:	Perméabilité et facteur de forme des échantillons de grès.	46
Tableau 6:	Saturation aux points d'inflexion et saturation irréductible.	85
Tableau 7:	Perméabilité relative et saturation irréductible des échantillons pour une pression d'air de 4 bars (fin du 1er drainage).	92
Tableau 8:	Résultats de l'ascension capillaire et de la saturation d'Hirshwald.	98
Tableau 9:	Pressions et saturations aux points d'inflexion des courbes de la 1ère imbibition et du 2ème drainage.	99

LISTE DES SYMBOLES

- A facteur de forme de la courbe de 1er drainage (cas général)
- A_e facteur de forme de la 1ère partie de la courbe de 1er drainage
- A_r facteur de forme de la 2ème partie de la courbe de 1er drainage

- B constante qui caractérise la géométrie du perméamètre

- F facteur de formation
- F_h facteur de formation dans le sens de la stratification
- F_v facteur de formation perpendiculaire à la stratification

- K perméabilité intrinsèque
- K_w perméabilité effective du fluide mouillant (w)
- K_{n w} perméabilité effective du fluide non mouillant (nw)
- K_r perméabilité relative
- K_{r g} perméabilité relative correspondant à la saturation irréductible

- n porosité totale
- n_{e a u} porosité accessible à l'eau
- n_{h g} porosité accessible au mercure
- n_{m a c} macroporosité
- n_{m i c} microporosité
- n(1 - S_{n w r}/100) porosité libre

- P_c pression capillaire
- P(I) pression au point d'inflexion de la courbe unimodale
- P(I_M) pression au point d'inflexion de la macroporosité
- P(I_m) pression au point d'inflexion de la microporosité
- P(I_P) pression au point d'inflexion entre la microporosité et la macroporosité

- r rayon d'accès d'un pore
- R_{m a c} rayon d'accès de la macroporosité
- R_{m i c} rayon d'accès de la microporosité
- R_o résistivité d'un échantillon saturé
- R_w résistivité de l'eau

- S_w degré de saturation en fluide mouillant
- S_{n w} degré de saturation en fluide non mouillant
- S_M saturation en fluide mouillant correspondant à la macroporosité
- S_m saturation en fluide mouillant correspondant à la microporosité

- S_{wi} saturation piégée en fluide mouillant (ou saturation irréductible)
- S_{nwr} saturation piégée en fluide non mouillant (ou saturation résiduelle)
- $S_w(I)$ saturation en fluide mouillant au point d'inflexion de la courbe unimodale
- $S_w(I_P)$ saturation en fluide mouillant au point d'inflexion entre la microporosité et la macroporosité
- $S_w(I_m)$ saturation en fluide mouillant au point d'inflexion de la microporosité
- $S_w(I_M)$ saturation en fluide mouillant au point d'inflexion de la macroporosité
- S_M pourcentage de la macroporosité (courbe bimodale)
- S_m pourcentage de la microporosité (courbe bimodale)
- S_{Asc} saturation après l'ascension capillaire
- S_{irr} saturation irréductible en fluide mouillant
- S_{Hir} saturation d'Hirschwald
- S_{centr} saturation après centrifugation
- $S(I_P)$ saturation au point d'inflexion entre la microporosité et la macroporosité

- T tension interfaciale

- w fluide mouillant
- nw fluide non mouillant

- α incertitude sur la mesure de la porosité
- β compressibilité d'un fluide
- η viscosité dynamique d'un fluide
- Γ_t masse volumique totale
- Γ_w masse volumique de l'eau
- Γ_s masse volumique de la phase solide
- $\mathcal{K}$ anisotropie du facteur de formation
- τ tortuosité
- θ angle de contact
- θ_s angle de contact statique
- θ_a angle d'avance
- θ_r angle de retrait
- Ω vitesse de rotation de la centrifugeuse

INTRODUCTION GENERALE

La caractérisation de l'espace poreux des roches sédimentaires constitue une étape importante dans la compréhension et la prévision des déplacements des fluides au sein de ces roches.

L'étude que nous avons menée constitue une contribution à cette caractérisation. Elle s'inscrit parmi les nombreux travaux réalisés au Centre de Géologie de l'Ingénieur sur l'étude du comportement des fluides en mouvement dans un milieu poreux en relation avec une connaissance fine de ce milieu.

En effet, depuis plusieurs années un grand intérêt, tant scientifique qu'économique, se manifeste pour les écoulements multiphasiques. La multitude des travaux effectués, montre l'importance qu'ils jouent dans de nombreux domaines tels que la récupération de pétrole ou le stockage souterrain de gaz en nappes aquifères.

Notre étude a porté sur un large échantillonnage de milieux poreux naturels (roches sédimentaires) et deux couples de fluides non miscibles (eau - air et mercure - vapeur de mercure). Elle a consisté dans un premier temps, pour chacun des couples de fluides à étudier les relations existant entre les caractéristiques hydrodynamiques décrivant divers types d'écoulements diphasiques, la nature pétrographique et la morphologie de l'espace poral de nos échantillons. Puis dans un deuxième temps nous nous sommes fixés pour but de définir une méthode simple pour calculer ces caractéristiques dans le cas du couple eau-air à partir de celles mesurées avec le couple mercure-vide, de la pétrographie de l'échantillon et de diverses mesures caractérisant l'espace poral. La présentation de notre mémoire sera la suivante:

* Dans le premier chapitre, après une exposition du problème, dans un but didactique, nous présenterons les équations des écoulements diphasiques non miscibles, ainsi que les principaux facteurs mis en jeu tels que la tension interfaciale, la mouillabilité et la capillarité.

* Le second chapitre exposera dans sa première partie les méthodes d'analyse des caractéristiques pétrographiques et pétrophysiques des roches sédimentaires mises en oeuvre pour établir notre échantillonnage. Les principales caractéristiques observées ou mesurées montreront la diversité des roches étudiées et justifieront le choix des échantillons qui constitueront un bon support pour une étude générale des milieux poreux. La deuxième partie de ce chapitre consistera à trouver des corrélations simples entre les différentes caractéristiques

globales d'un milieu poreux (porosité, perméabilité, facteur de forme...).

* Dans le troisième chapitre seront exposées les deux méthodes d'analyse de la répartition de deux fluides non miscibles dans un réseau poreux: la méthode des états restaurés et l'injection de mercure sous vide (porosimétrie au mercure). Les résultats de ces deux méthodes se concrétisent par des courbes (pression capillaire en fonction de la saturation) qui se ressemblent mais ne sont pas identiques. A partir de ces courbes, nous dégagerons un certain nombre de paramètres qui constitueront de nouvelles grandeurs caractérisant le milieu poreux (rayon d'accès des pores, macroporosité, microporosité...).

* Le quatrième chapitre sera consacré à l'analyse des résultats expérimentaux. La première partie de ce chapitre fera l'objet de la recherche de corrélations multiples qui seront établies entre les différents paramètres identifiant un milieu poreux. La deuxième partie de ce chapitre consistera à comparer les courbes de pression capillaire des deux couples de fluides utilisés et exposera un certain nombre de manipulations complémentaires (centrifugation, ascension capillaire, saturation d'Hirshwald) qui permettront l'obtention directe ou indirecte de certains paramètres en relation avec ces courbes.

* Le dernier chapitre étudiera les relations entre la forme de la courbe porosimétrique du premier drainage et les photos au MEB des échantillons étudiés. Un paramètre de forme de la courbe sera défini et comparé à celui de la courbe P_f . Nous concluerons en exposant une méthode simple qui permet de déduire la courbe P_f de la courbe porosimétrique. Cette méthode fondée sur un couple de fluide non miscibles idéaux, simple et rapide, permet d'avoir un résultat approché de la courbe P_f . Cette dernière est très longue à déterminer en laboratoire mais sa connaissance est cependant essentielle dans tous problèmes pratiques d'écoulements diphasiques non miscibles car elle met en oeuvre un couple de fluide réel (eau-air).

Chapitre 1

ÉCOULEMENTS DIPHASIQUES – CONCEPTS FONDAMENTAUX DE LA CAPILLARITÉ

INTRODUCTION

Les déplacements diphasiques et la répartition de deux fluides non miscibles dans un milieu poreux sont des sujets qui ont suscité de nombreuses études et publications, depuis la mise en exploitation des gisements de pétrole jusqu'à nos jours. C'est encore le stockage du gaz dans des nappes aquifères qui a soulevé le problème de l'évolution des caractéristiques hydrodynamiques dans les roches magasins avec l'historique des écoulements. Les moyens d'investigation mis en jeu pour l'étude des écoulements diphasiques sont nombreux et dépendent, en général, du but fixé auparavant.

Afin d'envisager le problème sous un angle général, qui nous sera utile pour la suite, nous examinons les hypothèses et les formulations théoriques de l'écoulement; ainsi que les phénomènes fondamentaux qui régissent la répartition et l'écoulement de deux fluides non miscibles dans un milieu poreux: les phénomènes de surface et les propriétés capillaires.

1. Notions théoriques fondamentales

1.1. De l'échelle microscopique à l'échelle macroscopique

On distingue deux niveaux d'action des lois physiques qui régissent l'équilibre et l'écoulement des fluides dans un milieu poreux. Le premier est à l'échelle du pore, (quelques microns), ou microscopique; où on étudie la répartition des phases, des vitesses et des pressions en tout point du volume des pores. Le second est celui de l'échelle macroscopique où le milieu poreux est considéré comme continu avec des propriétés de pression capillaire, de saturation, et de perméabilité définies sur un volume élémentaire représentatif (V.E.R.) qui sont constantes. Ces grandeurs peuvent être quantifiées à notre échelle d'observation.

La complexité du domaine poreux et la difficulté d'introduire parfaitement d'une façon mathématique les lois des différents phénomènes physico-chimiques (mouillabilité, tension interfaciale, etc...), interdit tout passage direct des propriétés des écoulements à l'échelle des pores aux lois d'écoulements à l'échelle macroscopique, cette dernière présente une allure d'ensemble du phénomène, et est donc plus importante sur le plan pratique. C'est pourquoi nous allons formuler les lois décrivant les écoulements de fluides à l'échelle macroscopique, ce qui nous permettra de déduire les paramètres principaux dont on devra étudier l'évolution à partir de l'expérimentation.

1.2. Mise en équation des écoulements diphasiques non miscibles

1.2.1. Hypothèses et conditions d'études

L'écoulement de deux ou plusieurs fluides, à travers un milieu poreux, se traduit en général par des équations aux dérivées partielles non linéaires qui ne sont résolubles que numériquement. Cependant, on peut étudier un tel écoulement en adoptant quelques hypothèses simplificatrices :

- Il s'agit d'un écoulement diphasique unidirectionnel (vertical) de deux fluides non miscibles: l'un mouillant (w) déplacé par un autre fluide non mouillant (nw), ou l'inverse.
- L'écoulement est visqueux, laminaire et isotherme.

1.2.2. Equations générales des écoulements diphasiques

Moyennant les hypothèses mentionnés ci-dessus, les équations de l'écoulement s'écrivent :

- Loi de Darcy généralisée :

On admet que chaque fluide suit séparément la loi de Darcy, comme s'il occupait une certaine portion du milieu poreux.

$$U_w = - \frac{K_w}{\eta_w} \text{grad} (P_w + \Gamma_w g z)$$

$$U_{nw} = - \frac{K_{nw}}{\eta_{nw}} \text{grad} (P_{nw} + \Gamma_{nw} g z)$$

où z : cote par rapport à un plan de référence et comptée positivement vers le haut.

K_w : perméabilité effective (fonction de la saturation).

η, Γ, P : viscosité dynamique, masse volumique et pression des fluides.

U : la vitesse de l'écoulement.

w : fluide mouillant.

nw : fluide non mouillant.

- Equation de continuité (ou de conservation de masse) :

$$\text{div} (\Gamma_w . U_w) + \frac{\delta}{\delta t} (\Gamma_w . S_w) = 0$$

$$\text{div} (\Gamma_{nw} . U_{nw}) + \frac{\delta}{\delta t} (\Gamma_{nw} . S_{nw}) = 0$$

où S_w et S_{nw} sont respectivement les degrés de saturation en fluide mouillant et non mouillant à un instant t .

- Relation entre les saturations (ou conservation de volume) :

$$S_w + S_{nw} = 100 \%$$

- Relation entre la pression capillaire et la saturation :

L'existence de l'interface entre les deux fluides non miscible, engendre une différence de pression entre ces deux fluides. Cette pression est appelée pression capillaire P_c . Comme cette pression est reliée aux rayons de courbure des ménisques formant les interfaces à l'intérieur des pores, elle est donc fonction de la saturation. On a :

$$P_{nw} - P_w = P_c (S_w)$$

Cette relation peut être traduite par des courbes expérimentales que nous verrons plus loin.

- Equations d'état :

Pour un écoulement isotherme les équations d'état se réduisent à la seule relation Γ en fonction de P ou équation de compressibilité:

$$\delta \Gamma / \Gamma = - \beta \delta P$$

(η étant indépendante de la pression).

On obtient un système avec autant d'équations que d'inconnus dont la résolution est toujours numérique, puisqu'il n'existe pas de solution analytique complète.

Cependant on peut dégager de ces équations les notions et les paramètres fondamentaux qui décrivent d'une façon correcte les phénomènes réels, tels que la pression capillaire, la saturation et la perméabilité relative. Toutefois ces paramètres sont interdépendants et sont en grande partie fonction de l'interaction entre les fluides et la surface du milieu poreux, c'est à dire des propriétés de surface.

2. Propriétés physico-chimiques ou de surface

Les phénomènes de surface jouent un rôle prépondérant dans la répartition et le mouvement des fluides au sein d'un milieu poreux. Ils résultent de l'interaction des fluides entre eux et la phase solide.

Parmi les nombreux paramètres de surface, nous distinguons :

- l'adsorption et la viscosité.
- la tension interfaciale.
- la mouillabilité et l'angle de contact.

2.1. L'adsorption et la viscosité

Au voisinage d'une paroi solide, il existe toujours des molécules de fluide qui sont maintenues sur cette paroi par les forces d'attraction dues aux atomes ou molécules du solide: c'est le phénomène de l'adsorption.

Lorsque le fluide se met en mouvement, il se produit à l'échelle microscopique des frottements entre les couches internes du fluide d'une part et la couche adsorbée par la surface du solide d'autre part. Les forces qui entrent en jeu traduisent un effet dit de viscosité, qui dépend de la nature du fluide et de sa température. Ces forces de viscosité interviennent, au cours du déplacement du fluide, pour limiter la vitesse de l'écoulement. Ce qui se traduit physiquement par la loi de DARCY reliant le débit (Q) aux différents facteurs qui influent sur l'écoulement :

$$Q = \frac{K}{\eta} S (\delta P / \delta x)$$

avec ($\delta P / \delta x$): gradient de pression
 S : section de l'échantillon
 η : viscosité dynamique du fluide
 K : perméabilité intrinsèque

Les perméabilités aux gaz sont affectées par des effets moléculaires dits "de glissements aux parois". S'appuyant sur la théorie cinétique des gaz Klinkenberg a établi une relation entre la perméabilité apparente K_a (mesurée) et la perméabilité réelle K_e qui se traduit par la formule:

$$K_a = K_e (1 + b/P_m)$$

où b : constante de Klinkenberg, qui dépend du milieu, elle est toujours inférieure à l'unité.
 P_m : la pression moyenne de l'écoulement exprimée en bars.

2.2. Tension interfaciale

Lorsque deux fluides non miscibles sont mis en contact, il apparaît une surface de séparation appelée "interface". En assimilant cette interface à une membrane élastique tendue, on peut définir la tension interfaciale comme étant la force par

unité de longueur qu'il faudrait exercer perpendiculairement à une coupure pratiquée dans cette membrane pour maintenir les deux parties de la membrane en place.

Cette tension résulte des attractions moléculaires particulières qui se manifestent à l'interface, d'une part entre celles d'un même fluide, d'autre part entre celles de deux fluides en contact. Elle varie avec la température.

Nous donnons quelques valeurs de ces tensions (issues de la littérature) pour certains couples de fluides particuliers, à la température 25°C :

Tension interfaciale eau/air : environ $72 \cdot 10^{-3}$ N/m

Tension interfaciale mercure/vide : environ $470 \cdot 10^{-3}$ N/m

Tension interfaciale eau/pétrole brut : environ $30 \cdot 10^{-3}$ N/m

2.3. Mouillabilité et angle de contact

La mouillabilité d'une surface solide peut être définie qualitativement comme étant l'aptitude de cette surface à être recouverte préférentiellement par l'un des fluides présents. (Cuiec L. 1986). La notion de mouillabilité est directement liée à la notion d'angle de contact.

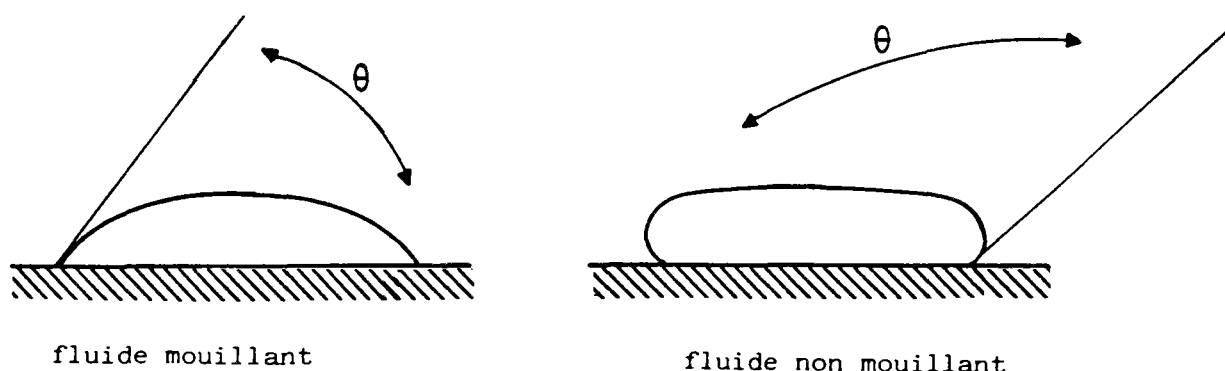


Figure 1: Angle de contact

En effet, l'intersection d'une interface et d'une paroi solide a lieu sous un certain angle " θ " appelé "angle de contact"; il est toujours compté dans la phase fluide dont la masse volumique est la plus élevée, et ne dépend que de la nature de la paroi solide et du liquide en contact. Par rapport à une paroi solide on peut dire qu'un fluide est mouillant lorsque θ varie entre 0° et 90° , et non mouillant lorsque θ est compris entre 90° et 180° (fig. 1).

Dans le cas de l'eau cet angle est nul pour la plupart des solides: d'où l'eau est un fluide parfaitement mouillant, tandis que pour le mercure qui est un fluide non mouillant, cet angle est compris entre 135° et 142° .

2.4. Hystérésis de l'angle de contact

En réalité, l'angle de contact n'est pas constant pour un fluide et une surface solide bien définis. On peut distinguer un angle de contact à l'équilibre ou statique et un angle de contact en mouvement ou dynamique (fig 2).

Dans ce dernier cas, deux angles sont relativement reproductibles: le plus grand ou "angle d'avance" observable quand le fluide progresse, et le plus petit ou "angle de retrait" qu'on observe quand le fluide se retire. Ces deux angles peuvent différer de plusieurs degrés. Cette différence constitue l'hystérésis de mouillage, (ou de l'angle de contact) qui est dû essentiellement à la non symétrie du mouillage, à l'hétérogénéité de la surface et à sa rugosité.

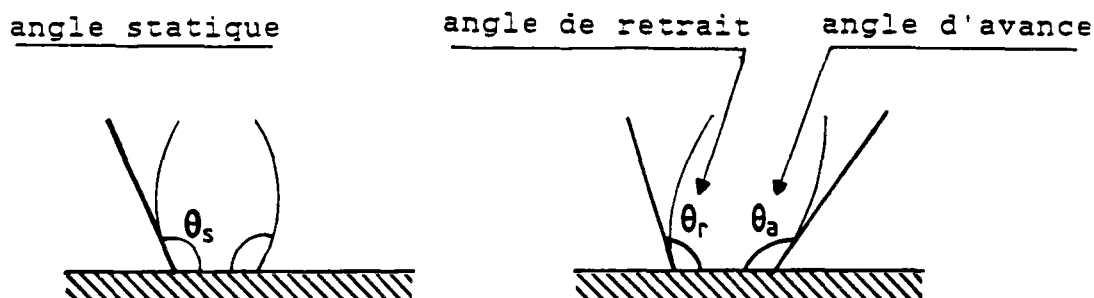


Figure 2: Angles de contact statique et dynamique

3. Propriétés capillaires

3.1. Capillarité - Loi de Jurin

La capillarité est une des manifestations les plus caractéristiques du comportement de deux fluides non miscibles en présence dans un milieu poreux. Elle est la conséquence de l'interaction entre les phénomènes de surface et la différence de pression entre les deux phases fluides.

C'est Jurin au XVIIIème siècle qui a constaté qu'en plongeant en partie, un tube en verre de faible section, dans un récipient rempli d'eau, l'eau s'élevait dans ce tube à une

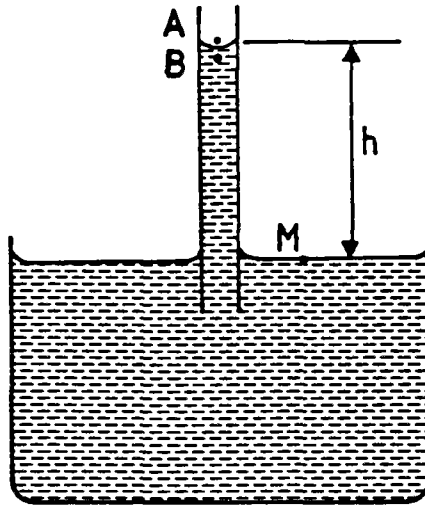


Figure 3: capillarité

hauteur "h" au-dessus du niveau qu'elle occupait dans le récipient (fig 3).

Considérons, en effet, deux points A et B situés de part et d'autre du ménisque dans le tube; soit Γ_e et Γ_a les masses volumiques respectives de l'eau et de l'air.

En un point M quelconque du niveau libre, les pressions dans les deux fluides sont les mêmes et on peut écrire :

la pression dans l'eau au point B est : $P_B = P_M - \Gamma_e . g . h$

la pression dans l'air au point A est : $P_A = P_M - \Gamma_a . g . h$

Il existe en A un excès de pression par rapport à B tel que :

$$P_A - P_B = (\Gamma_e - \Gamma_a) . g . h = \delta \Gamma . g . h$$

où h est la hauteur de l'ascension capillaire
et $(P_A - P_B)$ est ce qu'on appelle la pression capillaire.

3.2. Pression capillaire - Loi de Laplace

L'interface entre deux fluides non miscibles dans un tube capillaire présente toujours une certaine courbure. Celle-ci résulte des efforts de tension au niveau de la surface du ménisque, qui sont dûs à la différence de pression citée ci-dessus.

Considérons une surface élémentaire du ménisque. Elle est caractérisée par deux rayons de courbure principaux R_1 et R_2 , et est suffisamment petite afin de pouvoir considérer R_1 et R_2 comme constants.

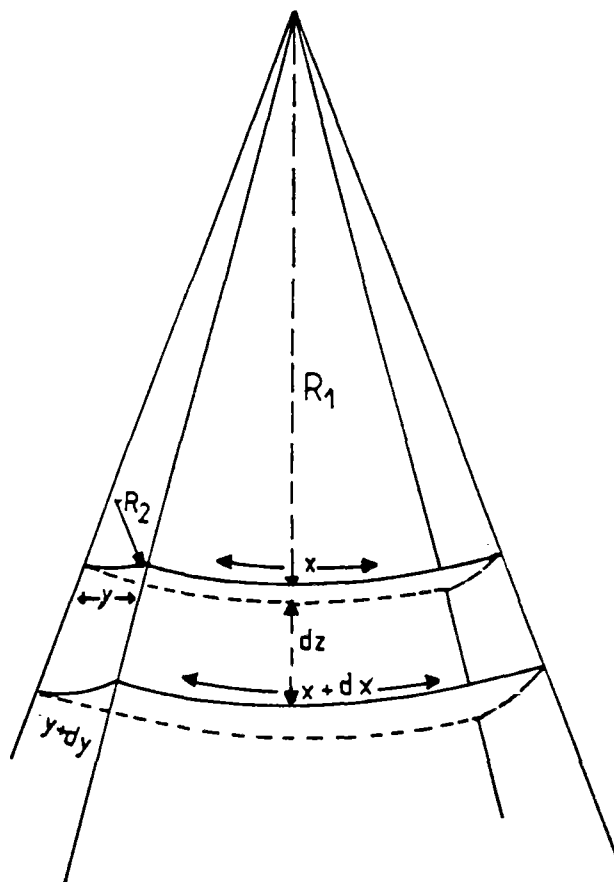


Figure 4: Loi de Laplace

Supposons que cette surface soit soumise à une variation de pression δP , elle subira un déplacement δz et une variation de surface δS tel que :

$$\delta S = (x + \delta x)(y + \delta y) - xy = x.\delta y + y.\delta x + \delta x.\delta y$$

(le terme $\delta x.\delta y$ est négligeable)

A l'équilibre, on peut écrire que le travail des forces de pression ($\delta P \cdot \delta V$) est égal à l'énergie dissipée par la tension superficielle "T" d'où :

$T \cdot \delta S = \delta P \cdot \delta V$ avec δV : volume développé lors du déplacement.

$$T (x \cdot \delta y + y \cdot \delta x) = \delta P \cdot x \cdot y \cdot \delta z \quad (1)$$

La similitude de la figure donne :

$$\frac{x + \delta x}{R_1 + \delta z} = \frac{x}{R_1} \quad \delta x = x \cdot \delta z / R_1 \quad (2)$$

$$\frac{y + \delta y}{R_2 + \delta z} = \frac{y}{R_2} \quad \delta y = y \cdot \delta z / R_2 \quad (3)$$

d'où en combinant (1), (2) et (3) on aura la relation :

$$\delta P = T \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$$

C'est l'équation de Laplace qui traduit la pression capillaire en fonction de la tension superficielle et des rayons de courbure principaux de l'interface.

Dans le cas d'un tube cylindrique de faible section, le ménisque est pratiquement sphérique ($R_1 = R_2$) et la loi de Laplace s'écrit :

$$\delta P = \frac{2 \cdot T}{R} = \frac{2 \cdot T \cdot \cos \theta}{r}$$

où r est le rayon du tube
et θ l'angle de contact

Pour une interface se trouvant dans une fissure de largeur "e", le ménisque est pratiquement cylindrique; l'un des rayons de courbure est pratiquement infini, l'autre est égal à $e/2$, l'expression se simplifie et donne :

$$\delta P = \frac{2 \cdot T \cdot \cos \theta}{e}$$

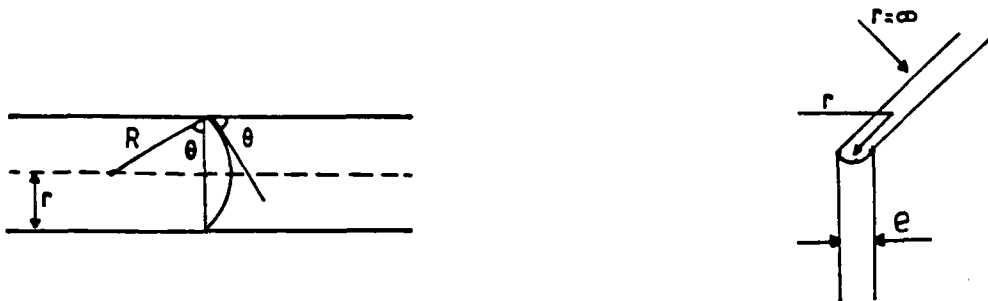


Figure 5: Tube cylindrique et fissure

4. Conclusions

On vient de voir, dans les paragraphes précédents, que la répartition de deux fluides non miscibles dans un milieu poreux, objet de notre étude, est due à la combinaison des forces de pression et des forces capillaires. Celles-ci sont une manifestation des attractions moléculaires superficielles ou physico-chimiques. Le comportement capillaire d'un milieu poreux peut dépendre de la vitesse de l'écoulement, de la nature des fluides en déplacement et de la géométrie de l'espace poral. On comprendra alors la nécessité de réaliser une étude des caractéristiques physiques et pétrographiques des roches qui constituera le support expérimental de ce travail.

Chapitre 2

CARACTERISATION DES ECHANTILLONS

INTRODUCTION

Les roches sédimentaires, constituées par des assemblages d'éléments plus ou moins cimentés entre eux, sont des milieux poreux d'une grande importance. Elles sont le plus souvent le théâtre de déplacements diphasiques ou même multiphasiques lors de la récupération du pétrole ou du stockage de gaz en nappes aquifères.

Les caractéristiques hydrodynamiques de ces roches sont très variées. Ceci est dû à la diversité des constituants, à la distribution, la forme, et l'interconnexion de l'espace poreux. Ce dernier, très variable, est constitué d'un réseau complexe qui dépend de la diagenèse de chaque roche.

Dans un souci d'appréhender la relation qui existe entre les caractéristiques hydrodynamiques et la porosité des roches, nous avons entrepris une étude couplée des propriétés pétrographiques et pétrophysiques portant sur un nombre important de roches sédimentaires.

Les moyens et les techniques qui permettent de caractériser ces milieux poreux sont nombreux. A l'échelle où nous nous plaçons, deux modes d'investigation ont été utilisés :

- les observations pétrographiques.
- les mesures pétrophysiques.

En effet, les valeurs quantitatives obtenues par des mesures pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation....) correspondent à un phénomène d'ensemble résultant de la combinaison de nombreux mécanismes et constituent des mesures globales. Quant aux observations pétrographiques, malgré leurs aspects qualitatifs et subjectif, elles constituent un moyen efficace et indispensable pour analyser les facteurs qui sont à l'origine des propriétés pétrophysiques. C'est pourquoi nous avons voulu acquérir quelques paramètres qualitatifs ayant une relation directe avec les déplacements diphasiques dans les roches étudiées.

1. Caractéristiques pétrographiques

GENERALITES

La pétrographie, comme l'indique l'étymologie du mot (petro: pierre et graphie: description), est la science qui définit les roches et les décrit grâce à un certain nombre de moyens dont l'observation à diverses échelles occupe la place principale.

En analysant les traits généraux de la composition, de la structure et de la texture des roches; la pétrographie permet, non seulement de tracer l'histoire et d'établir les conditions de leur genèse, mais aussi de comprendre les résultats des mesures pétrophysiques.

Au cours de cette étude nous nous sommes attachés à établir les corrélations entre les grandeurs mesurées ou pétrophysiques et les observations pétrographiques des paramètres texturaux, qui sont :

- les éléments figurés : (origine, nature, pourcentage, granulométrie et forme des éléments figurés ou constituants de la roche).
- la phase de liaison : (nature minéralogique de la matrice ou du ciment, son abondance et sa granulométrie).
- le milieu poreux : (type et évaluation - si possible - de la porosité)

Avant de passer en revue les techniques et les méthodes d'étude de ces paramètres, il convient de préciser le sens que nous donnons aux deux termes: texture et structure dont l'utilisation en concurrence entraîne toujours des ambiguïtés.

1.1. Texture et structure d'un milieu poreux

La définition de ces deux termes varie avec les auteurs et les disciplines au point qu'on les utilise l'un pour l'autre:

- En pédologie " la texture " est liée à la granulométrie: c'est ainsi qu'on rassemble sous ce terme l'ensemble des caractères de taille et de forme des éléments constituants de la roche, à l'échelle tant microscopique que macroscopique. Alors que le terme " structure " désigne, d'une part le mode d'assemblage de

différents minéraux sous forme d'agrégats à l'échelle microscopique qui s'associent pour donner de agglomérats, d'autre part l'arrangement de ces unités au sein d'une roche ou d'un massif (Duchaufour 1960).

- En géologie la texture regroupe les deux notions précédentes. Elle désigne " la forme et la position d'un certain nombre de minéraux naturellement groupés en une population ou une roche." (Aubouin, Brousse, Lehman, 1975). La structure est une notion qui s'applique à n'importe quelle échelle (structure d'une région, d'un massif, d'un minéral ou d'un cristal). Elle se réfère à l'organisation et la position d'un individu et non d'un groupe. Cette définition a été reprise par les géotechniciens français.

Ayant donné les deux principales définitions des termes texture et structure, nous nous en tiendrons dorénavant à celle utilisée par les géologues et les géotechniciens et non pas à celle des pédologues.

1.2. Méthodes d'étude pétrographique détaillées

Nombreuses sont les techniques et les moyens qui permettent la caractérisation pétrographique des roches. Pour notre travail nous avons choisi la combinaison de 3 méthodes qualitatives d'observation: à l'oeil nu, en lames minces au microscope polarisant et au microscope électronique à balayage.

Une mesure physique, par diffractométrie X, nous a permis de confirmer la présence des différents minéraux constituant les roches étudiées.

1.2.1. Observation à l'oeil nu

Cette technique élémentaire, mais fondamentale, nous a permis de distinguer les particularités texturales macroscopiques et d'appliquer le critère principal de l'échantillonnage: l'homogénéité visuelle des carottes de roches retenues. La loupe binoculaire, a permis de distinguer les différents minéraux ainsi que la distribution et l'orientation des cristaux.

1.2.2. Observation en lames minces

Cette technique, largement employée en pétrographie, consiste à analyser grâce à un microscope polarisant la réfringence des sections de minéraux figurés et à les identifier d'après la position des indices ou la mesure des angles d'extinction des sections cristallines.

Cette méthode nous a permis non seulement d'identifier les différents éléments minéralogiques présents dans les roches, mais d'analyser :

- les particularités de la texture formée par la phase solide et la phase poreuse:
- la phase solide: la forme et la dimension des sections des grains, l'absence ou la présence de macles ainsi que leur distribution d'une part; et la disposition réciproque des minéraux, la présence et le rôle de la phase de liaison, ainsi que la composition du ciment d'autre part.
- la phase poreuse: la taille et la forme des pores, leur connexion et l'importance de la phase poreuse.

1.2.3. Observation au Microscope Electronique à Balayage (MEB)

Des éclats de roches, préalablement métallisés, ont été examinés au M.E.B., des photos ont été prises et figurent en annexe. Cette technique présente deux avantages principaux:

- Elle permet de visualiser des surfaces irrégulières donc dans l'espace à 3 dimensions et non pas dans un plan comme dans le cas des lames minces.
- Le pouvoir séparateur du M.E.B. est 1000 fois supérieur à celui du microscope optique, ce qui permet de s'intéresser à des éléments très petits et de mettre en évidence des détails d'une grande finesse.

C'est ainsi qu'on a analysé la microporosité intragranulaire ou celle de la phase de liaison; ainsi que la disposition des particules argileuses dans les pores.

Les observations des échantillons au M.E.B. ont été matérialisées par des photographies rassemblées dans des planches qui sont jointes en annexes.

1.2.4. Analyse par diffractométrie X sur lames de poudre

Des diagrammes de diffraction des rayons X ont été effectués. L'analyse semi-quantitative de ces diagrammes a permis de confirmer la nature minéralogique des éléments figurés et de détecter les minéraux accessoires dont le pourcentage pondéral est au moins de l'ordre de 5% (ce qui constitue la limite de la technique).

1.3. Choix des échantillons

Les différentes techniques de caractérisation pétrographique mentionnées ci-dessus, nous ont permis de sélectionner nos échantillons afin de couvrir une large gamme de propriétés pétrographiques telles que: la minéralogie, la forme et les dimensions des grains ainsi que la nature et l'abondance de la phase de liaison. En même temps, et pour des pétrographies semblables on a choisi des roches dont les propriétés pétrophysiques étaient les plus diversifiées possible.

1.3.1. Pétrographie des échantillons étudiés

Les roches échantillonnées sont, dans leur totalité des roches sédimentaires, définies par CAYEUX "comme des associations de minéraux et d'organismes fossiles", ou comme des sédiments ayant subis une compaction avec perte de l'eau de l'imbibition originelle au cours de la diagenèse. Ces roches sont très variées car leur genèse dépend de nombreux facteurs tels que: la nature initiale des matériaux désagrégés et altérés, le type d'altération, le mode de transport, la zone de dépôt, les modalités de la diagenèse. Ainsi on distingue essentiellement deux familles:

- les roches sédimentaires détritiques qui correspondent à des assemblages de débris de roches préexistantes (conglomérats, grès, et argilites).
- les roches biogènes et/ou physico-chimiques non formés à partir des roches préexistantes (calcaires, dolomies et phosphates).

Nos échantillons se regroupent en 3 familles: les grès, les calcaires et les dolomies; dont les composantes minéralogiques principales sont: le quartz, la calcite et la dolomite. Cependant on souligne la présence de quelques minéraux accessoires, dans une proportion plus ou moins faible, tels que les feldspaths, les micas, les phosphates et les argiles.

1.3.2. Taille, forme et arrangement des grains

Il est évident que la taille et la forme des grains du squelette jouent un rôle important dans la constitution de son réseau poreux. Cependant l'arrangement des grains est une caractéristique prépondérante qu'il ne faut pas négliger.

On peut se faire une idée de l'influence de l'ordonnance des grains sur la porosité en étudiant les arrangements systématiques des sphères d'égal diamètre. Les arrangements les plus simples sont (fig. 6):

- l'arrangement cubique ($n = 47.64 \%$)
- l'arrangement orthorhombique ($n = 39.54 \%$)
- l'arrangement rhomboédrique ($n = 25.95 \%$)

Lorsqu'il y a des grains de diamètres différents, le problème devient très complexe. La porosité du mélange est plus faible que la porosité des massifs formés d'un même diamètre.

Les éléments constitutifs de nos échantillons sont de taille et de forme très diversifiées. Ils varient au sein d'un échantillon ainsi que d'un échantillon à l'autre.

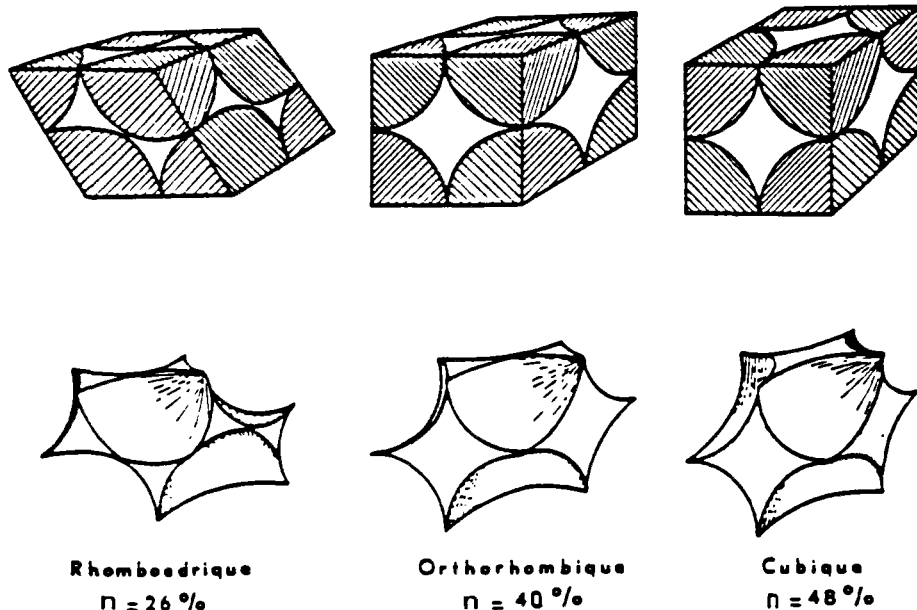


Figure 6: Arrangements de sphères d'égal diamètre:
volumes et vides élémentaires

Ainsi dans le cas des grès, les grains de quartz, anguleux à sub-anguleux (grès de Fontainebleau), sont parfois émoussés ou recouverts de feuillets d'argile et parfois associés à d'autres cristaux secondaires (feldspaths notamment: grès des Vosges). Ces feldspaths sont généralement altérés (grès du Palatinat) et n'ont pas de forme simples. Les feuillets de micas sont dispersés et soulignent parfois le litage, quant à l'argile on la trouve sous forme de particules recouvrant certains cristaux ou sous forme d'agrégats remplissant les pores (grès des Vosges).

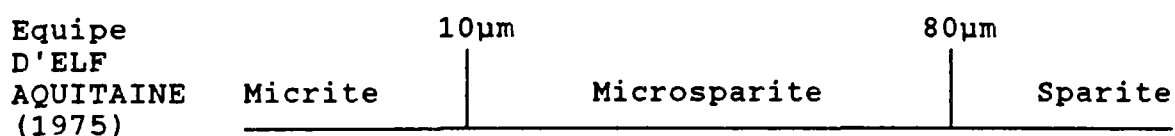
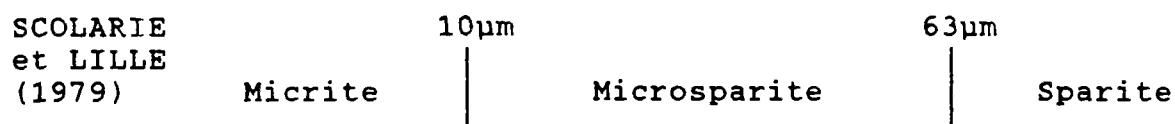
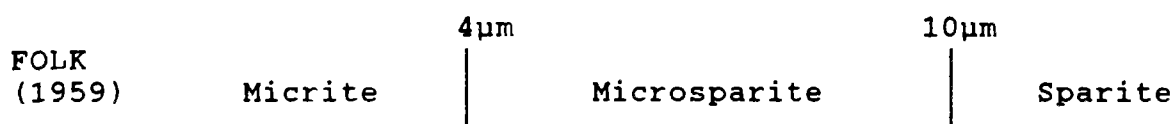
Pour les roches calcaires la diversité est plus grande. Les cristaux de calcite varient suivant leur origine: ainsi on distingue les cristaux d'origine biologique (végétale ou animale) tels que les entroques, les coccolithes et autres éléments bioclastiques dont les formes et les tailles sont très variables (calcaire à entroque et craie); et ceux d'origine physico-chimique et mécanique tels que les oolithes de forme sphérique, les pellets de dimension variable.

Quant aux roches dolomitiques nous n'avons pu retenir, (à cause de la faible porosité et de la très faible perméabilité des échantillons étudiés), qu'un seul d'entre eux: il s'agit d'une boue argilo-dolomitique, constituée essentiellement de grains de dolomite arrondis, qui présente une forte macroporosité intergranulaire.

1.3.3. Phase de liaison

Il s'agit de la phase constituant le ciment et le remplissage des espaces entre les éléments figurés. Plusieurs cas peuvent se présenter :

- la phase de liaison est absente et la cohésion entre les grains se fait seulement par croissance cristalline (grès de Fontainebleau).
- la phase de liaison est argileuse (grès argileux de Trèves ou du Palatinat).
- Enfin elle peut être constituée d'une phase cristalline plus ou moins abondante (calcite). Dans ce cas on distingue suivant les dimensions des cristaux 3 types de ciment: sparitique, microsparitique et micritique. Cette distinction varie suivant les auteurs, ainsi distingue-t-on :



Pour notre part, nous nous sommes basés sur un découpage qui repose sur l'observation au microscope polarisant. Ainsi on appellera micrite la phase cristalline non discernable (inférieure à 5µm), microsparite les cristaux jusqu'à une dizaine de microns et sparite ceux de taille supérieure. Soit:



1.4. Synthèse - fiches descriptives

Pour synthétiser l'ensemble de nos observations, les échantillons qui nous ont servi de support expérimental sont présentés sur des fiches individuelles réunies en annexe. Chaque fiche comporte :

- une situation géographique et géologique.
- une description macroscopique sommaire.
- une description microscopique qui comprend la composition minéralogique, les éléments figurés, la phase de liaison et le milieu poreux.
- les caractéristiques pétrophysiques fondamentales: telles que la porosité, la perméabilité et le facteur de formation.

Ces échantillons seront désignés dans le texte par deux lettres initiales. Le premier indique la pétrographie tandis que le second indique la provenance de l'échantillon. (par exemple grès des Vosges: GV) Cette désignation sera suivie d'un chiffre lorsqu'on a plusieurs échantillons issus d'une même carrière mais prélevés à des horizons différents.

Les 24 échantillons étudiés proviennent de 18 formations différentes. Ils sont présentés dans le tableau 1.

Echantillon	Code	Etage géologique	Origine: Ville/Département
Grès à meule	GM	Buntsandstein supérieur	Lohr/Bas-Rhin
Grès de Trèves	GT	échantillon fourni par l'IFP	non communiqué
Grès de Palatinat	GP	échantillon fourni par l'IFP	non communiqué
Grès des Vosges	GV	Buntsandstein moyen	Rothbach/Bas-Rhin
Grès de Fontainebleau	GF	Stampien	Nemours/ Seine et Marne
Grès coquillier	GC	échantillon fourni par GDF	non communiqué
Calcaire de Vilhonneur	CV	Bajocien-Bathonien	Vilhonneur/ Charentes
Calcaire de Lérrouville	CL	Rauracien	Lérrouville/Meuse
Calcaire de Brauvillier	CB	Portlandien supérieur	Brauvillier/Meuse
Calcaire d'Euville	CE	Rauracien-Argovien	Euville/Meuse
Les Estaillades	CES	Burdigalien	Ménerbes/Vaucluse
Calcaire de Lavoux	CLA	Callovien	Lavoux/Viennes
Calcaire de Mery	CM	Lutétien supérieur	Mery/Val d'Oise
Calcaire de Sireuil	CS	Cenomanien	Sireuil/Charentes
Calcaire de Tervoux	CT	Oxfordien	Tervoux/Viennes
Calcaire de Vassens	CVA	Lutétien inférieur	Vassens/Aisnes
Craie de Grignon	CG	Campanien	Grignon/ Yvelines
Dolomie de Nanteuil	DO	Lutétien supérieur	Nanteuil/Deux Sèvres

Tableau 1: Liste des échantillons étudiés.

2. Caractéristiques pétrophysiques

2.1. La porosité

2.1.1. Définition

La porosité d'un milieu poreux (n_t) est le rapport entre le volume total des vides (V_v) et le volume total (V_t).

$$n_t = \frac{V_v}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t}$$

où V_s est le volume de la phase solide,
et n_t : la porosité totale qui sera comptée en pourcentage (%)
elle est dénommée simplement (n)

La porosité totale englobe :

- la porosité effective n_e qui correspond aux pores interconnectés entre eux et avec l'extérieur de l'échantillon. On l'appelle encore porosité accessible aux fluides. C'est cette porosité qui fait l'objet de notre étude.
- la porosité occluse qui correspond aux pores ou cavités entièrement fermés existant essentiellement dans les laves, les ponces et les bétons mousseux. Mais, pour notre part nous considérons comme occluse toute porosité non accessible à la mesure par les moyens d'étude mis en oeuvre (du fait des rayons d'accès très faibles: inférieurs à 50Å), et en particulier par la porosimètre au mercure.

2.1.2. Méthodes de mesure de la porosité

Alors que le concept de la porosité semble ne soulever aucune difficulté, il n'en est pas de même quant à sa mesure. En effet, ce paramètre est inaccessible à la mesure directe, mais il existe plusieurs méthodes qui permettent de mesurer les paramètres essentiels pour le calcul de la porosité; qui sont: le volume des vides accessibles à un fluide, le volume total, le volume et la densité de la phase solide.

Nous en considérons ici deux, qui sont les plus couramment utilisées: la méthode de saturation par un fluide (ici de l'eau) sous vide (ou porosité accessible à l'eau), et la méthode de Purcell (ou la porosité accessible au mercure). La deuxième méthode (porosimétrie au mercure) ne permet pas de mesurer la porosité totale pour tous les échantillons car elle ne prend en compte que le spectre de pores qui est compris entre 50 Å et 100 µm (fonction de l'appareil de mesure).

Le choix de ces deux méthodes est en relation avec les deux couples de fluide qui, avec les échantillons, constitueront le support expérimental de notre étude.

D'autre part, la détermination de la porosité totale à partir de la vitesse de propagation des ondes soniques longitudinales dans le milieu poreux, est une technique très intéressante. Par la détermination des indices de qualité des roches étudiées, elle permet la décomposition de la porosité totale en porosité de pores et porosité de fissures. Cependant, cette méthode ne peut pas prétendre appréhender de manière exacte le volume de l'espace poreux. Quant à la distinction entre les pores et les fissures, elle ne fait pas l'objet de notre étude, et les fissures ou les microfissures qui existent seront assimilées à des pores dont le diamètre d'accès est équivalent à l'épaisseur de la fissure.

2.1.3. Mesure de la porosité accessible à l'eau

Les échantillons préalablement séchés à l'étuve à 105° pendant quelques jours jusqu'à poids constant sont refroidis dans un dessiccateur contenant du gel de silice; puis pesés, on obtient la masse sèche (P_{sec}). Après leur saturation sous vide, ces échantillons sont à nouveau pesés et on aura la masse saturée (P_{sat}), une autre pesée en immersion dans l'eau nous donne le masse hydrostatique (P_{hyd}).

Le volume des vides accessibles à l'eau est $(P_{sat} - P_{sec}) / \Gamma_w$

le volume du squelette solide est $(P_{sec} - P_{hyd}) / \Gamma_w$

$$\text{d'où } n = \frac{(P_{sat} - P_{sec})}{(P_{sat} - P_{hyd})} \times 100$$

et on peut déduire :

la masse volumique totale $\Gamma_t = \Gamma_w P_{sec} / (P_{sat} - P_{hyd})$

$$\text{et la masse volumique de la phase solide } \Gamma_s = \frac{\Gamma_w P_{sec}}{(P_{sec} - P_{hyd})}$$

Une incertitude règne quant à la saturation et son efficacité. Elle peut avoir lieu sous pression; mais en routine on procède à une imprégnation de la roche par capillarité et sous vide (pendant 24 heures).

Sous toutes réserves d'un vide poussé on peut estimer atteindre la totalité des pores quel que soit leur rayon.

2.1.4. Mesure de la porosité accessible au mercure

Le volume total de l'échantillon est obtenu, soit par la mesure des dimensions de l'échantillon s'il est de forme géométrique simple, soit en utilisant une pompe volumétrique à mercure, ou en mesurant la poussée d'Archimède s'exerçant sur l'échantillon immergé dans le mercure (volumètre de l'Institut Français du Pétrole). Il est à noter que les deux dernières techniques de mesure de volume total présentent un inconvénient qui est la possibilité d'une invasion de mercure dans les gros pores qui communiquent avec l'extérieur : on pèsera donc l'échantillon après immersion dans le mercure pour pouvoir faire éventuellement la correction.

Quant au volume des vides, il est mesuré en injectant dans l'échantillon, dans lequel on a préalablement fait le vide, du mercure par paliers successifs jusqu'à une pression très importante (de l'ordre de 1500 à 2000 bars). Cette méthode est connue sous le nom de la "porosimétrie au mercure", elle permet d'atteindre des accès de pores de l'ordre de 50 à 35 Å et elle sera présentée de façon détaillée par la suite (chapitre 3).

Nous tenons à signaler que cette méthode de mesure de la porosité est approximative. L'incertitude des mesures est comprise entre 1 et 3 % pour les échantillons microporeux, tandis qu'elle peut atteindre 10 voir 15 % pour les échantillons macroporeux. C'est pourquoi certaines corrections doivent être apportées aux valeurs de la porosité déduites de cette méthode (pour tenir compte du volume poreux qui a échappé à la mesure). Nous analysons ce problème par la suite.

2.1.5. Comparaison entre les porosités accessibles au mercure et à l'eau

Portons les résultats expérimentaux de mesure de la porosité sur un graphique d'axes n_{Hg} et n_{eau} (fig.7).

On s'aperçoit que les porosités accessibles au mercure sont légèrement plus faibles que les porosités accessibles à l'eau. En effet les points sont généralement situés sous la première bissectrice ($n_{Hg} < n_{eau}$). Et l'écart varie de 1 à 5 % tant pour les échantillons de forte porosité que pour les échantillons de faible porosité.

Vraisemblablement l'origine du phénomène est à attribuer à deux raisons principales:

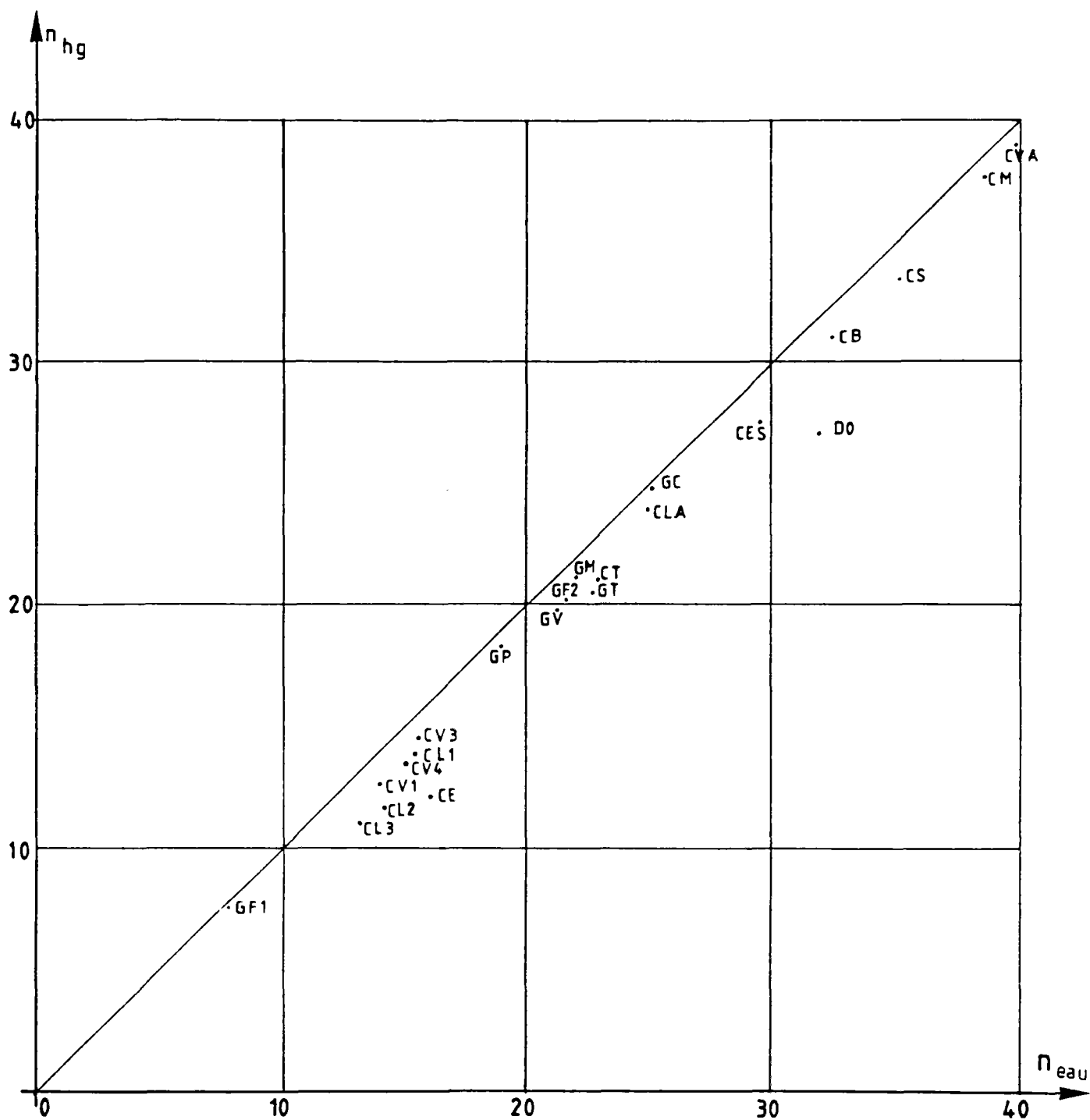


Figure 7: Porosité accessible au mercure en fonction de la porosité accessible à l'eau.

Echantillon	n_{eau}	n_{Hg}	$n_{eau} - n_{Hg}$	α
GT	22.70	20.72	1.98	0.087
GP	19.25	18.34	0.91	0.047
GM	22.50	21.56	0.94	0.042
GV	21.25	19.93	1.32	0.062
DO	32.60	27.37	5.23	0.16
GF1	7.90	7.79	0.11	0.014
GF2	21.70	20.1	1.60	0.074
CV1	14.00	12.58	1.42	0.101
CV2	9.50	9.23	0.27	0.028
CV3	15.72	14.49	1.23	0.078
CV4	15.63	13.34	2.29	0.146
CV5	15.27	14.73	0.54	0.035
CL1	15.52	13.84	1.68	0.108
CL2	14.23	11.66	2.57	0.180
CL3	13.10	11.08	2.02	0.154
CVA	40.00	38.88	1.12	0.028
CT	23.06	21.1	1.96	0.085
CLA	24.00	23.79	0.21	$9 \cdot 10^{-3}$
CM	38.65	37.14	1.51	0.039
CS	35.25	33.54	1.71	0.048
CES	29.40	28.4	1.00	0.034
CB	32.54	30.97	1.57	0.048
CE	16.00	11.83	4.17	0.260
CG1	44.75	44.50	0.25	$6 \cdot 10^{-3}$

Tableau 2: Valeurs de la porosité déduites de la méthode porosimétrique et de la saturation en eau sous vide.

- la porosité accessible au mercure est fonction de la capacité de l'appareil utilisé: ainsi les rayons envahis sont d'autant plus faibles que la pression exercée est plus grande. Pour une pression de 1500 bars (ce qui est le cas de notre expérience) le rayon atteint est de l'ordre de 0.005µm (ou 50 Å) et tous les pores de rayons inférieurs à cette valeur ne seront pas envahis. Donc il existe une infraporosité, variable d'un échantillon à l'autre qui ne sera pas envahie par le mercure donc non mesurée par cette méthode.
- D'autre part les gros pores sur la surface de l'échantillon (>100µm) seront remplis de mercure avant de commencer la mesure de la porosité. Compte tenue du faible volume de l'échantillon étudié (quelques cm³), le volume non mesuré des gros pores sera non négligeable en valeur relative. plus le rapport surface/volume de l'échantillon est grand plus il joue un rôle défavorable dans le cas des échantillons macroporeux.

Toutefois ces deux remarques ne justifient pas une condamnation de la technique de la porosimétrie au mercure, qui est avant tout une méthode de mesure de la répartition des pores et non pas une méthode de mesure de la porosité totale. Le tableau n° 2 montre l'écart entre les valeurs issues des deux méthodes. Cet écart est vraisemblablement en relation avec la macroporosité, la contribution de la microporosité étant insignifiante (à cause de la très faible argilosité des échantillons étudiés).

En effet, on constate que pour les échantillons qui présentent une macroporosité importante (tel que la dolomie, le calcaire d'Euville et les calcaires à entroques) l'écart entre les deux valeurs de la porosité est plus important.

En ce qui nous concerne, nous avons adopté la valeur de la porosité accessible à l'eau comme étant la vraie porosité. Puis nous l'avons comparé à la porosité accessible au mercure et nous avons déduit un coefficient correcteur (α) qu'on appliquera par la suite à tous les renseignements déduits de la courbe porosimétrique. Ce coefficient est le rapport entre la différence des porosités mesurées par les deux méthodes et la porosité accessible à l'eau: $\alpha = (n_{e\ a\ u} - n_{e\ g}) / n_{e\ a\ u}$

2.1.6. La porosité et la saturation

L'écoulement des fluides ou leur répartition, dans un milieu poreux, se situe dans la part de l'espace non occupé par la phase solide de ce milieu. Si la porosité quantifie la partition de cet espace : (volume des vides/volume total) ; on désigne alors sous le nom "saturation en un fluide" le rapport du volume occupé par ce fluide sur le volume total des vides. Ainsi pour deux fluides

non miscibles dont l'un est mouillant (w) et l'autre non mouillant (nw), on a:

$$S_w = \frac{V_w}{V_v} \times 100 \quad S_{nw} = \frac{V_{nw}}{V_v} \times 100$$

avec V_w = le volume occupé par le fluide mouillant.

V_{nw} = le volume occupé par le fluide non mouillant.

S_w et S_{nw} sont respectivement le degré de saturation ou saturation en fluide mouillant et non mouillant.

Dans la pratique, on calcule une des deux saturations et on déduit l'autre de la relation :

$$S_w + S_{nw} = 100\%$$

2.1.7. Porosité et morphologie de l'espace poral

L'espace poral sera désigné par les dimensions de ses pores. Si la porosité est constituée de gros pores le milieu poreux sera macroporeux et si les pores sont fins il sera microporeux.

En réalité un milieu poreux englobe des pores de différentes tailles. C'est pourquoi on doit classer l'espace poral en domaines de porosité, et on effectue un découpage du "spectre de porosité" qui dépend aussi bien des auteurs que des méthodes et techniques employées afin de le définir. Ainsi distingue-t-on :

SCHOELLER (1955)	0.1µm		2.5 mm
(au microscope optique)	micro-porosité	porosité capillaire	macro-porosité
ALONZO (1965)	0.1µm		
(Porosimétrie au mercure)	micro-porosité		macro-porosité
CAMBARNOUS et MARLE (1965)	0.01µm		
(Porosimétrie)	micro-porosité		macro-porosité

CHOQUETTE et
PRAY (1970)

1/8^{ème} du mm

(Lames minces)	micro- porosité	macro- porosité
----------------	--------------------	--------------------

PITTMAN (1971)

0.5µm

(M.E.B.)	micro- porosité	macro- porosité
----------	--------------------	--------------------

GONI, RAGOT
et SIMA (1968)

0.03µm

7.5µm

(Porosimétrie)	infra- porosité	micro- porosité	macro- porosité
----------------	--------------------	--------------------	--------------------

Pour notre part, et d'après les essais au porosimètre au mercure, nous avons constaté que les porosités des échantillons étudiés pouvaient être classés, suivant la dimension des accès des pores en 2 groupes distincts séparés par un rayon d'accès de l'ordre de 1µm. Quant à la porosité très fine (dont le rayon d'accès est inférieur à 0.01µm) elle est négligeable par rapport au volume de la microporosité et de la macroporosité. C'est pourquoi on a supposé cette infraporosité inexistante et nous avons été amené à proposer la coupure suivante :

	0.01µm	1µm	
infraporosité	microporosité	macroporosité	

2.2. La perméabilité

2.2.1. Définitions

La perméabilité caractérise la capacité d'un milieu poreux à laisser circuler à travers lui des fluides (liquides ou gaz), quand il y a une différence de pression entre ses deux faces. Elle dépend tant des propriétés du milieu que de celles des fluides mis en jeu.

2.2.2. Loi de DARCY - coefficient de perméabilité

Les premières expériences connues sur la perméabilité ont été réalisées par DARCY en 1856. Un filtre poreux homogène est placé dans un tube de section S, en introduisant un fluide incompressible de viscosité μ et en mesurant le débit Q ainsi que

la pression du fluide par deux manomètres latéraux placés à la base et au sommet du tube; DARCY a constaté qu'il y a une relation entre les pressions P_1 et P_2 indiquées par les manomètres, (à la base et au sommet du tube respectivement) les caractéristiques géométriques du tube (section S et hauteur h) et le débit qui s'écrit :

$$Q = S \frac{K}{\eta} \frac{P_2 - P_1}{h}$$

où K est la perméabilité intrinsèque ou la perméabilité d'un milieu qui s'exprime en Darcy ou en millidarcy.

Le Darcy est la perméabilité d'un milieu poreux qui, sous la différence de pression de une atmosphère (760 mm Hg - 101325 Pascals) par centimètre laisse s'écouler à travers une section de 1 cm² un débit de 1 cm³/s pour un fluide de viscosité dynamique égale à 1 centipoise.

$$\begin{aligned} (1 \text{ Poise} &= 1 \text{ g cm}^{-1} \text{ s}^{-1}) \\ &= 10 \text{ Pa}^{-1} \text{ s} \end{aligned}$$

2.2.3. Perméabilité intrinsèque, relative et effective

On distingue trois catégories de perméabilité :

- Absolute, ou intrinsèque, c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, tel que la perméabilité à l'air ou la perméabilité à l'eau.
- Effective, elle exprime la propriété d'un milieu à être traversé par un fluide en présence d'autres fluides non miscibles entre eux. Ainsi, la coexistence de deux fluides non miscibles (1) et (2) dans les mêmes régions d'un milieu poreux entraîne l'écoulement simultané de ces deux fluides lorsque ce milieu est soumis à une perte de charge ou une différence de pression. Il convient d'écrire pour chacune des deux phases la loi de Darcy dite "généralisée":

$$Q_1 = \frac{S}{\eta_1} \cdot \frac{\delta P}{h} \cdot K_1 \qquad Q_2 = \frac{S}{\eta_2} \cdot \frac{\delta P}{h} \cdot K_2$$

K_1 et K_2 représentent alors les perméabilités effectives respectivement au fluide (1) et au fluide (2). Elles dépendent non seulement du milieu poreux lui-même, mais des pourcentages respectifs des différents fluides présents dans les pores. (ou saturations respectives)

- Relative, elle exprime le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité intrinsèque. Cette perméabilité varie entre 0

et 1. On l'exprime généralement en pourcentage (%). Elle est fonction de la saturation.

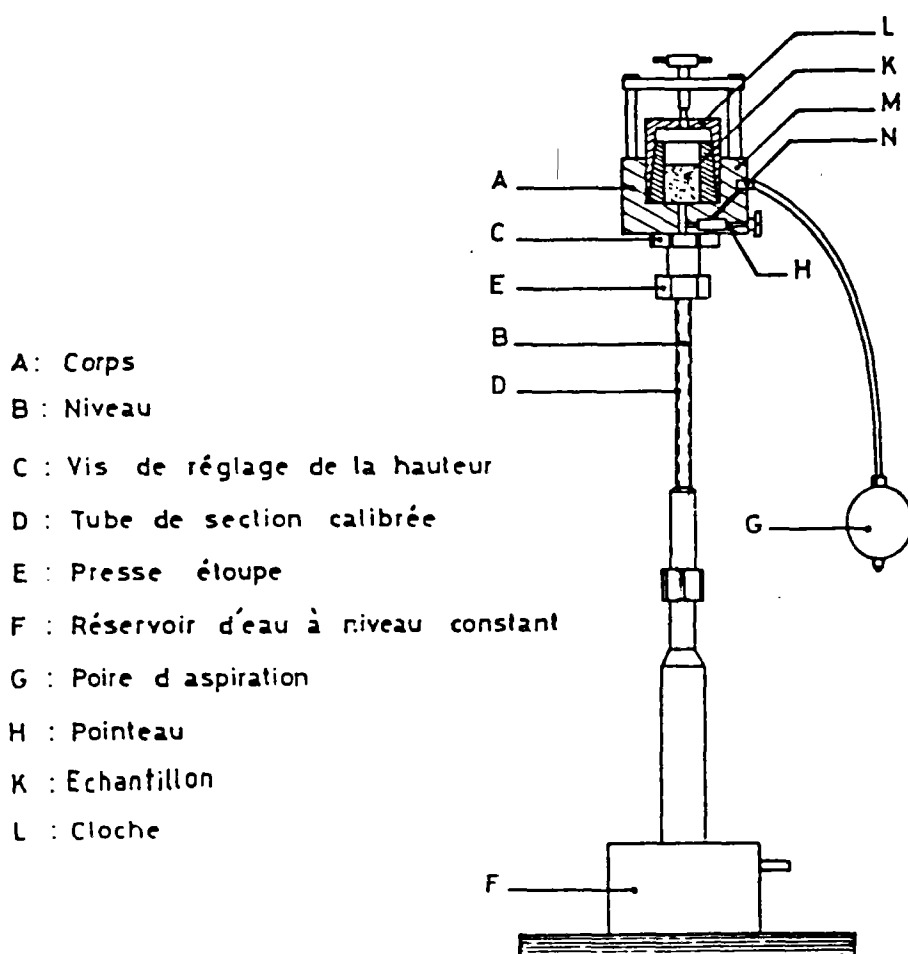


Figure 8: Perméamètre à charge variable

2.2.4. Mesure de la perméabilité à l'air

Pour la mesure des perméabilités intrinsèques et effectives, nous avons utilisé un perméamètre à charge variable du type IFP. (fig 8).

L'échantillon placé à la partie supérieure d'un tube est soumis à une différence de pression provoquée par une colonne d'eau. La chute du niveau d'eau donne la quantité d'air filtré à travers

l'échantillon. Tenant compte de la différence de pression et du temps, la perméabilité est donnée par une équation de la forme :

$$K = \frac{B \eta L}{\delta t S}$$

avec B : constante qui dépend de la géométrie de l'appareil.
 η : viscosité de l'air à la température ambiante.
 (183.10⁻⁶ poises)
 L et S : longueur et section de l'échantillon
 δt : temps d'écoulement entre deux repères.

2.3. La tortuosité et le facteur de formation

En assimilant l'échantillon poreux à un faisceau de tubes capillaires non rectilignes, le chemin de parcours (L_e) dans ces capillaires est supérieur à la longueur de l'échantillon (L). La tortuosité (τ) est le carré du rapport (L_e/L).

D'autre part, la résistivité d'un milieu poreux (R_0), est liée à celle du fluide (w) qui l'imprègne (R_w), par la relation :

$$R_0 = F R_w$$

F étant le facteur de formation de la roche. Il n'est autre que le rapport (R_0/R_w).

Les travaux de Wyllie et Rose (1950) ont montré l'existence de la relation suivante:

$$\tau = (F.n)^2$$

La tortuosité est en relation directe avec le facteur de formation. D'autre part, il semble que ce facteur F soit directement lié (par une relation simple) à la porosité.

Sur l'ensemble des échantillons saturés sous vide avec de l'eau non salée, une mesure de la résistivité (R_0) a été réalisée, ainsi qu'une mesure de la résistivité de l'eau qui les sature (R_w). La figure 9 schématise le dispositif expérimental employé pour calculer ces résistivités.

En effet, ARCHIE (1942) a prouvé que le facteur F ne dépend que de la géométrie du milieu poreux, en admettant que le chemin suivi par le courant électrique dans un milieu poreux saturé par une solution électrolytique est identique à celui qui est suivi par les particules en mouvement soumises à un gradient de pression. Il a proposé une relation empirique simple, connue sous le nom de "première loi d'Archie", qui relie la porosité au facteur de formation :

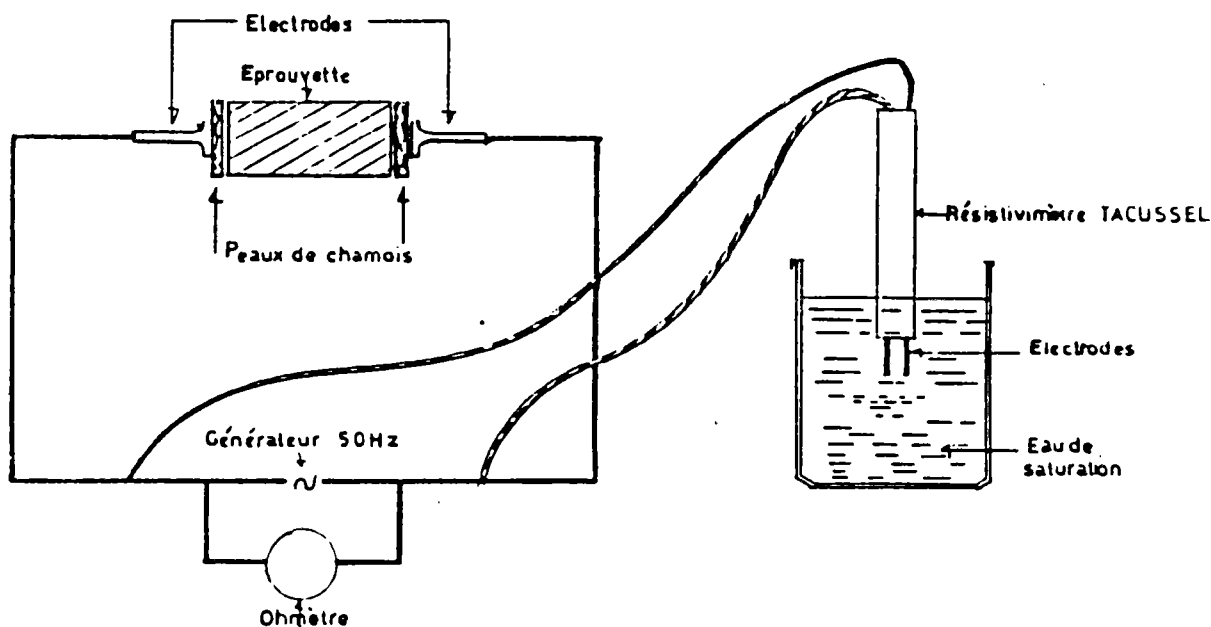


Figure 9: Dispositif expérimental de la mesure du facteur de formation

$$F = n^{-m}$$

avec m : indice de cimentation

n : la porosité non continue en $n = 1$

La généralisation de cette loi pour les formations poreuses propres s'écrit :

$$F = a n^{-m}$$

avec a : paramètre qui dépend de la nature de la roche.

Dans la littérature on trouve :

pour les grès	$a = 0.62$	et $m = 2.15$	(HUMBLE)
pour le calcaire oolithique	$a = 1$	et $m = 1.91$	(PAVONE)
pour le calcaire à entroques	$a = 1$	et $m = 2.05$	(PAVONE)

Nous signalons au passage que la mesure du facteur de formation dépend de nombreux facteurs secondaires tels que la température ambiante, les dimensions de l'échantillon, les hétérogénéités locales, la concentration ionique de la solution électrolytique (ici l'eau du robinet) et de l'appareil de mesure. Les résultats de ces mesures ne sont intéressants qu'à titre comparatif.

Echantillon	Densité totale	Densité des grains	Porosité en(%)	Perméabilité en (md)	Facteur de formation
GM	2.05	2.65	22.40	116	9.36
GT	2.05	2.65	22.70	126	12.25
GP	2.14	2.65	19.25	8.6	17.5
GV	2.10	2.64	21.15	3278	15.0
GF1	2.46	2.65	7.20	23	95.25
GF2	2.07	2.65	21.70	3146	14.5
GC	2.02	2.70	25.40	1100	9.75
CV1	2.33	2.71	14.00	23.2	59
CV2	2.45	2.71	9.50	0.3	54.2
CV3	2.27	2.71	15.70	36	53.75
CV4	2.29	2.71	15.63	15	49.77
CV5	2.30	2.71	15.30	10.9	56.25
CL1	2.28	2.69	15.50	51.5	47.5
CL2	2.30	2.68	14.20	7.2	70
CL3	2.33	2.68	13.10	5.9	85
CVA	1.64	2.70	40.00	1650	7.82
CT	2.11	2.71	23.06	2.4	34
CLA	2.08	2.71	24.00	6.5	30.5
CM	1.60	2.71	41.20	123	7.2
CS	1.75	2.70	35.15	588	11.5
CES	1.91	2.71	30.00	316	19
CB	1.83	2.71	32.54	306	16.87
CE	2.24	2.67	16.00	1112	51.73
CG	1.54	2.70	43.10	24.5	8.75
DO	1.89	2.81	32.50	1200	6.45

Tableau 3: Principales caractéristiques pétrophysiques des échantillons étudiés.

2.4. De la pétrographie à la pétrophysique

La caractérisation pétrographique, des échantillons sélectionnés pour notre étude, nous a montré la complexité de la phase solide (nature, forme, taille et agencement des éléments) ainsi que de la phase poreuse (taille, forme et interconnexion des pores).

Cette analyse pétrographique permet de comprendre la répartition et le déplacement des fluides dans un milieu poreux. Quant à l'analyse pétrophysique, elle donne une idée sur le comportement global de ces milieux, tout en quantifiant les paramètres essentiels qui déterminent ou influent sur les divers comportements physiques d'un milieu poreux.

La combinaison des caractéristiques pétrographiques et pétrophysiques et la recherche des corrélations entre les divers facteurs mis en jeu aura pour objectif la prédiction du comportement d'un milieu poreux par rapport à un fluide.

Toutefois, et compte tenu de la complexité des phénomènes mis en jeu, il est impératif de rechercher d'autres paramètres donc de développer d'autres moyens techniques qui permettent l'obtention de ces paramètres. Le tableau n° 4 schématise la succession d'opérations techniques qui ont permis de déduire les facteurs et les paramètres essentiels pour la suite de ce travail.

A partir de ces différentes techniques on examinera l'évolution de certains paramètres tels que : le spectre de porosité, la perméabilité, le rayon d'accès des pores et la pression capillaire. Cette dernière propriété présente une importance particulière car elle est en même temps fonction de la géométrie des surfaces et de leurs propriétés physico-chimiques. (ou l'interaction entre les fluides et ces surfaces).

Mais avant d'aborder le problème de répartition des fluides dans un milieu poreux, nous allons essayer de dégager quelques relations entre leurs caractéristiques pétrophysiques essentielles. En effet le tableau n° 3 et la figure 10 montrent que les caractéristiques des échantillons sont très diversifiées. C'est ainsi qu'on trouve des échantillons de très grande porosité mais de faible perméabilité à coté d'autres échantillons de porosité moyenne et très perméables ou très peu perméables. Ils sera intéressant de déduire une relation commune et applicable à tous les échantillons ou de les classer par familles selon leur comportement.

La figure 10 où nous avons reporté la perméabilité en fonction de la porosité montre une grande dispersion des points. Le classement des échantillons dans des familles (en fonction de leur porosité et leur perméabilité) ne nous paraît pas évident. Nous rechercherons par la suite un autre critère pour ce classement.

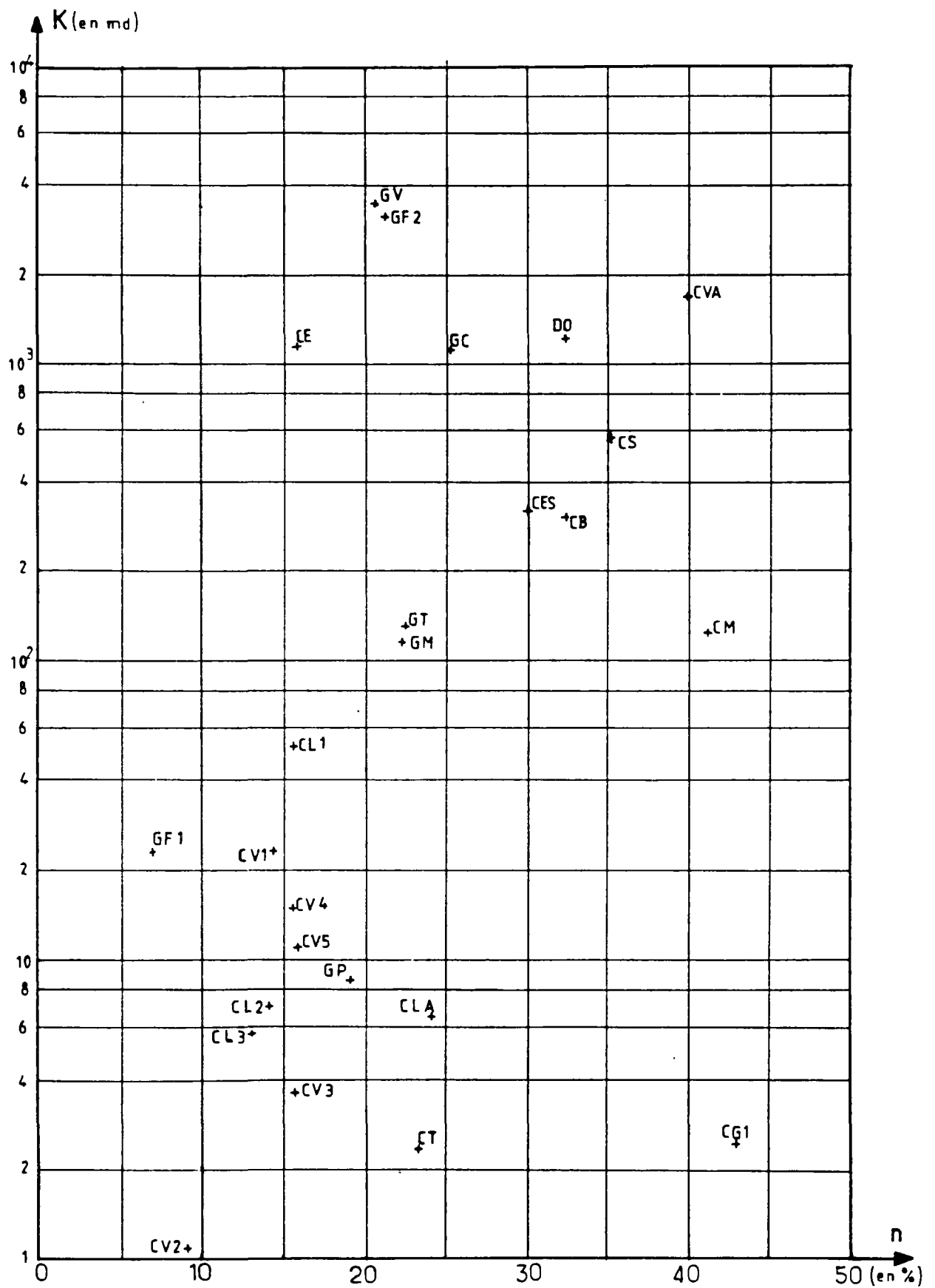


Figure 10: Perméabilité des échantillons étudiés en fonction de leur porositt  

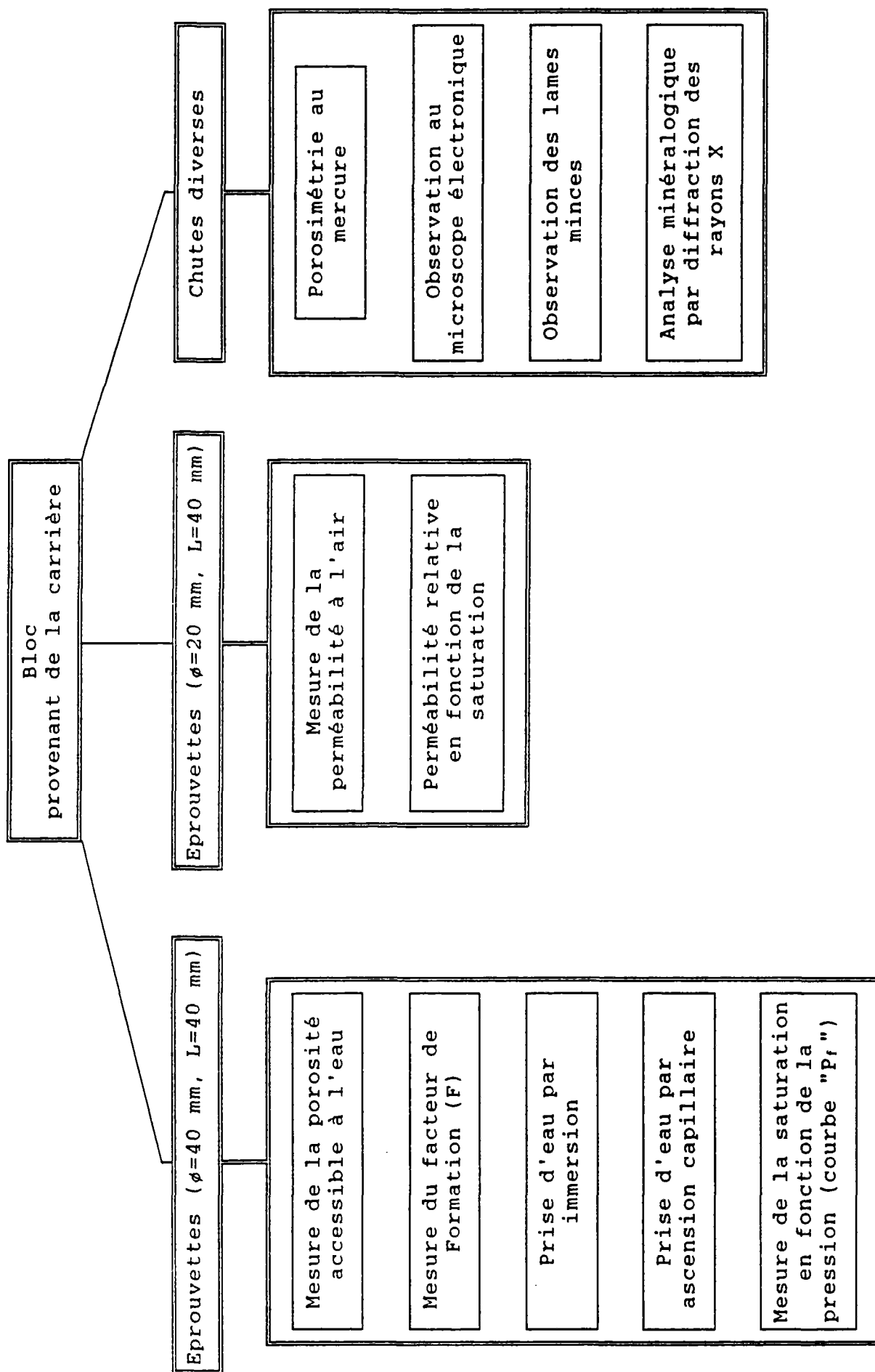


Tableau 4: Schéma synthétique des essais réalisés sur chaque type de roche étudiée

3. Relation entre les différentes caractéristiques d'un milieu poreux

3.1. Introduction

Les caractéristiques géométriques des éléments constituant d'un milieu poreux, leur agencement par rapport au ciment et l'importance de la cimentation conditionnent d'une part la porosité (taille des pores et de leurs accès) donc la perméabilité, et d'autre part le mode de répartition de cette porosité donc la tortuosité.

C'est pourquoi l'étude de ces différents facteurs et des relations entre eux présente un intérêt majeur dans la compréhension et l'interprétation de la répartition des fluides dans les réseaux poreux lors d'équilibres capillaires.

3.2. Revue bibliographique

De nombreux auteurs ont tenté de définir des relations (souvent empiriques) entre les différentes caractéristiques d'un milieu poreux. La majorité de ces auteurs a assimilé le milieu poreux à un faisceau de tubes capillaires. Ces tubes étaient très souvent parallèles, de même section ou de sections différentes, interconnectés ou non selon la complexité du modèle.

Pour relier la porosité à la perméabilité le modèle le plus simple consiste à supposer que le réseau poreux est équivalent à un faisceau de tubes capillaires de même section non interconnectés entre eux. En considérant l'écoulement longitudinal d'un fluide de viscosité (η) dans un tube de section S , de longueur L et soumis à une différence de charge δP entre ses faces; la perméabilité K de ce tube est liée au débit Q selon la loi de Darcy par la relation :

$$Q = K \cdot \frac{S}{\eta} \cdot \frac{\delta P}{L}$$

la loi de Poiseuille pour un tube cylindrique de rayon r s'écrit :

$$q_1 = \pi \frac{r^4}{8} \cdot \frac{\delta P}{\eta L}$$

En supposant que le milieu poreux est composé de N_r tubes on aura:

$$\text{le débit total } Q = \sum q_1 = N_r \pi \cdot \frac{r^4}{8} \cdot \frac{\delta P}{\eta L} = K \frac{S}{\eta} \frac{\delta P}{L}$$

$$\text{or la porosité } n = \frac{V_v}{V_t} = \frac{N_r \pi r^2 L}{S L} \quad \text{d'où:}$$

$$K = n \frac{r^2}{8}$$

Cette modélisation, simpliste, est très différente de la réalité. En effet la valeur de la perméabilité obtenue par cette formule ne concorde pas généralement avec le résultat des mesures.

Ceci a incité PURCELL (1949) à introduire un facteur "f", variable d'un milieu à un autre, afin de rendre cette modélisation valable. c'est le facteur lithologique ou "facteur de forme" et la relation précédente sera :

$$K = f n \frac{r^2}{8}$$

BIRKS (1955) introduit le concept de la tortuosité pour donner une signification physique au facteur lithologique . Il a ainsi assimilé l'échantillon poreux à un faisceau de tubes cylindriques non rectilignes dont la longueur de parcours (L_e) est supérieure à la longueur de l'échantillon (L). La tortuosité (T) est le carré du rapport (L_e/L) et le facteur lithologique serait l'inverse de la tortuosité.

D'autre part en généralisant la loi de Poiseuille à des tubes non cylindriques CARMANN (1961) a développé la relation de KOZENY et a obtenu l'équation connue sous le nom de KOZENY-CARMANN qui relie la perméabilité à la tortuosité, la porosité et la surface spécifique (s).

$$K = \frac{n^3}{W_0 T s^2}$$

avec W_0 : paramètre de forme, sa valeur est comprise entre 2 et 2.5 pour les formes rectangulaires , elliptiques et circulaires.

s : la surface spécifique définie comme étant la mesure de la surface mouillée par le fluide en mouvement par unité de volume du milieu poreux.

HOUPEURT (1959) a étudié la perte de charge dans un canal. Il a assimilé le réseau poreux à une série d'étranglements et d'élargissements, et lui a donné une forme tronconique périodiquement répétée. En désignant respectivement par "r" et "m.r" le rayon de la section contractée et le rayon de la section évasée, puis en identifiant l'expression de la perte de charge dans ce canal à la loi de Darcy, il a trouvé la relation suivante :

$$K = \frac{9}{8} \frac{n r^2 m^3}{(m^2 + m + 1)}$$

En pratique, le terme "r" correspond au rayon d'accès des pores qui pourra être déduit de la courbe d'injection de mercure (Purcell), tandis que "m" désigne le rapport (rayon de pore / rayon d'accès) et sa valeur ne peut pas être déterminée aisément.

3.3. Relation entre la porosité et le facteur de formation

En reportant sur un même graphique (fig. 11) le facteur de formation en fonction de la porosité, on peut faire les constatations suivantes :

- a) pour la totalité des échantillons l'équation : $F = a n^{-m}$ est vérifiée.

Cependant la valeur du paramètre "a" est :

- comprise entre 0.55 et 0.78 pour les échantillons de grès et de dolomie
- de l'ordre de 1.24 pour les calcaires oolithiques.
- comprise entre 1.3 et 1.4 pour les calcaires à entroques.

- b) chaque faciès de grès est représenté par 2 échantillons: l'un taillé parallèlement à la stratification, l'autre perpendiculairement à la stratification.

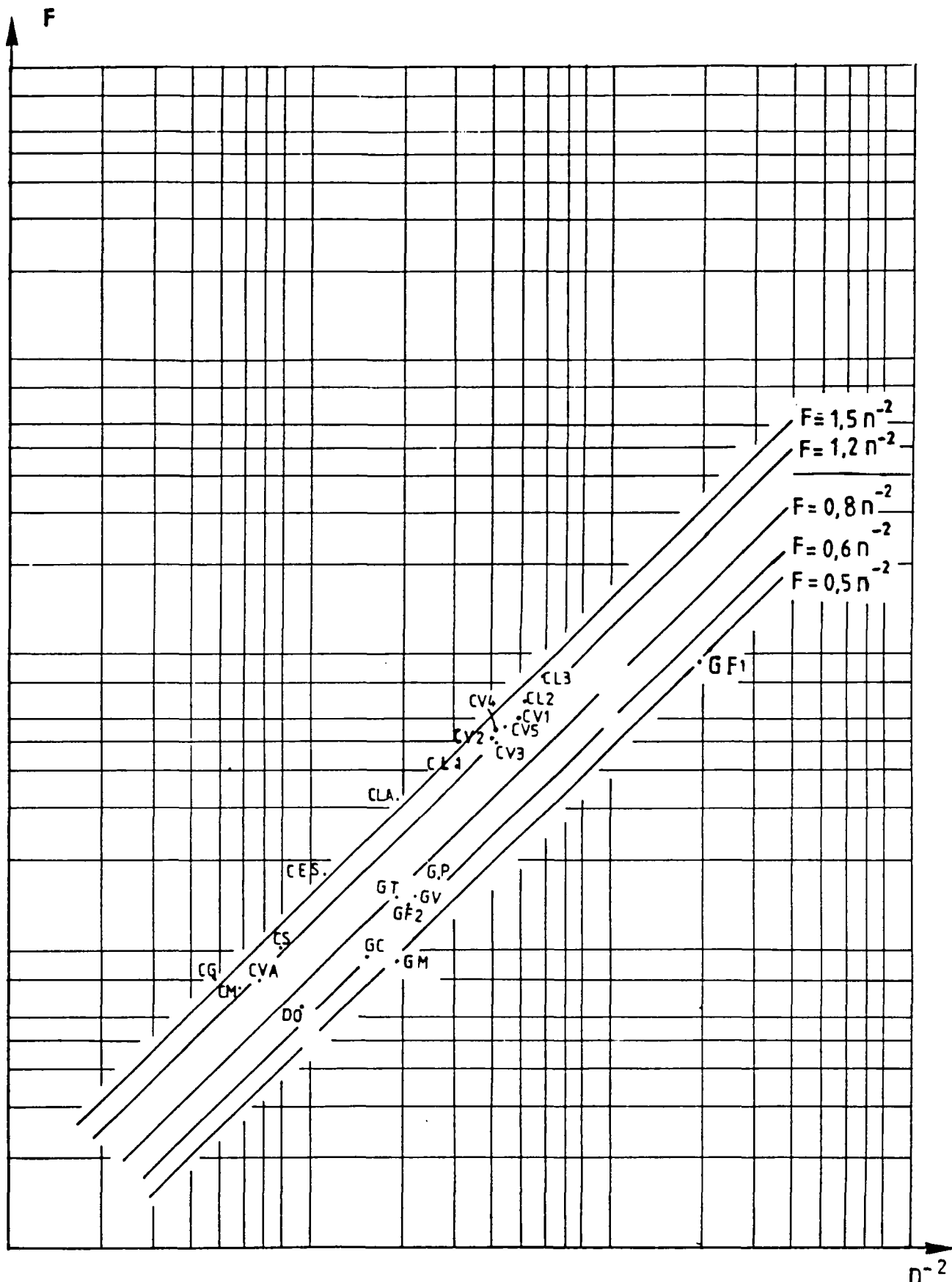


Figure 11: Facteur de formation en fonction de la porosité (n^2).

Echantillon	K_v	K_h	F_h	F_v	K_v / K_h	F_h / F_v
GC	913	1100	8.28	9.75	0.83	0.85
GF	15.7	23	84.77	95.25	0.68	0.89
GM	65	116	8.14	9.36	0.56	0.87
GP	8	8.6	15.93	17.5	0.93	0.91
GT	100	126	13.6	15.12	0.79	0.9
GV	1705	3278	12.15	15	0.52	0.81

Tableau 5: Perméabilité et facteur de forme des échantillons de grès.

On s'aperçoit que pour une roche donnée (même porosité et même constitution) le facteur de formation de l'échantillon vertical F_v est supérieur à celui de l'échantillon horizontal F_h . Le rapport (F_h/F_v) est compris entre 0.82 et 0.9 .

Ce qui signifie que la tortuosité est plus grande suivant la direction verticale que suivant la direction horizontale. D'autre part la perméabilité horizontale mesurée s'est avérée supérieure à la perméabilité verticale.

Ce résultat permettra de déterminer l'orientation des grains, (litage) le rapport (F_h/F_v) traduit l'anisotropie ($\mathcal{E}$) de la texture (qui pourra être définie par la relation: $\mathcal{E} = F_h/F_v$) et est en relation directe avec le rapport des perméabilités (K_h/K_v).

Le tableau 5 synthétise les perméabilités, et les facteurs de formation (suivant les directions horizontale et verticale) des 6 échantillons de grès étudiés. Il illustre la relation entre L'anisotropie " $\mathcal{E}$ " et le rapport des perméabilités. Toutefois la correspondance entre les deux facteurs n'est pas parfaite, ceci est dû vraisemblablement aux hétérogénéités locales des échantillons et aux incertitudes de mesures du facteur de forme.

Ceci s'explique par le fait que la conductivité électrique (ou la résistivité du milieu saturé) dépend du chemin suivi par les électrons (réseau poreux) et du flux à travers un accès donné, donc de la perméabilité.

4. Conclusions

Les milieux poreux en général (et les roches sédimentaires en particulier), de par les caractéristiques de leurs grains (dimensions, forme, nature,...), de par leur hétérogénéité structurale et de par leurs conditions de dépôts (orientation des éléments durant leur formation), se prêtent mal à une analyse microscopique qui permet de dégager des corrélations générales et précises.

Ceci est dû à des considérations simples. En effet, on peut étudier la géométrie des grains mais rarement celle des pores. La raison est qu'on manque d'outils pour appréhender des formes aussi complexes que celles d'un réseau poreux. C'est pourquoi on s'est orienté vers l'étude des caractéristiques physiques macroscopiques tel que la porosité, la perméabilité et la pression capillaire.

L'analyse de la porosité et de la perméabilité a montré que les échantillons rocheux étudiés sont très variés. C'est pourquoi on doit les regrouper dans des classes d'équivalence afin de rechercher des corrélations entre les différentes caractéristiques d'une classe donnée.

Nous abordons dans les chapitres suivants les propriétés hydrodynamiques de ces roches, qui sont caractérisées par les courbes de pression capillaire en fonction de la saturation; et nous essayons de dégager certains renseignements concernant les caractéristiques microscopiques de ces roches.

Chapitre 3

EQUILIBRES CAPILLAIRES DANS LES MILIEUX
POREUX – MOYENS ET METHODES DE MESURE –
COURBES " P_f " ET COURBES
POROSIMETRIQUES

INTRODUCTION

Les méthodes de détermination des pressions capillaires, en laboratoire, sont nombreuses. On peut citer par exemple: la méthode des états restaurés, la centrifugation, l'évaporation, la pression osmotique, la tension de vapeur et la porosimétrie au mercure. Sans oublier la technique de Hassler modifiée et la mesure de la saturation de l'échantillon par la technique du gammadensimétrie ou les traceurs radioactifs.

Deux techniques, semblables par leur principe, ont été retenues afin d'analyser la relation entre la pression capillaire et la saturation. Ce sont la méthode des états restaurés et la porosimétrie au mercure.

Avant de passer en revue ces deux méthodes, nous mettrons l'accent sur la différence entre pressions capillaires statiques et dynamiques.

1. Comparaison entre les pressions capillaires dynamiques et les pressions capillaires statiques

Les deux méthodes choisies (états restaurés et porosimétrie) sont des méthodes statiques. L'échantillon sera soumis à une pression capillaire P_c jusqu'à l'équilibre (saturation constante) où les deux phases fluides sont immobiles; d'où la désignation "statique".

Quant aux pressions capillaires dynamiques, déterminées généralement par modification de la cellule Hassler pour la mesure de la perméabilité relative, elles sont mesurées en écoulement. Dans cette méthode les 2 phases sont en écoulement à travers l'échantillon avec un différentiel de pression P_c représentant la pression capillaire. A l'équilibre les 2 fluides continuent à s'écouler à travers l'échantillon mais leur degré de saturation ne change pas. On note la pression capillaire correspondant à cette saturation, cette dernière sera déduite soit par simple pesée, soit par la technique de gammadensimétrie ou par les traceurs radioactifs.

C'est BROWN (1951) qui a comparé les pressions capillaires, sous les conditions de l'équilibre statique et celles de l'équilibre dynamique, sur un échantillon de grès et un

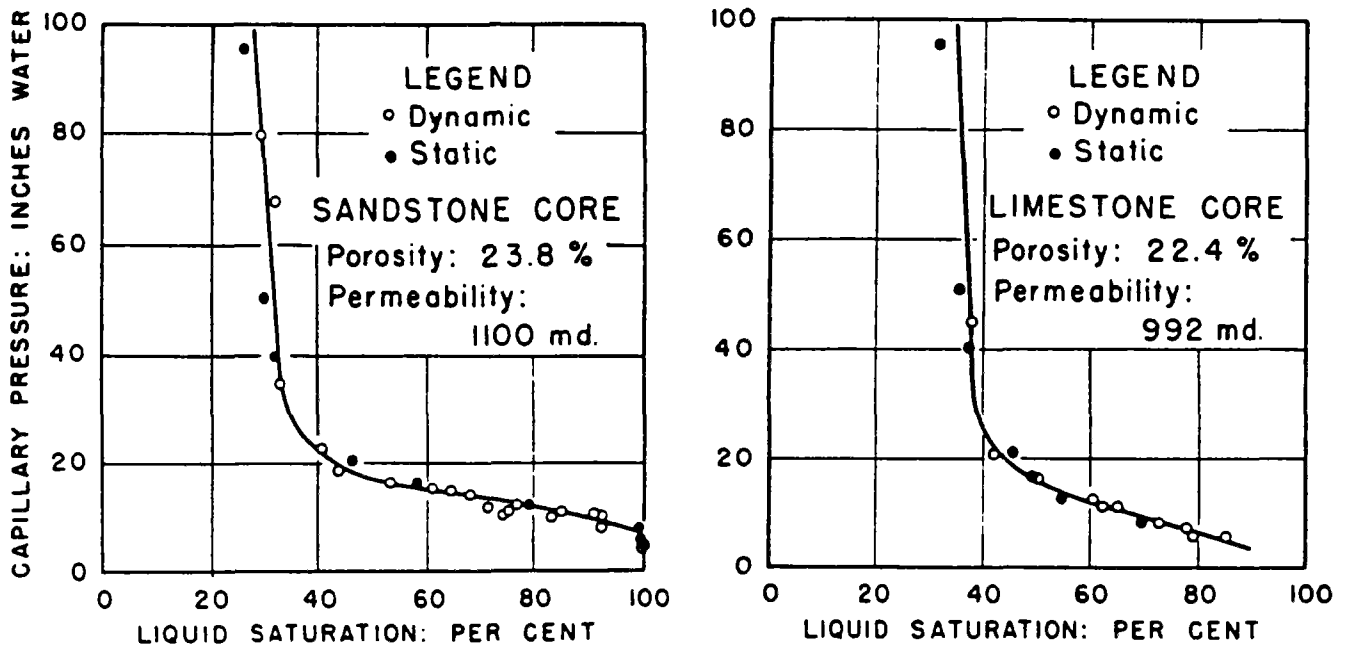


Figure 12: Courbes de pression capillaire - saturation obtenues par les 2 méthodes dynamique et statique d'après BROWN (1951)

échantillon de calcaire. Comme le montre la figure 12 ci-dessous, il aboutit à une juxtaposition presque parfaite entre les deux courbes P_c -Sat (statique et dynamique) pour les deux échantillons.

On en déduit que la pression capillaire en écoulement (ou dynamique) est identique à celle de l'équilibre statique pour la même valeur de la saturation.

2. Méthodes d'étude de la pression capillaire statique

2.1. Méthode des états restaurés

2.1.1. Principe

Cette technique consiste à étudier le déplacement d'un fluide mouillant (l'eau), par un fluide non mouillant (l'air).

Pour ce faire l'échantillon initialement saturé d'eau (à 100%) est placé dans une enceinte où on fait régner une certaine pression relative d'air. L'échantillon est posé sur une plaque semi-perméable qui impose une pression d'eau constante.

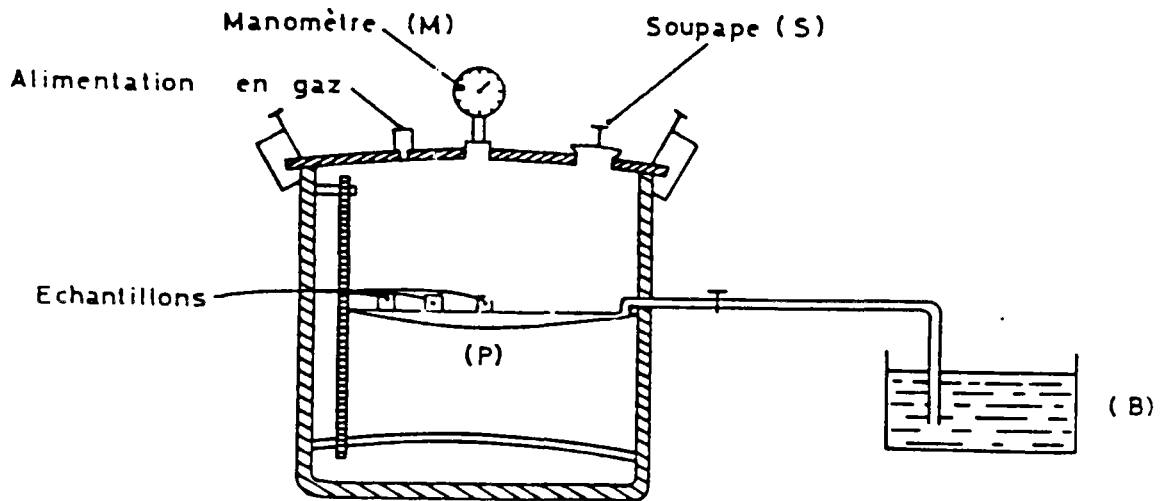


Figure 13: Le désorbeur

A l'équilibre, (on a $P_c = P_{air} - P_{eau}$) on pèse l'échantillon pour déduire la saturation. En augmentant la pression par paliers successifs on obtient la relation :

$$Sat = f(P_c) \quad \text{ou} \quad P_c = g(sat)$$

2.1.2. Dispositif expérimental

L'appareil (fig. 13) comprend essentiellement :

- Une cellule en acier ($\Phi=360\text{mm}$, $L=420\text{mm}$) avec un couvercle muni d'un manomètre, d'une soupape et d'un robinet d'alimentation en air comprimé.
- Une plaque poreuse en céramique à pores très fins de façon à être imperméable à l'air, pour les pressions envisagées (inférieures à 4 bars), sur laquelle les échantillons à étudier sont placés. Le dessous de cette plaque est relié à une membrane en caoutchouc de même dimension, isolant une chambre saturée en eau, mise à la pression atmosphérique par un capillaire relié à l'extérieur et permettant les échanges d'eau avec l'extérieur.

2.1.3. Mode opératoire

La plaque poreuse ainsi que les échantillons préalablement séchés sont saturés sous vide et placés à l'intérieur de la cellule. Le contact entre les échantillons et la plaque est assuré par un papier filtre Whatman. Afin de limiter les évaporations une certaine quantité d'eau est admise au fond de la cellule pour créer une atmosphère saturée. Le niveau de l'eau à

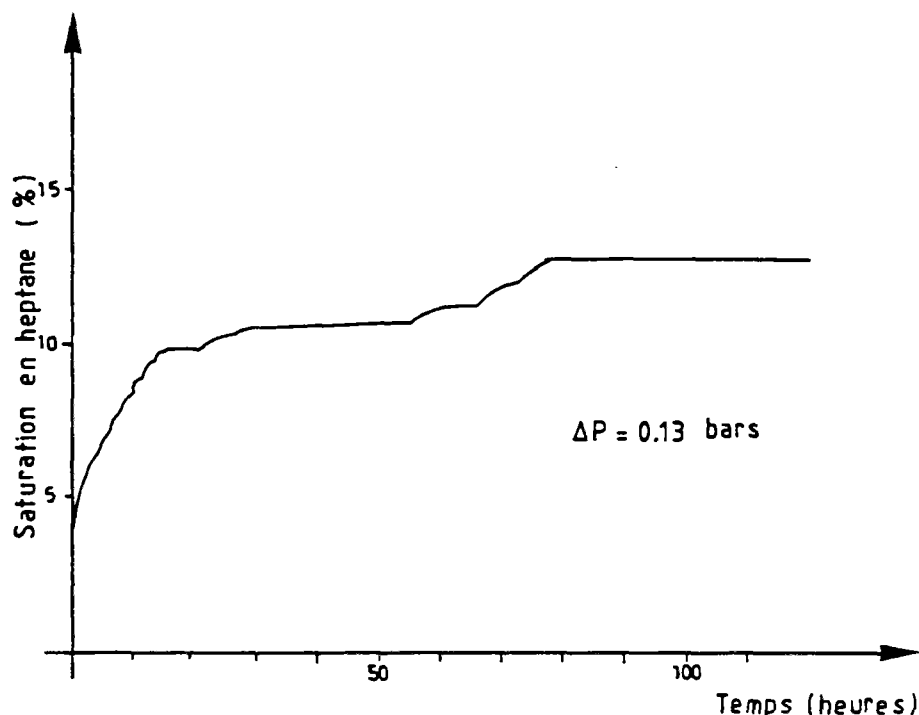


Figure 14: Variation de la saturation à δP constant.
(DEFFRENNE et PACSIRSZKI)

l'extérieur sera maintenu au même niveau que la plaque afin que la pression de l'eau de la plaque soit égale à la pression atmosphérique et que la pression capillaire dans l'échantillon soit égale à la pression relative de l'air comprimé.

Une fois les échantillons mis en place, on fait régner dans la cellule une certaine pression d'air qui sera appliquée par paliers successifs avec contrôle de l'état de saturation par pesée pour chaque palier.

Le temps nécessaire pour atteindre la saturation d'équilibre, est très variable (entre 2 et 5 jours) et dépend essentiellement de la perméabilité de l'échantillon et de celle de la plaque dans une moindre mesure. Une vérification a été faite par pesée quotidienne des échantillons maintenus sous un palier de pression constant pendant une semaine. Ceci rejoint les résultats d'une étude réalisée à l'IFP par DEFFRENNE et PACSIRSZKY (1963) avec un appareil permettant de mesurer en continue la saturation de l'échantillon, à δP constant. La saturation en fonction du temps est schématisée par le diagramme ci-dessous (fig. 14). Il s'agissait d'un couple de fluide eau-héptane et pour un palier de pression de l'ordre de 0.13 bars.

Puisqu'on a des échantillons de perméabilité très variable et des paliers de pression très élevés, on a adopté la durée d'une semaine comme temps d'équilibre, pour un palier de pression

donné, (pour les pressions comprises entre 0.5 et 4 bars) et 4 jours pour les pressions inférieures à 0.5 bar. Ceci pour l'imbibition et pour le drainage, afin de tenir compte des vérifications que nous avons effectuées et de la bibliographie.

2.1.4. Exploitation des résultats - courbes "Pf"

Après chaque palier de pression on note le poids de l'échantillon correspondant (P_{wt}). Connaissant le poids sec (P_{sec}) et le poids saturé (P_{sat}), on peut calculer la saturation en fluide mouillant par la relation:

$$S_w = \frac{P_{wt} - P_{sec}}{P_{sat} - P_{sec}}$$

En reportant sur un diagramme la pression appliquée (en log) en fonction de la saturation on obtient la courbe de la pression capillaire en fonction de la saturation, nommée: la courbe "Pf". En fait cette courbe n'est pas unique elle dépend du fluide déplacé (mouillant ou non mouillant) on distingue deux branches correspondant au drainage et à l'imbibition. Elle dépend aussi du point de départ (conditions initiales) de l'expérience.

2.2. Porosimétrie au mercure

2.2.1. Principe

Cette technique consiste à injecter, sous une pression absolue (P_{Hg}), un fluide non mouillant (le mercure) dans la roche préalablement désaérée où le vide et la vapeur de mercure font office de phase mouillante. A chaque instant on a $P_c = P_{Hg}$.

A chaque palier de pression exercée correspond une valeur du volume de mercure injecté, c'est à dire une saturation. On peut donc établir la courbe de la saturation en fonction de la pression d'injection.

2.2.2. Dispositif expérimental

L'appareillage utilisé, de marque ERBA-SCIENCE, se compose essentiellement de:

- une cellule porte-échantillon ou dilatomètre constitué par une ampoule surmontée d'un tube capillaire calibré (fig. 15).
- un système de mise sous vide et de remplissage du dilatomètre.

- un autoclave dans lequel le dilatomètre est soumis à des pressions croissantes.
- un système d'enregistrement de la pression d'injection et du volume injecté.

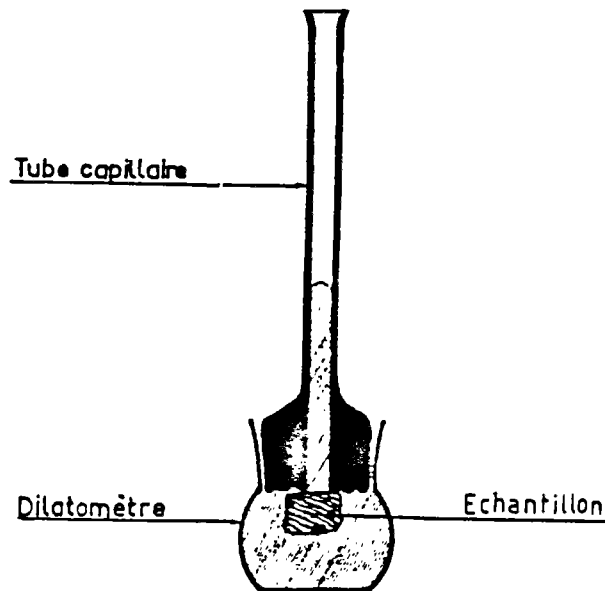


Figure 15: Le dilatomètre

2.2.3. Mode opératoire

L'échantillon préalablement séché, de volume et de poids connus, est introduit dans le dilatomètre où on fait régner un vide poussé (de l'ordre de $2 \cdot 10^{-2}$ mm de mercure) pendant 24 heures. Le dilatomètre est ensuite rempli de mercure, sous vide, jusqu'à la base du capillaire, puis par paliers successifs. On note chaque fois le volume de mercure introduit ainsi que son niveau dans le capillaire. Par différence, on en déduit la quantité de mercure qui a pénétré dans l'échantillon pour une pression absolue définie par la hauteur de la colonne de mercure au-dessus de lui.

Une fois le dilatomètre rempli, on casse le vide par paliers successifs, et pour chaque palier de pression on note le niveau de mercure dans le dilatomètre. Le dernier palier de cette étape correspond à la pression atmosphérique plus celle générée par la hauteur de la colonne de mercure au-dessus de l'échantillon (environ 1.2 bars).

Le dilatomètre est ensuite placé dans un autoclave et la suite des mesures est entièrement automatisée. Une temporisation de 40 secondes a été adoptée (pour une différence de 0.2 mm dans le capillaire), grâce à l'expérience acquise sur un grand nombre

de matériaux, afin de s'affranchir de l'influence de la perméabilité et d'obtenir une suite d'états d'équilibre

Lorsqu'on atteint la pression maximale, qui est fonction de l'appareil (1500 à 2000 bars), la décompression est amorcée avec une temporisation de 20 minutes par paliers. Entre chaque palier une partie du mercure peut ressortir, tandis qu'une autre partie reste piégée à l'intérieur du milieu poreux.

Après être revenu à la pression atmosphérique, on sort le dilatomètre de l'autoclave. L'échantillon est mis à l'air libre, et après 24 heures, on connaît par pesée la quantité finale de mercure piégé dans les pores.

2.2.4. Exploitation des résultats: courbe porosimétrique

L'interprétation des résultats porosimétriques, proposée par PURCELL (1949), consiste à assimiler le milieu poreux à un faisceau de tubes capillaires cylindriques. La section de ces capillaires est suffisamment petite pour pouvoir assimiler le ménisque de mercure à une calotte sphérique. Dans ce cas la loi de Laplace sera remplacée par la loi de Jurin :

$$P_c = \frac{2.T.\cos \theta}{r}$$

avec $T = 470.10^{-3}$ N/m)
et $\theta = 140^\circ$ à la température 20°C .

on aura $P_c = 7.5/r$

avec P_c : la pression exercée en bars
 r : le rayon du capillaire en micromètres

En réalité le pore est essentiellement un espace de dimensions variables communiquant avec l'extérieur ou avec les autres pores, par des ouvertures de dimensions réduites ou "accès des pores".

Il s'ensuit que la pression exercée sur le mercure correspond au rayon d'accès au pore, donc le rayon (r) calculé par la relation ci-dessus pourra être très éloigné de la véritable dimension du pore. Autrement dit, la pression exercée ne définit pas un rayon de pore, mais un rayon d'ouverture débouchant dans le pore ou "rayon d'accès au pore".

C'est dans le cas de l'approximation de tubes cylindriques (théorie de Purcell), mais les accès peuvent être assimilés à des petites fissures (plans cristallins de 2 éléments figurés par exemple). On a vu dans un paragraphe précédent (§ 3.2 du chapitre 1) que la relation de Jurin reste applicable: il suffit de remplacer le rayon (r) par l'épaisseur de la fissure (e).

Ceci permet de tracer les courbes d'injection et de retrait du mercure en reportant la saturation en fonction de la pression capillaire ou le rayon d'accès (r).

$$S_w = f(P_c) = F(r)$$

Quant à la fonction "dérivée" $dF(r)/d \log(r)r$, elle traduit la distribution des rayons d'accès des pores du milieu étudié. L'appareil que nous avons utilisé permet d'atteindre un rayon d'accès minimal de l'ordre de 50 Å (pour une pression de 1500 bars).

Les courbes d'injection et de retrait sont représentées sur des diagrammes ayant pour abscisse le logarithme décimal de la pression P_c (sens décroissant), ou le rayon d'accès des pores (sens croissant). En ordonnée, on a reporté la saturation en fluide mouillant (vapeur de mercure) il s'agit du complément à la porosité totale de la porosité envahie par le mercure ($100 - S_{nw}$). Ceci afin de pouvoir comparer les courbes de pression capillaire-saturation des 2 couples de fluides étudiés: mercure-vidé et eau- air. Les courbes obtenues par cette méthode sont nommées "courbes porosimétriques".

2.3. Conclusions

Les deux méthodes exposées ci-dessus reposent sur le même principe : l'échantillon initialement saturé en fluide mouillant est soumis à une pression capillaire exercée par le fluide non mouillant. Elles constituent incontestablement une méthode d'analyse fortement liée aux propriétés morphologiques des milieux poreux.

Cependant chacune de ces méthodes présente des avantages et des inconvénients que nous essayons d'analyser afin d'en tenir compte. Ainsi :

- la méthode des états restaurés reflète assez bien les phénomènes de mise en place et de répartition de deux fluides réels (l'eau et l'air) dans les milieux poreux naturels pour que l'on puisse la considérer comme la méthode de référence. Elle permet notamment de déterminer la saturation irréductible en fluide mouillant.

Son inconvénient principal réside dans sa durée, 3 à 6 mois, pour décrire une courbe complète (2 drainages et 1 imbibition). La pression capillaire maximale, limitée par les plaques semi-perméables, ne peut pas dépasser 5 bars dans notre laboratoire, d'où des courbes incomplètes. De plus l'eau étant un fluide polaire, elle se fixe sur les matériaux polarisés de la roche (surtout l'argile) et on ne peut plus parler de capillarité dans ce cas.

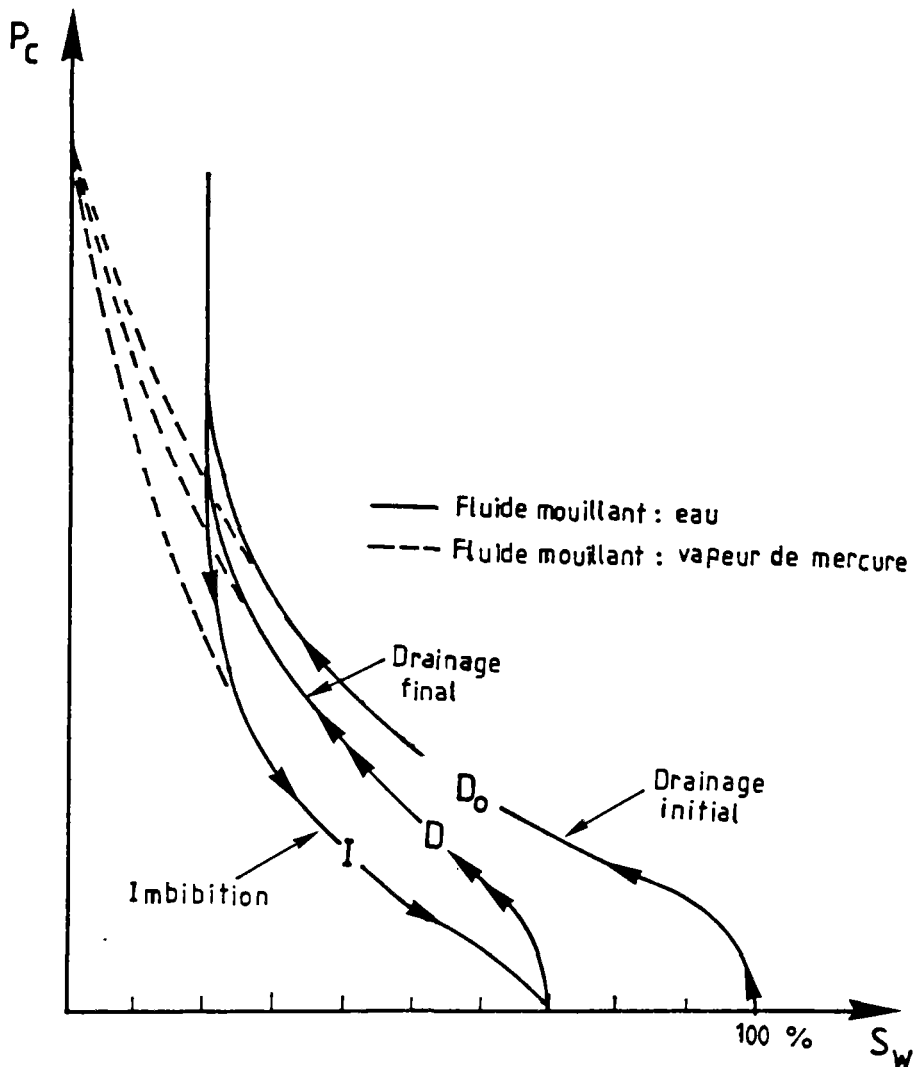


Figure 16: Courbes de pression capillaire.

- Quant à la méthode d'injection de mercure, quoique rapide et précise (48 heures pour une courbe complète) elle constitue un cas théorique de 2 fluides idéaux (mercure et vapeur de mercure) mais qui permet d'étudier quantitativement, et indirectement, la taille des pores et surtout de leurs accès. Cette méthode ne donne pas la saturation irréductible en fluide mouillant (à cause de l'injection complète du réseau poreux), et elle peut entraîner un léger resserrement des pores sous forte pression surtout si les milieux poreux sont argileux.

Les 2 techniques se traduisent par des courbes appelées "courbes de pression capillaire", qui ne sont pas tout à fait juxtaposables, mais on peut les comparer et essayer de déduire une méthode de conversion permettant de passer de l'une à l'autre.

3. Courbes de pression capillaire

3.1. Cycles principaux

Les relations entre la pression capillaire (P_c) et la saturation en fluide mouillant (S_w), ou l'inverse, se traduisent par des courbes $P_c(S_w)$ ou $S_w(P_c)$. Ces courbes sont caractéristiques, pour un couple de fluides mouillant-non mouillant donné, non seulement de la morphologie du milieu poreux, mais aussi de l'histoire du système c'est à dire de la manière avec laquelle les états successifs d'équilibre ont été atteints. C'est ainsi qu'on distingue les courbes de drainage et d'imbibition.

1er drainage:

L'échantillon est initialement saturé en fluide mouillant (eau ou vapeur de mercure). En augmentant la pression capillaire, la phase mouillante cède sa place dans les pores au profit de la phase non mouillante (air ou mercure). Ce processus est le drainage. La saturation en fluide mouillant continue à décroître avec la pression capillaire croissante jusqu'à une certaine valeur où elle ne diminue plus quelle que soit l'augmentation de la pression. Pour une phase mouillante liquide cette saturation est appelée " saturation irréductible " (S_{w1}) en fluide mouillant et la courbe décrivant la pression capillaire depuis la saturation totale jusqu'à la saturation irréductible est la courbe de 1er drainage ou du drainage initial (D_0).

1ère imbibition:

A partir de l'état de saturation irréductible, si on diminue la pression capillaire, la phase mouillante regagne partiellement sa place dans le milieu poreux. Ce processus est l'imbibition. En ramenant la pression capillaire jusqu'à sa valeur à l'origine, on remarque que la saturation en fluide non mouillant va diminuer jusqu'à une valeur non nulle. Donc une partie de la phase non mouillante est restée piégée dans le réseau poreux. On l'appelle saturation piégée en fluide non mouillant ou saturation résiduelle S_{nwr} . La courbe correspondante à ce cycle est la courbe de 1ère imbibition (I).

2ème drainage:

Si nous réalisons un nouveau drainage à partir de la saturation résiduelle, en augmentant la pression capillaire jusqu'à la saturation constante en fluide mouillant; on constate que cette saturation est identique à la saturation irréductible atteinte lors du 1er drainage (D_0). Ce drainage est dit drainage final (D) ou (D_1).

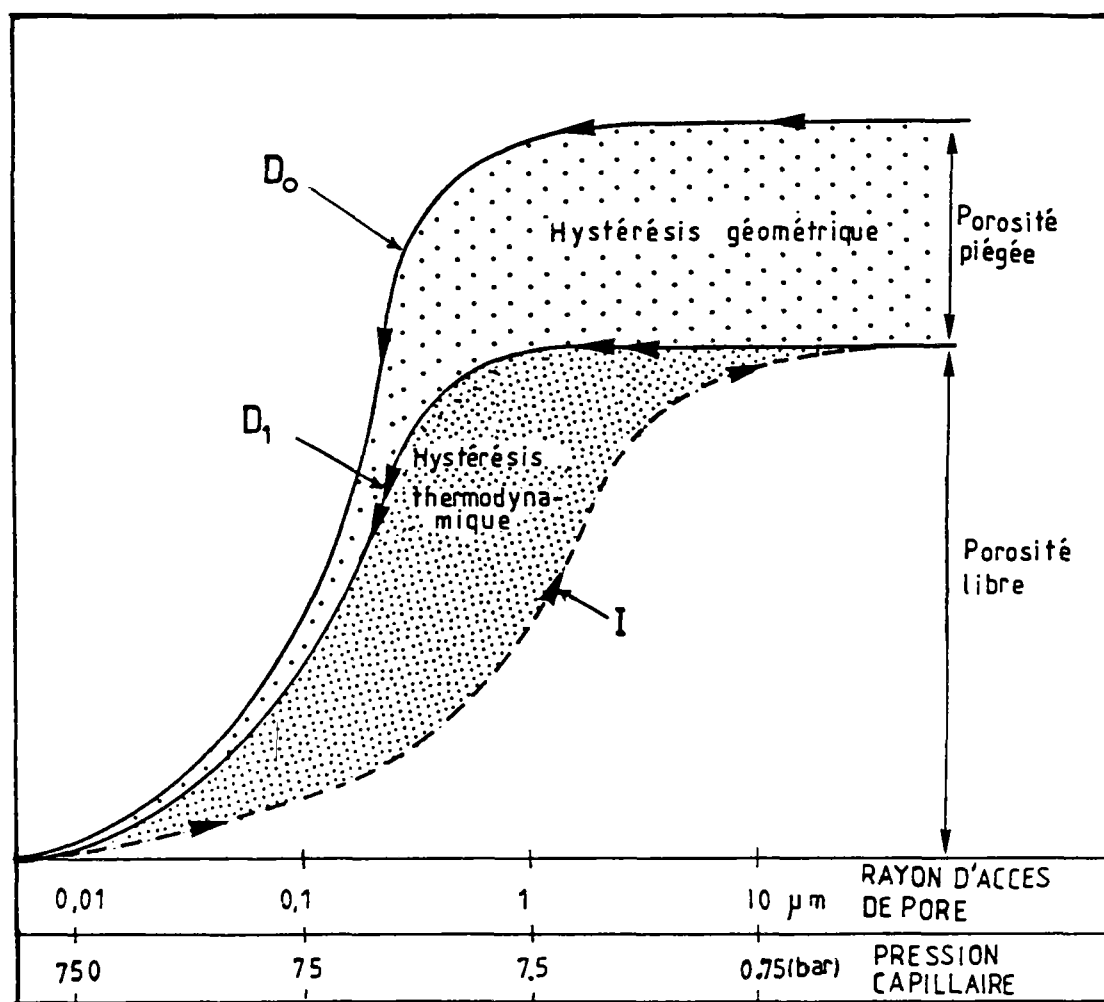


Figure 17: Hystérésis des courbes de pression capillaire (cas du couple Hg-vapeur de Hg).

Si on fait subir à l'échantillon d'autres cycles complets, nous constatons que toutes les courbes se superposent avec celles du drainage final (D_1) et de l'imbibition (I).

3.2. Hystérésis des cycles principaux - porosités: libre et piégée

Pour un milieu poreux donné, les trois courbes D_0 , I et D_1 , qui schématisent les cycles principaux du drainage et de l'imbibition, ne se superposent pas. La relation entre la pression capillaire et le degré de saturation présente donc une hystérésis.

De nombreux auteurs se sont penchés sur ce problème, depuis HAINES (1930), PICKELL (1966), MORROW (1965 et 1970), WARDLAW (1981) et BILLIOTTE (1986). Ils ont distingué deux types d'hystérésis (fig 17) :

- l'hystérésis géométrique, constituée par la boucle ouverte des 2 courbes D_0 et D_1 .
- l'hystérésis thermodynamique, formée par la boucle fermée des deux courbes D_1 et I .

Nous analyserons ces hystérésis dans le prochain chapitre.

La courbe D_1 délimite la zone de la porosité connue sous le nom de "la porosité libre". Son complément à la courbe D_0 représente "la porosité piégée".

3.3. Cycles intermédiaires

A partir d'un point quelconque d'un cycle principal, on peut effectuer un renversement de la variation de la pression capillaire donc du sens de déplacement des fluides. On décrit alors un cycle intermédiaire dans le diagramme pression capillaire-saturation. On constate que tout point du domaine compris entre les courbes de drainage et d'imbibition pourrait représenter un état d'équilibre. C'est pourquoi on parle de l'histoire de l'état d'équilibre ou comment il a été atteint. Et les cycles obtenus s'appellent les cycles intermédiaires. Quant à nos investigations, elles se sont limitées à l'étude des cycles principaux.

3.4. Analyse de la courbe de pression capillaire

3.4.1. Approche théorique de la courbe du drainage initial - Définition des paramètres.

Il s'agit d'une approche théorique simpliste de la courbe du drainage initial, qui permet de comprendre et d'analyser la forme des courbes de pression capillaire.

Comme nous l'avons vu dans les paragraphes précédents, le drainage est le mécanisme d'envahissement du milieu poreux initialement saturé en fluide mouillant (eau ou vapeur de mercure) par la phase non mouillante (air ou mercure). Pour ce faire la pression du fluide non mouillant doit excéder la pression du fluide mouillant remplissant les pores augmentée de la pression capillaire des accès de pores.

Afin de mieux comprendre le phénomène nous pouvons assimiler le milieu poreux à un assemblage (en parallèle) de micro-tubes tronconiques disposés comme l'indique la figure 18.

- A la pression de référence prise comme origine donc nulle, il correspond d'après la loi de Laplace ($P_c = 2T \cos\theta / R$) un rayon de cheminement théoriquement infini, donc le fluide non

mouillant ne pénètre pas dans le milieu poreux. (point A de la courbe)

- le fluide non mouillant ne pourra pas s'engager dans les pores, dont l'entrée est commandée par une section de rayon R_e , tant que la pression d'injection ne sera pas égale à la pression capillaire $P_{c_e} = 2T \cos\theta / R_e$ (segment AB de la courbe).
- Dès que la pression atteint et dépasse la valeur " $2T \cos\theta / R_e$ ", le fluide non mouillant pénètre par la grande base du tronc du cône et le drainage commence. (segment BC de la courbe) P_{c_e} est la pression d'entrée.
- Pour pouvoir franchir le seuil de rayon r , il faut exercer une pression P_i au moins égale à $2T \cos\theta / r$ (point C). Ensuite, lorsque cette pression est légèrement dépassée, on a un envahissement complet des pores de rayon r (palier CD). " P_i " est la pression de seuil, " r " est le rayon d'accès le plus représenté.
- En extrapolant la forme conique de passage des rayons $R_e - r$ à celle de r aux rayons les plus fins; et en poursuivant la montée en pression, la saturation en fluide mouillant diminue dans la même proportion. (segment DE)
- Si on continue à augmenter la pression, le milieu poreux ne se désature plus (segment EF), la variation de la saturation est nulle, et la saturation constante en fluide mouillant ainsi obtenue est la saturation irréductible.

Cette approche milieu poreux-tube tronconique, malgré sa simplicité représente de façon assez proche le comportement réel des fluides dans les réseaux poreux. Quant à la saturation irréductible, elle sera due en partie au piégeage de la phase mouillante par la phase non mouillante dans les canaux qui relient en réalité (en série-parallèle) les tubes tronconiques du modèle exposé.

D'autre part sur la courbe réelle les segments BC et DE sont remplacés par des courbes caractéristiques de chaque milieu poreux, comme nous le verrons par la suite.

Nous nous sommes préoccupé principalement de l'analyse de la courbe de drainage principal puisqu'elle caractérise, à notre avis le réseau poreux. Quant à l'écoulement des fluides ou leur répartition, ils sont caractérisés par les autres courbes (1ère imbibition et 1er drainage).

3.4.2. Différents types de courbes de pression capillaire.

L'examen des courbes de drainage et d'imbibition, sur un diagramme (Log(P)-Saturation), montre que ces courbes ont des caractéristiques géométriques communes. En effet, elles se

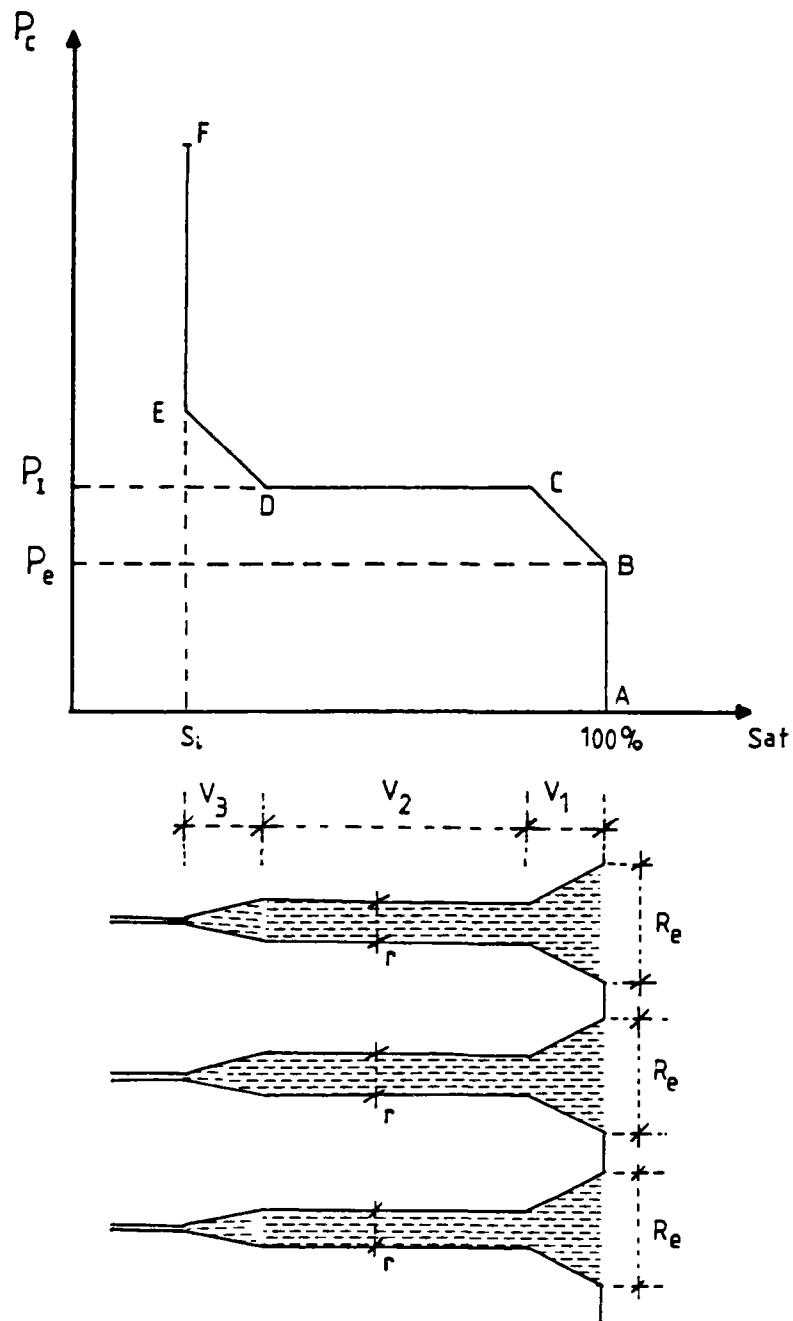


Figure 18: Drainage d'un modèle simple de milieu poreux.

présentent sous la forme de paliers sub-horizontaux qui séparent un ou plusieurs décrochements sub-verticaux. Ces derniers schématisent l'existence et le nombre de familles d'accès de pores.

Pour mettre en évidence ces familles, nous avons tracé la dérivée de la courbe du premier drainage cumulé (fig. 19 et 20). On obtient une fonction de la pseudo-distribution des accès de

pores qui a généralement la forme d'une ou de plusieurs gaussiennes.

De cette courbe on déduit "le mode" ou le rayon d'accès de pore le plus fréquent. C'est la valeur de l'abscisse du point I correspondant au maximum de cette fonction. On distingue ainsi :

- les courbes unimodales avec un seul point d'inflexion I (fig. 19) donc une seule famille d'accès de pores.
- les courbes bimodales avec deux points d'inflexion I_m et I_n qui correspondent à la 1ère et à la 2ème famille d'accès de pores. Un 3ème point d'inflexion I_p correspond au minimum entre les deux gaussiennes il sépare les 2 familles de rayon d'accès de pores (fig. 20).

Dans ce cas les courbes peuvent être décomposées en 2 courbes unimodales.

- les courbes multimodales avec plus de deux points d'inflexion.

Quant à nos courbes, elles se retrouvent dans les deux premières types de courbes déjà définies: unimodales et bimodales.

3.4.3. La macroporosité et la microporosité.

Pour les échantillons biporeux, la courbe de pression capillaire est bimodale. Le découpage de cette courbe en deux courbes unimodales définira deux pourcentages de saturation dont l'un correspond à la saturation due à la macroporosité (S_M) et l'autre à la saturation due à la microporosité (S_m).

Ces valeurs sont déduites de la courbe porosimétrique, et en raison de l'incertitude sur la mesure de la porosité totale due à la non prise en compte des macropores (chapitre 2 paragraphe 2.1.5); la macroporosité réelle sera la macroporosité issue de la courbe porosimétrique divisée par le coefficient correcteur $(1-\alpha)$.

Pour les échantillons monoporeux, en admettant que la porosité dont le rayon d'accès des pores inférieur à $1\mu m$, correspond à la microporosité, on obtient un découpage de la saturation totale en deux saturations correspondant à la macroporosité et la microporosité.

Ainsi, pour l'ensemble des échantillons, la macroporosité (n_{Mac}) sera le produit de la porosité totale (n) par le pourcentage de la macroporosité (S_M). Il en sera de même pour la microporosité (n_{mic}).

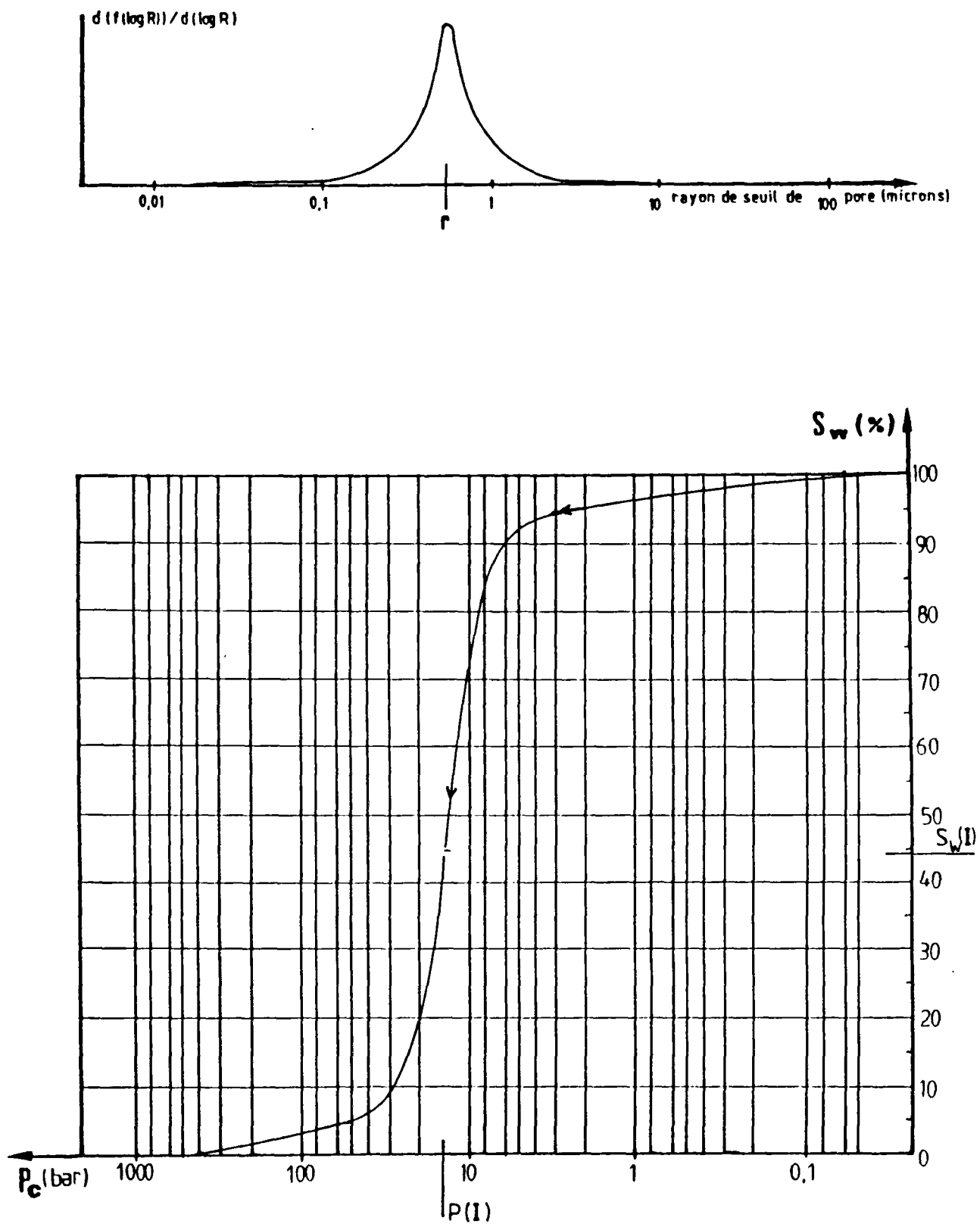


Figure 19: Courbe unimodale type (1er drainage).

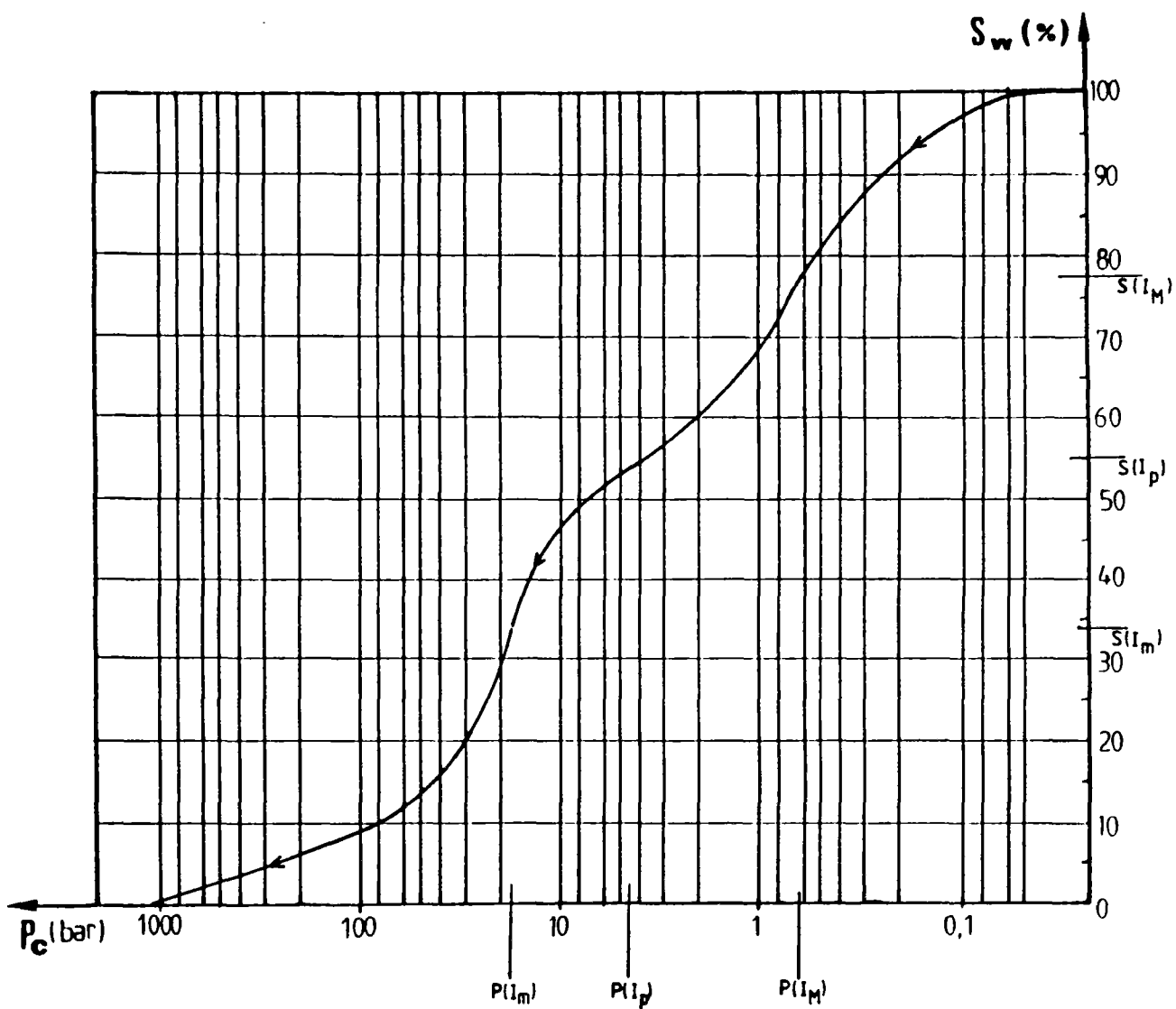
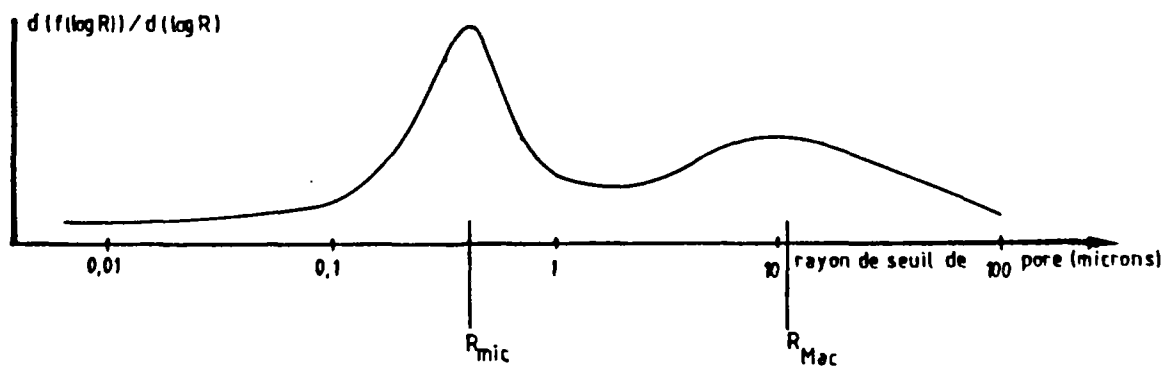


Figure 20: Courbe bimodale type (1er drainage).

3.4.4. Récapitulation des paramètres physiques essentiels pour l'analyse de la courbe de pression capillaire

Les principaux paramètres caractéristiques des courbes de pression capillaire sont:

- La saturation piégée en fluide mouillant (ou saturation irréductible) S_{wi}
- La saturation piégée en fluide non mouillant (ou saturation résiduelle) S_{nwr}
- la porosité libre $n (1-S_{nwr})$
- La saturation en fluide mouillant au point d'inflexion de la courbe unimodale $S_w(I)$
- La pression au point d'inflexion de la courbe unimodale $P(I)$
- le pourcentage de la macroporosité (courbe bimodale) S_M
- le pourcentage de la microporosité (courbe bimodale) S_m
- la macroporosité Ω_{mac}
- la microporosité Ω_{mic}
- La saturation en fluide mouillant au point d'inflexion de la macroporosité $S_w(I_M)$
- La pression au point d'inflexion de la macroporosité $P(I_M)$
- La saturation en fluide mouillant au point d'inflexion de la microporosité $S_w(I_m)$
- La pression au point d'inflexion de la microporosité $P(I_m)$
- La saturation en fluide mouillant au point d'inflexion entre la microporosité et la macroporosité $S_w(I_P)$
- La pression au point d'inflexion entre la microporosité et la macroporosité $P(I_P)$

4. Conclusions

Nous avons exposé tout au long de ce chapitre deux méthodes d'étude de la répartition de 2 fluides non miscibles dans un milieu poreux.

De ces deux méthodes, techniquement semblables, résultent deux courbes (pression capillaire-saturation) qui caractérisent la répartition des fluides au sein d'un réseau poreux. Ces courbes permettent d'une part de regrouper les échantillons dans des classes d'équivalence (monoporeux et biporeux) ce qui facilitera l'étude des corrélations; et d'autre part, de déduire des paramètres caractéristiques de ce milieu poreux qui seront des variables supplémentaires pour l'analyse des réseaux poreux et le comportement des fluides dans ces réseaux.

Chapitre 4

ANALYSE DES RESULTATS EXPERIMENTAUX

INTRODUCTION

La partie expérimentale de cette thèse a consisté en l'exécution d'une série de drainages et d'imbibitions sur l'ensemble des échantillons. A cet effet, deux couples de fluides non miscibles ont été utilisés (air-eau et mercure-vapeur de mercure).

Les résultats expérimentaux issus de ces manipulations sont synthétisés dans des courbes appelées: courbes porosimétriques pour le couple mercure-vide et courbes " P_f " pour le couple eau-air.

L'examen de ces courbes, pour un échantillon donné, montre que la courbe porosimétrique et la courbe " P_f " sont géométriquement semblables. Cependant elles ne sont pas superposables. Quelques différences existent et sont surtout dues à la fois au concept de la méthode utilisée et aux propriétés physico-chimiques des couples de fluides en présence dans le réseau poreux.

L'analyse des paramètres caractéristiques de ces courbes permettra une meilleure compréhension et même une prédiction de la répartition des fluides dans les milieux poreux. La recherche des corrélations entre ces paramètres constituera une étape importante dans le passage d'une courbe à l'autre.

D'autre part, nous nous efforcerons de mettre en évidence une relation entre la forme des courbes et la géométrie du réseau poreux.

1. Relation entre les différentes caractéristiques pétrophysiques des roches étudiées

1.1. Corrélation entre le facteur de formation, la porosité et la perméabilité

Nous avons recherché une relation générale qui s'applique, non pas à des milieux poreux de même composition minéralogique, mais à des milieux différents. Compte tenu de la diversité de nos échantillons nous les avons classés en 2 groupes:

- les échantillons présentant une seule famille de rayon d'accès de pore ou monoporeux (macroporosité ou microporosité).
- les échantillons présentant deux familles de rayon d'accès de pores ou biporeux (macroporosité et microporosité).

Les résultats expérimentaux ont été analysés, il en ressort les corrélations suivantes:

1.1.1. échantillons monoporeux (11 échantillons)

La corrélation simple entre F et n s'écrit:

$$\text{Log}(F) = - 1.45 \text{ Log}(n) + 7.32$$

avec un coefficient de corrélation = 83 %

en introduisant la perméabilité on aura:

$$\text{Log}(F) = - 1.52 \text{ Log}(n) - 0.112 \text{ Log}(K) + 8.1$$

avec un coefficient de corrélation = 91.7 %

Ceci montre que la perméabilité est en relation avec le facteur de formation.

En remplaçant la perméabilité par la macroporosité et la microporosité on aura:

$$\text{Log}(F) = - 1.47 \text{ Log}(n) - 0.278 \text{ Log}(n_{\text{Mac}}) + 7.9$$

avec un coefficient de corrélation = 94.4 %

et

$$\text{Log}(F) = - 2.08 \text{ Log}(n) + 0.78 \text{ Log}(n_{\text{mic}}) + 8.83$$

avec un coefficient de corrélation = 90.8 %

Tandis que la combinaison des 4 paramètres: F, n, K, et n_{Mac} donne:

$$\text{Log}(F) = - 1.596 \text{ Log}(n) - 0.238 \text{ Log}(n_{\text{Mac}}) - 0.03 \text{ Log}(K) + 1.23$$

avec un coefficient de corrélation = 94.74 %

ce qui prouve que c'est la macroporosité qui joue le rôle prépondérant dans l'écoulement des fluides dans un milieu monoporeux, tandis que la microporosité a un rôle plus faible.

1.1.2. échantillons biporeux (13 échantillons)

La corrélation simple entre F et n s'écrivait :

$$\text{Log}(F) = - 1.9 \text{ Log}(n) + 9.2$$

avec un coefficient de corrélation = 98.84%

En introduisant la perméabilité on aura:

$$\text{Log}(F) = - 1.89 \text{ Log}(n) - 0.0022 \text{ Log}(K) + 9.2$$

avec un coefficient de corrélation = 98.9 %

d'où dans le cas d'un milieu biporeux le facteur de formation semble indépendant de la perméabilité.

1.2. Relation entre la perméabilité et le rayon d'accès des pores

Il est certain que la perméabilité dépend du rayon d'accès des pores. Toutefois les modèles de simulation des milieux poreux n'arrivent pas à prendre en compte la complexité de l'interconnexion du réseau poreux et la forme de l'accès des pores.

Le rayon d'accès des pores a été déduit de la courbe porosimétrique (que nous verrons plus loin). L'analyse des résultats expérimentaux a montré que les échantillons se regroupent dans deux familles, comme dans le cas de l'étude du facteur de forme, selon leur type de porosité: monoporeux et biporeux.

a) milieux monoporeux:

Pour les échantillons monoporeux; une corrélation simple a été trouvée entre la perméabilité et le rayon d'accès des pores. La droite de régression (fig. 21) entre ces deux paramètres s'écrit :

$$\text{Log}(K) = 1.93 \text{ Log}(r) + 2.12$$

avec un coefficient de corrélation = 94.36 %

En introduisant le facteur de formation on aura :

$$\text{Log}(K) = 1.67 \text{ Log}(r) - 0.45 \text{ Log}(F) + 3.77$$

avec un coefficient de corrélation = 95.3 %

et

$$\text{Log}(K) = 2.11 \text{ Log}(r) - 0.74 \text{ Log}(F) - 0.62 \text{ Log}(n_{mac}) + 5.3$$

avec un coefficient de corrélation = 96.2 %

Cette relation expérimentale permet de confirmer la relation théorique entre la perméabilité et le rayon d'accès des pores. Elle n'est que la conséquence directe de la combinaison des lois de Darcy et de Poiseuille.

Il est à noter qu'il existe une forte disparité entre les valeurs de la porosité, de la perméabilité et du rayon d'accès des pores. En effet on trouve, parmi les roches étudiées, des échantillons qui ont une forte porosité associée à une très faible perméabilité (la craie); ainsi que des échantillons qui ont la même valeur de la porosité mais des perméabilités très éloignées.

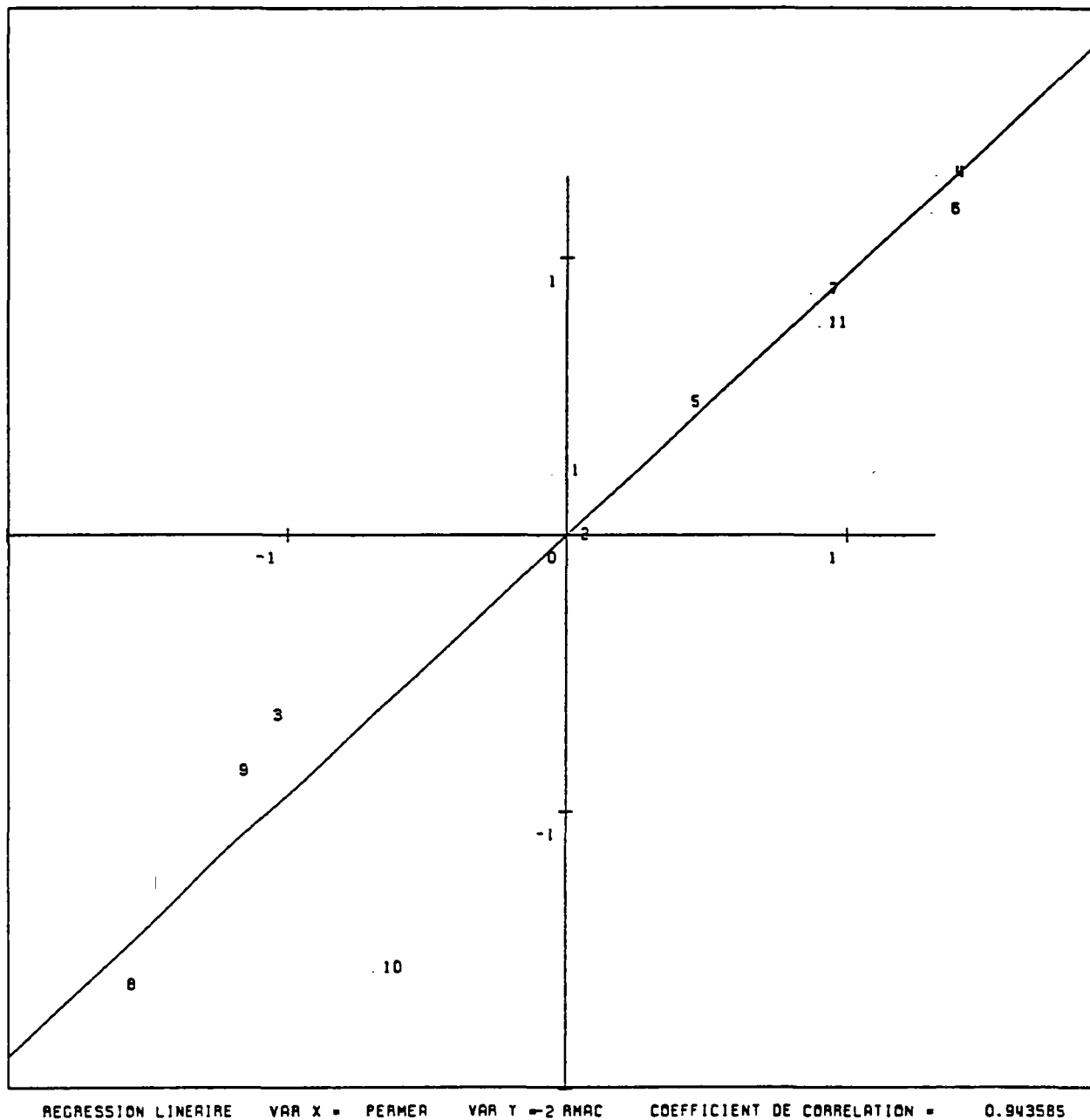


Figure 21: Perméabilité des échantillons monoporeux en fonction de leur rayon d'accès de pores.

b) milieux biporeux:

Dans le cas des échantillons biporeux, on a tendance à supposer que la perméabilité dépend seulement du rayon d'accès de la macroporosité. (R_{mac}) La comparaison de ces 2 paramètres donne:
 $\text{Log}(K) = 1.39 \text{ Log}(R_{mac}) + 1.3$
 avec un coefficient de corrélation = 44.6 %

Ceci nous a incité à rechercher des corrélations multiples entre la perméabilité, le rayon d'accès des pores de la macroporosité et la macroporosité. La relation trouvée s'écrit:

$$\text{Log}(K) = 1.5 \text{ Log}(R_{mac}) + 2.23 (n_{mac}) - 4.06$$

avec un coefficient de corrélation = 93.4 %

L'introduction du facteur de formation permet d'améliorer légèrement la relation précédente. On trouve :

$\text{Log}(K) = 1.68 \text{ Log}(R_{\text{mac}}) + 1.18 \text{ Log}(n_{\text{mac}}) - 0.98 \text{ Log}(F) + 1.35$
avec un coefficient de corrélation = 95.4 %

De ce qui précède on peut déduire que la perméabilité des échantillons biporeux dépend de la macroporosité et de son rayon d'accès (R_{mac}).

2. Relation entre la pression capillaire et la saturation des deux systèmes: eau-air et mercure vide en un point donné de la courbe du 1er drainage

2.1. Approche théorique

Pour une saturation en phase mouillante donnée (air dans le système eau-air, mercure dans le système mercure-vide), un certain nombre de pores ayant des rayons d'accès de dimensions supérieures à une dimension donnée sont évacués sous l'action de la pression. Ces accès peuvent être affectés d'un rayon d'accès (r), d'où l'utilisation de la relation fondamentale de la capillarité:

$$P_c = \frac{2.T.\cos\theta}{r}$$

Ce rayon est le même dans les systèmes eau-air et mercure-vide pour une valeur de la saturation en phase mouillante donnée. Il s'ensuit que l'on peut écrire :

$$P_c(\text{Hg}) = \frac{2.T_{\text{Hg}}.\cos\theta_{\text{Hg}}}{r} \quad \text{et} \quad P_c(\text{eau-air}) = \frac{2.T.\cos\theta}{r} \quad (\text{eau})$$

$$\text{d'où} \quad \frac{P_c(\text{Hg})}{P_c(\text{eau-air})} = \frac{T_{\text{Hg}}.\cos\theta_{\text{Hg}}}{T.\cos\theta(\text{eau-air})}$$

où P_c = Pression capillaire
et T = Tension interfaciale
= $72 \cdot 10^{-3} \text{ N/m}$ pour le couple eau-air
= $470 \cdot 10^{-3} \text{ N/m}$ pour le couple mercure-vide

θ = Angle de contact
= 0° (eau-air)
= 140° (mercure-vide)

avec ces données on aura :

$$\frac{P_c \text{ (Hg)}}{P_c \text{ (eau-air)}} = 5$$

La valeur de ce rapport, trouvée par PURCELL (1949) est théoriquement indépendante de r et donc de la saturation. C'est pourquoi il avait annoncé que la courbe de pression capillaire se déduisait de la courbe pression - saturation en mercure par l'homothétie de module 1/5 par rapport à l'axe de la saturation.

Cette approche purement théorique, nous a amené à comparer les résultats expérimentaux obtenus par les 2 méthodes: "états restaurés" et "porosimétrie au mercure", et à les confronter à ce paramètre théorique.

2.2. Corrélation entre les caractéristiques des courbes de pression capillaire

2.2.1. Courbes unimodales

2.2.2. Pression moyenne au point d'inflexion

En reportant sur le même graphique (fig. 22) la pression moyenne au point d'inflexion d'injection de mercure $P_i(\text{Hg})$ en fonction de celle de l'air $P_i(\text{air})$, on s'aperçoit que ces points s'alignent suivant la droite :

$$P_i(\text{Hg}) = 4.8 P_i(\text{air}) + 0.0466 \quad (\text{en bars})$$

avec un coefficient de corrélation = 99.2%

le rapport $P_i(\text{Hg}) / P_i(\text{air})$ est compris entre 4.8 et 5.5

Ceci confirme la théorie de Purcell et montre que le rayon d'accès des pores (médiane de distribution) est une caractéristique intrinsèque du milieu poreux, indépendante des fluides en déplacement.

Toutefois il ne faut pas s'étonner de trouver une valeur de 4.8 pour le rapport $P_i(\text{Hg}) / P_i(\text{air})$. En effet, du fait de la longue durée de l'expérience l'eau imbibée dans l'échantillon n'est plus parfaitement pure et à la quantité d'eau drainée s'ajoute une partie due à l'évaporation dont on ne peut pas estimer le poids. Quant au terme non nul de l'équation précédente, il est à relier à la précision de la mesure. (mauvais calage du zéro)

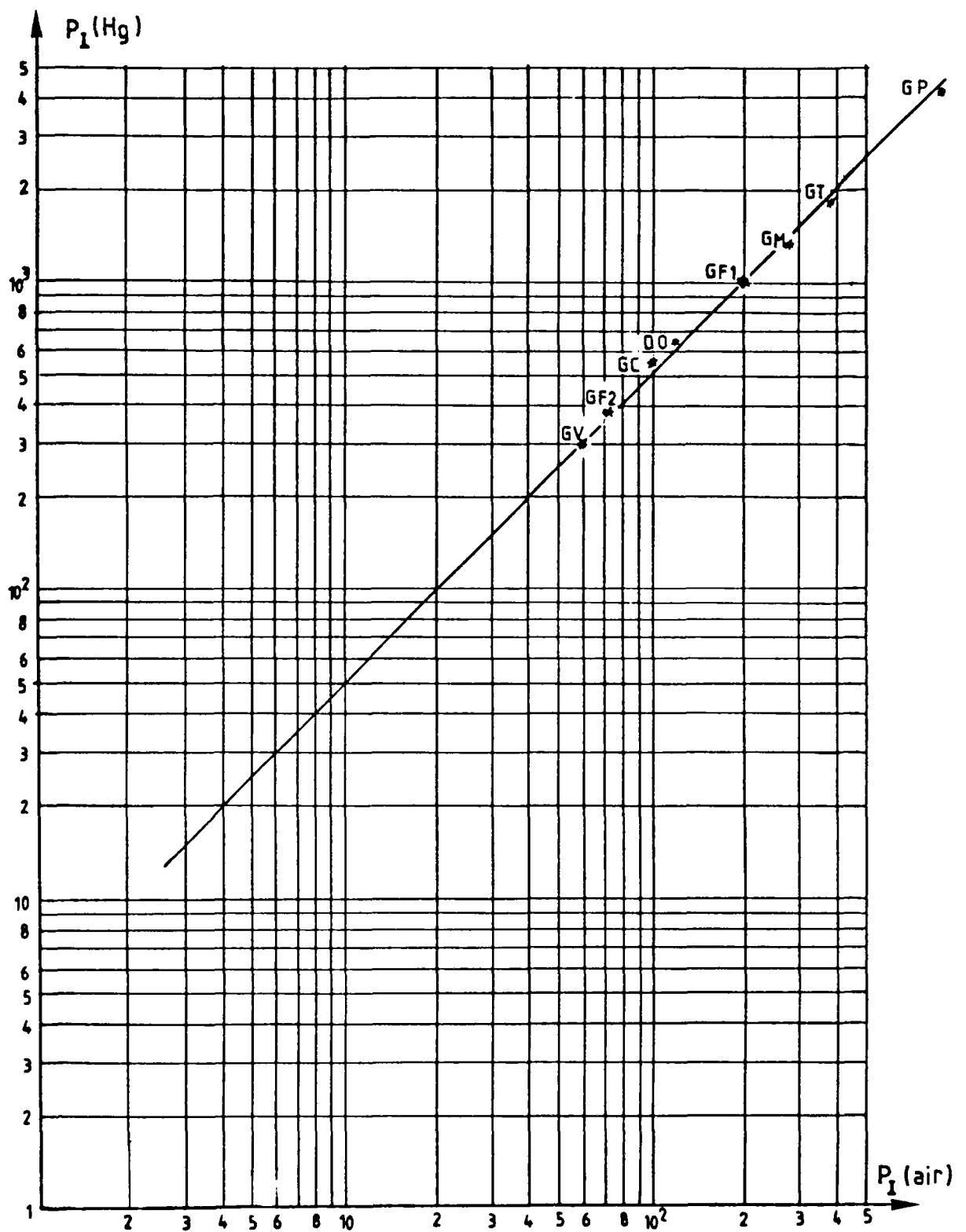


Figure 22: Pression moyenne au point d'inflexion de la courbe porosimétrique en fonction de celle de la courbe " P_f " - (courbes unimodales).

2.2.3. Saturation au point d'inflexion

La théorie de Purcell énonce que, pour une saturation en phase mouillante donnée, (eau dans le système eau-air, vapeur de mercure dans le système de Purcell) les pressions correspondantes des deux systèmes sont dans un rapport 1/5. Autrement dit: aux points d'inflexion des courbes, d'un échantillon donné, les saturations correspondantes sont similaires.

Or cette corrélation a été infirmée par nos résultats expérimentaux. Ceci est certainement dû au concept même de chaque méthode. En effet l'asymptote finale de la courbe porosimétrique correspond à une saturation de 100% de mercure, tandis que dans le système eau-air, elle correspond à une saturation en air égale à (100-la saturation irréductible en eau). Nous analyserons par la suite la relation entre la saturation au point d'inflexion et la saturation irréductible.

2.2.4. Courbes bimodales

Dans le cas des courbes bimodales celle du 1er drainage présente 3 points d'inflexion: Pression moyenne au point d'inflexion de la macroporosité (P_{IM}), Pression moyenne au point d'inflexion de la microporosité ($P_{I\mu}$) et la pression de coupure (P_{IP}) qui correspond au point d'intersection des deux gaussiennes (en supposant que la courbe de pression capillaire est la somme de deux gaussiennes dont chacune représente une famille de pore).

Alors que les courbes porosimétriques sont complètes, les courbes " P_f " ne le sont pas. En effet, la présence de la microporosité et même de l'infraporosité nécessite une pression d'air très importante afin de déplacer l'eau dans les capillaires. Or notre dispositif expérimental ne permet pas d'aller au-delà d'une pression de 4 bars. C'est pourquoi les courbes " P_f " sont généralement incomplètes.

Cependant l'allure des courbes est semblable, les pressions P_{IM} (air) et P_{IP} (air) ont été atteintes sur la majorité des courbes. Nous n'étudierons que ces deux paramètres.

Comme pour les courbes unimodales, la figure 23 montre que le rapport $P_{IM}(\text{Hg})/P_{IM}(\text{air})$ est de l'ordre de 5 (compris entre 4.8 et 5.5) de même que pour le rapport $P_{IP}(\text{Hg})/P_{IP}(\text{air})$. Quant aux saturations correspondantes, elles ne sont pas les mêmes; ce problème sera abordé lors de l'analyse de la saturation irréductible en fluide mouillant.

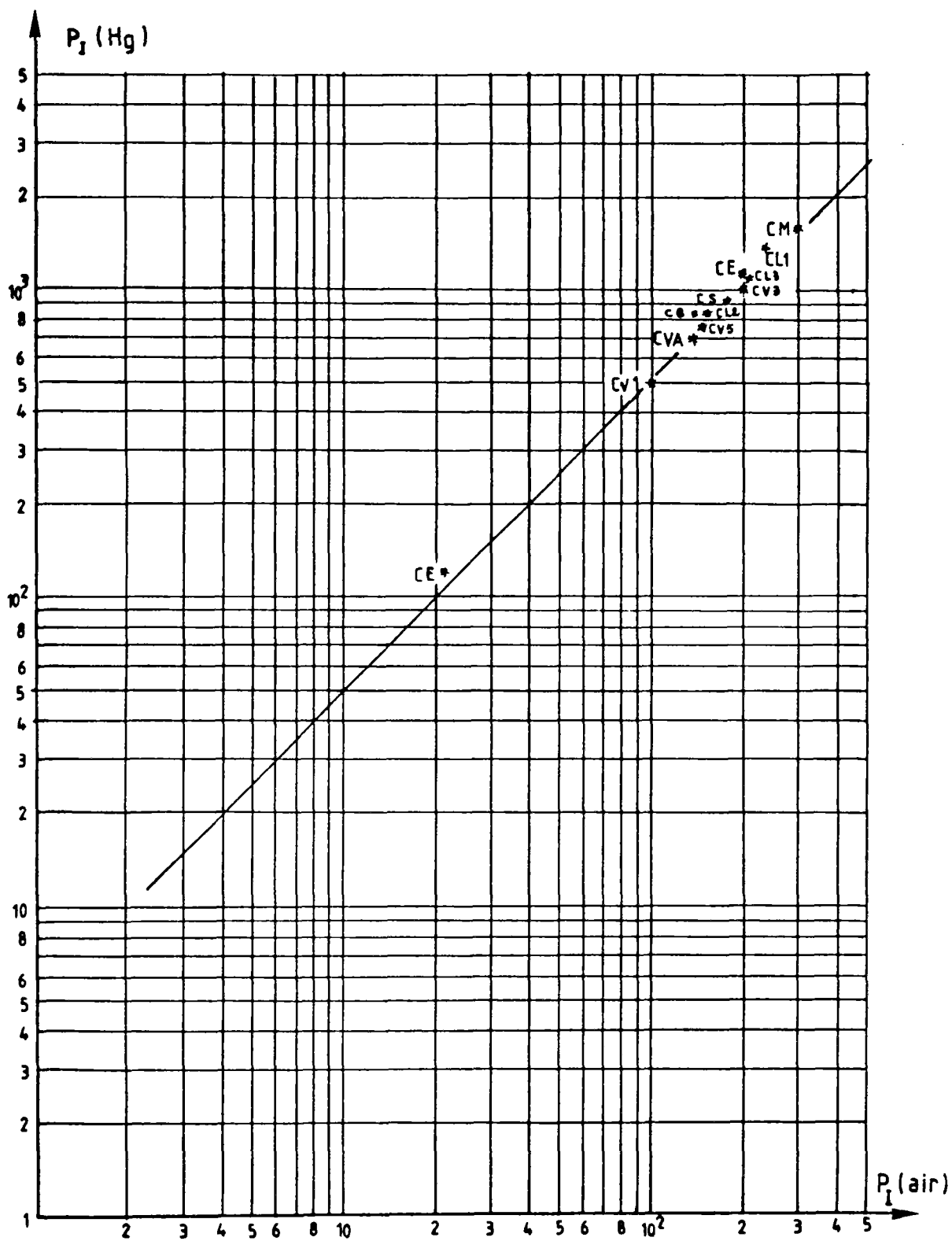


Figure 23: Pression moyenne au point d'inflexion de la macroporosité de la courbe porosimétrique en fonction de celle de la courbe " P_f " - (Courbes bimodales).

2.3. Conclusions sur la courbe de 1er drainage

La courbe de 1er drainage décrit l'évolution de la relation pression capillaire - saturation d'un échantillon initialement saturé à 100% en fluide mouillant jusqu'à sa saturation irréductible en fluide mouillant (cas du couple eau-air) ou sa saturation complète en fluide non mouillant (mercure).

Dans ce dernier cas le mercure envahit la presque totalité du réseau poreux. C'est pourquoi l'essai de porosimétrie au mercure et donc la courbe porosimétrique du 1er drainage se révèlent être un moyen extrêmement intéressant de mise en évidence et de description de la morphologie du réseau poreux des roches étudiées.

Ainsi d'après la forme de cette courbe on peut déduire les renseignements suivants :

- Définir d'une part le nombre de classes d'accès de pores (par décomposition de la courbe en plusieurs gaussiennes dont chacune représente une classe), d'autre part, à partir de la dérivée de la courbe définir les modes mathématiques de ces classes (ou rayon moyen d'accès de pore de chaque classe).
- Regrouper nos échantillons suivant le nombre de classes: unimodale ou bimodale. La courbe unimodale représente généralement une porosité intergranulaire (macroporosité ou microporosité); tandis que la courbe bimodale est la somme de deux courbes dont l'une représente la porosité intergranulaire (macroporosité) et l'autre la porosité intragranulaire (microporosité).

Toutefois l'analyse des caractéristiques géométriques de cette courbe montre qu'elles se corrélient de façon satisfaisante avec les caractéristiques pétrographiques des roches étudiées, comme nous le verrons plus loin.

3. Saturation irréductible en fluide mouillant

Cette caractéristique pétrophysique est la conséquence de la discontinuité de la phase mouillante lors du drainage. Cette phase ne peut être déplacée malgré l'augmentation de la pression. Elle se trouve piégée dans les irrégularités des pores (étranglements, culs de sac) ou retenue dans les espaces intergranulaires (anneaux pendulaires entourant les points de contact des grains: fig. 24).

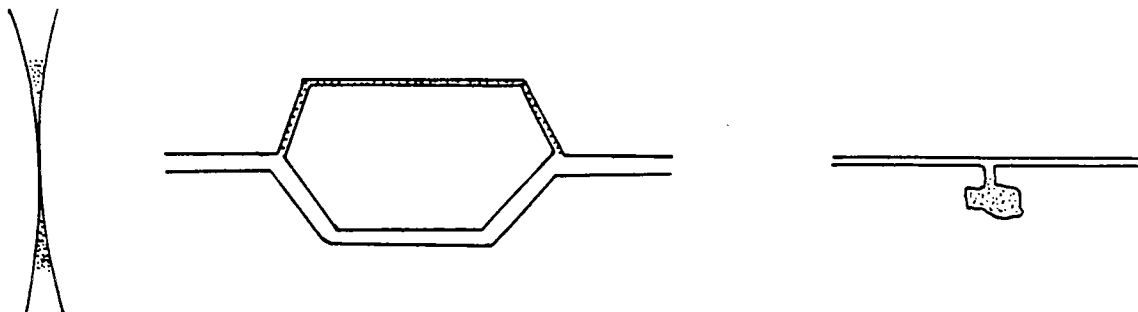


Figure 24: Fluide mouillant en discontinuité.

Divers facteurs, en particulier la présence d'argile et de micropores, peuvent favoriser ce piégeage. D'autre part, MORROW et al. (1971) ont constaté que la saturation irréductible tend à décroître au fur et à mesure que l'angle de contact croît. C'est pourquoi, ce phénomène, est très important dans le cas de la courbe " P_f " où θ est égal à 0° tandis qu'il est inexistant dans le cas de la courbe porosimétrique où θ est de l'ordre de 140° (il s'agit du problème de fluide mouillant et de fluide non mouillant).

3.1. Résultats expérimentaux - Courbes " P_f " - Discussions

L'examen des courbes " P_f " montre que seulement 5 échantillons ont atteint la saturation irréductible. Il s'agit de 2 échantillons de grès de Fontainebleau, 2 échantillons de grès argileux (grès coquillier et grès des Vosges) et l'échantillon de dolomie.

- Pour les échantillons de grès de Fontainebleau: grès constitué uniquement de quartz, malgré la nette différence de perméabilité et de porosité, la saturation irréductible était de l'ordre de 5%.
- Celle du grès des Vosges est de l'ordre de 10% . Cet échantillon présente les mêmes caractéristiques pétrophysiques (porosité et perméabilité) que les échantillons de grès de Fontainebleau; avec comme seule différence: la présence d'une faible quantité d'argile qui enrobe certains grains de quartz.
- Pour l'échantillon de dolomie cette saturation atteint 18%. L'échantillon est constitué d'un empilement de grains avec une phase argileuse omniprésente qui constitue la phase de liaison.
- Enfin le grès coquillier argileux présente une saturation irréductible comprise entre 28 et 30% . Ceci s'explique par la présence des amas d'argile dans certains pores, par la phase de liaison argileuse et par la présence de nombreux grains de

feldspath altéré ainsi que des débris de bioclastes microporeux.

De ce qui précède on déduit que la saturation irréductible en fluide mouillant dépend de la microporosité qui se manifeste sous diverses formes (phase de liaison argileuse, altération des grains, etc...)

3.2. Relation entre la saturation irréductible et la microporosité

Nous avons constaté au paragraphe précédent, que la saturation irréductible est d'autant plus importante que la microporosité est plus abondante.

Pour les 5 échantillons (DO, GC, GF1, GF2 et GV) une corrélation simple a été obtenue entre le rapport (S_M/S_m) et la saturation irréductible: la droite de régression entre ces 2 caractéristiques s'écrit:

$\text{Log } S_{w1} = -0.52 \text{ Log } (S_M/S_m) + 3.5$
avec un coefficient de corrélation de 91.4% .
(S_M et S_m sont exprimées en %)

Cette bonne corrélation confirme le rôle de la microporosité dans le piégeage de la phase mouillante lors de son déplacement par la phase non mouillante au cours du 1er drainage, et explique le concept de la saturation irréductible.

3.3. Corrélation saturation irréductible - saturation au point d'inflexion

Pour les 5 échantillons précédemment cités, nous avons comparé la différence entre les saturations aux points d'inflexion des 2 courbes de pression capillaire (" P_f " et porosimétrique) ,avec la valeur de la saturation irréductible.

Le tableau 6 synthétise les résultats de cette comparaison; et permet les constatations suivantes :

- La saturation S_i du système eau-air est toujours supérieure à celle du système mercure-vide. En effet, dans le système eau-air le piégeage de la phase mouillante se produit au fur et à mesure de l'augmentation de la pression; tandis que dans l'autre système le déplacement de la phase mouillante est parfait et on n'a pas réellement un piégeage de la phase mouillante pendant le 1er drainage.
- La relation entre la saturation irréductible et la différence entre les 2 saturations (δS_i), est une droite qui s'écrit :

$$S_{w1} = 1.994 \delta S_i - 0.16$$

avec un coefficient de corrélation de 98.4% .

En d'autres termes la différence δS_i n'est autre que la moitié de la saturation irréductible. Et on peut dire que dans le cas d'un milieu monoporeux: au point d'inflexion I de la courbe " P_f " la moitié de la saturation irréductible aurait déjà été produite.

Echantillon	S_i (eau)	S_i (Hg)	δS_i	S_{wi}
GF1	60%	57.5%	2.5%	5%
GF2	51.5%	50%	1.5%	4%
GV	60.5%	54%	5.5%	11.8%
DO	63%	52.5%	10.5%	18%
GC	70%	56%	14%	30%

Tableau 6: Saturation aux points d'inflexion et saturation irréductible.

3.4. Détermination de la saturation irréductible par une méthode simple: la centrifugation

3.4.1. Principe:

L'échantillon préalablement saturé (sous vide) est placé dans le godet de la centrifugeuse sur un socle perforé posé lui-même sur une couche de sable légèrement mouillé.

Sous l'effet d'une vitesse angulaire (Ω), qui se traduit par une accélération ($\Omega^2 r$), le fluide mouillant sera soumis à une pression P_w tel que :

$$P_w = \delta \Gamma . \Omega^2 r . h$$

avec $\delta \Gamma$ = différence de masse volumique entre les deux fluides : mouillant et non mouillant.

R = distance entre l'échantillon et l'axe de la centrifugeuse.

h = hauteur de l'échantillon.

En fonction de la vitesse de rotation, on obtient une pression P_w qui vaincra les forces de pression capillaire et permettra de drainer l'échantillon.

Cette méthode présente l'avantage de la rapidité de mesure. En effet le temps d'équilibre de l'état de saturation est compris entre 30 minutes pour les échantillons macroporeux et deux heures pour les échantillons ayant une microporosité.

La reproductibilité des résultats a été confirmée par SLOBOD et al. (1951) ainsi que par SZABO (1974) et le principe de cette technique a été largement utilisé pour l'imprégnation de résines synthétiques afin de visualiser les milieux poreux: ETIENNE et al (1967), BOUSQUIE (1979), ZINZNER et al. (1982)

3.4.2. Résultats expérimentaux - interprétation

Les échantillons de 15mm de hauteur chacun ont été soumis à une vitesse de rotation de l'ordre de 3500 tours/minute; le bras de levier de la centrifugation étant de l'ordre de 20cm. La face externe de l'échantillon sera soumise à une pression :

$$P_w = \delta F. \Omega^2 r. h = 1000 \times \left(\frac{2\pi.3500}{60} \right)^2 \times 0.2 \times 15.10^{-3} = 4.10^5 \text{ Pa} \\ \text{soit 4 bars.}$$

Après un temps de centrifugation de 2 heures, les échantillons sont pesés et on déduit la saturation piégée en fluide mouillant. Nous avons estimé qu'on a atteint ainsi une pseudo-saturation irréductible.

La totalité de nos échantillons a été soumise à cet essai. Malgré la nette différence de principe entre la centrifugation et la méthode des états restaurés les résultats obtenus pour une pression capillaire de 4 bars (fig. 25) montrent une faible dispersion autour de la 1ère bissectrice entre les saturations issues des deux méthodes.

La droite de corrélation (pour tous les échantillons), s'écrit :

$$\text{Log } (S_{w1}) = 1.16 \text{ Log } (S_{\text{centr1}}) - 0.606 \\ \text{avec un coefficient de corrélation de 95.6\% .}$$

Pour les échantillons monoporeux elle devient:

$$\text{Log } (S_{w1}) = 1.06 \text{ Log } (S_{\text{centr1}}) - 0.25 \\ \text{avec un coefficient de corrélation de 99.86\% .}$$

3.5. Conclusions sur la saturation irréductible

De ce qui précède on peut déduire que la saturation irréductible, d'un milieu poreux, en fluide mouillant est fonction de la microporosité qui se manifeste sous diverses formes: micropores dans les grains altérés ou dans la phase argileuse, les pores en culs de sac desservis par des micropores

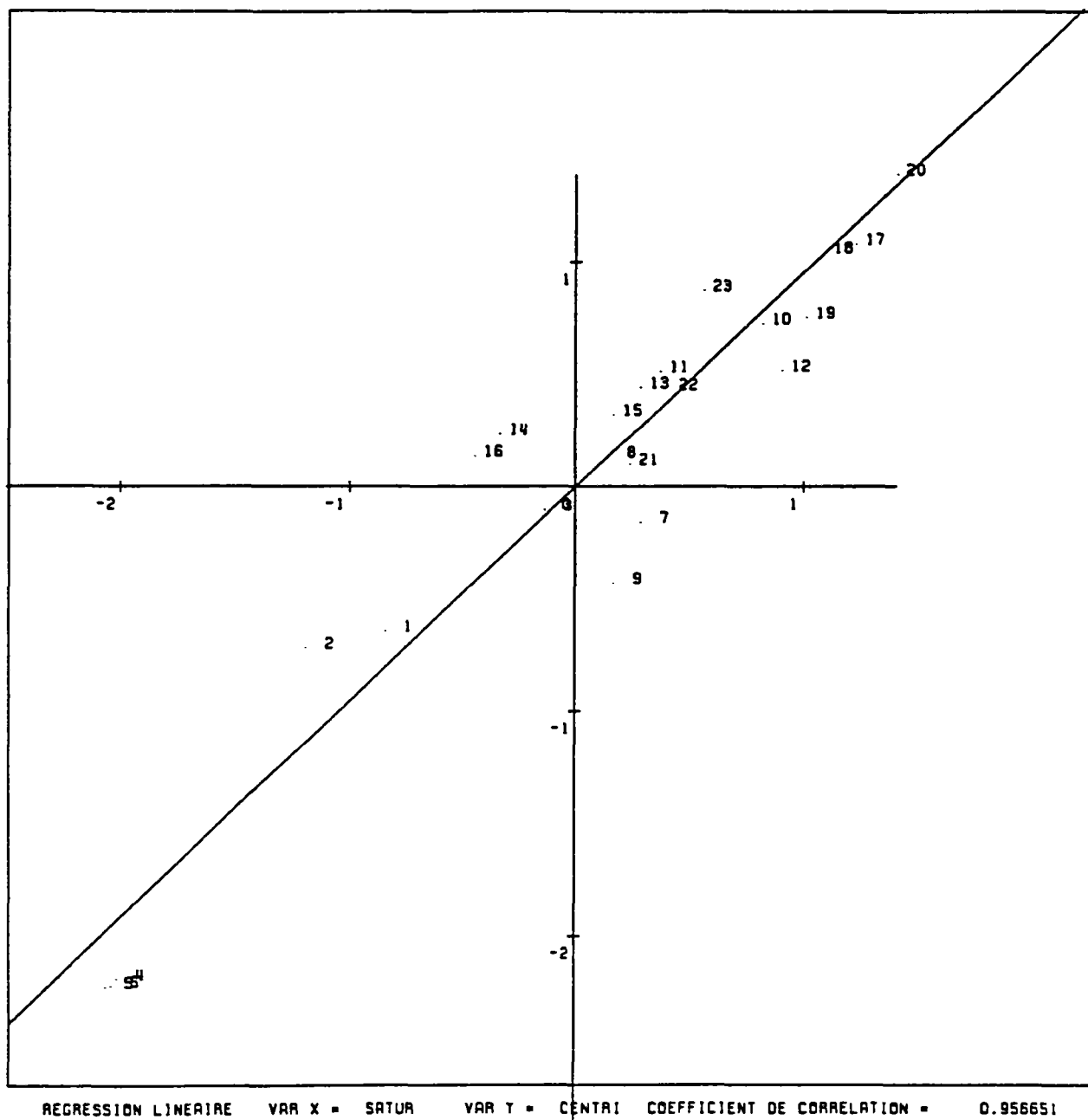


Figure 25: Saturation irréductible et saturation après centrifugation.

et les espaces annulaires autour des points de contact des particules.

Les résultats expérimentaux ont confirmé les points suivants :

- La saturation irréductible est bien corrélée avec le rapport de la macroporosité sur la microporosité (S_M/S_m). (dédit de la courbe porosimétrique)

- Elle correspond au double de la différence des saturations aux points d'inflexion des courbes: " P_f " et porosimétrique.
- Elle peut être atteinte par une méthode rapide à savoir la centrifugation.

4. Courbe de la 1ère imbibition

A partir de la saturation irréductible; en réduisant progressivement la pression capillaire, le fluide mouillant envahi de nouveau le réseau en déplaçant le fluide non mouillant.

On s'aperçoit que la courbe de 1ère imbibition obtenue, malgré sa similitude avec celle du 1er drainage, ne coïncide pas avec elle. En effet cette courbe se situe toujours au dessous de la courbe du 1er drainage, ce qui signifie que le processus d'imbibition se caractérise par un état d'énergie plus bas que celui du drainage.

La phase mouillante n'arrive pas à regagner la totalité du volume poreux qu'elle occupait avant le premier drainage. On assiste donc à un piégeage de la phase non mouillante. Cette saturation piégée $S_{nw,r}$ dépend de la nature des fluides en présence dans le réseau poreux ainsi que des caractéristiques de l'échantillon étudié.

Nous analyserons par la suite la saturation piégée en fluide non mouillant, puis la courbe du 2ème drainage et nous reviendrons après à l'analyse de la courbe de 1ère imbibition.

4.1. Hystérésis

La zone comprise entre la courbe de 1er drainage et celle de 2ème imbibition est considérée comme un espace d'hystérésis. Elle devrait représenter l'énergie irréversible dissipée en éliminant le fluide mouillant par une voie de drainage différente de la voie d'imbibition. En réalité ceci est la conséquence de 2 phénomènes bien distincts:

J. COLONNA et coll.

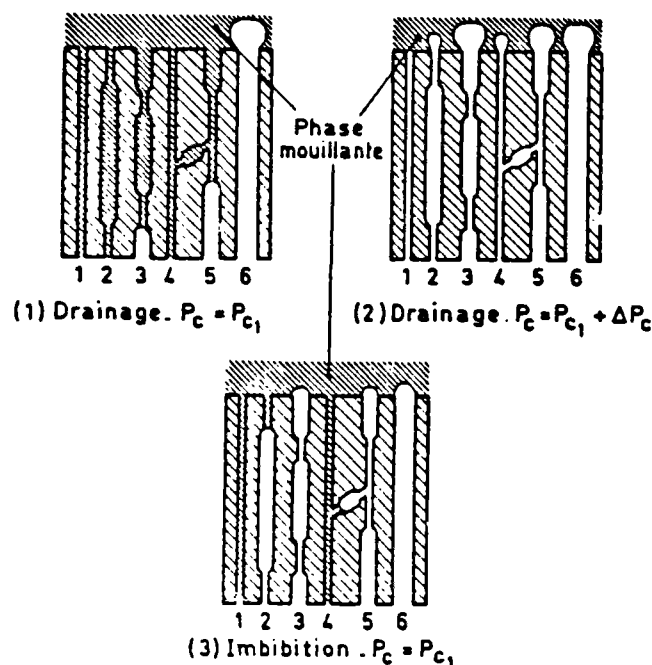


Figure 26: Modèle simplifié de Colonna et al.

- l'un physique et plus précisément thermodynamique, dû au fait de la dissipation de l'énergie lors du déplacement du fluide mouillant (écoulement visqueux). En effet il existe une différence entre les pressions de remplissage et de vidange d'un même pore. Un modèle simple qui a été décrit par COLONNA et al. (1970) concrétise ce raisonnement (fig 26). Ainsi un pore rempli avec une pression capillaire $P_i + \delta P$ sera vidé avec une pression P_i et les pores remplis avec une pression P_i seront vidés à une pression inférieure à cette valeur.
- l'autre géométrique: où la morphologie de l'espace poral (dimension et forme des pores et de leur accès) joue un rôle prépondérant dans le mécanisme de piégeage. Ainsi pendant son retrait, le fluide non mouillant qui remplissait le pore doit se réduire en volume au point que les filets d'écoulement se rompent. Il laisse ainsi dans les pores des plages de discontinuité entourées par la phase mouillante.

Les deux phénomènes cités ci-dessus peuvent être mis en évidence en réalisant tout simplement la courbe du 2ème drainage.

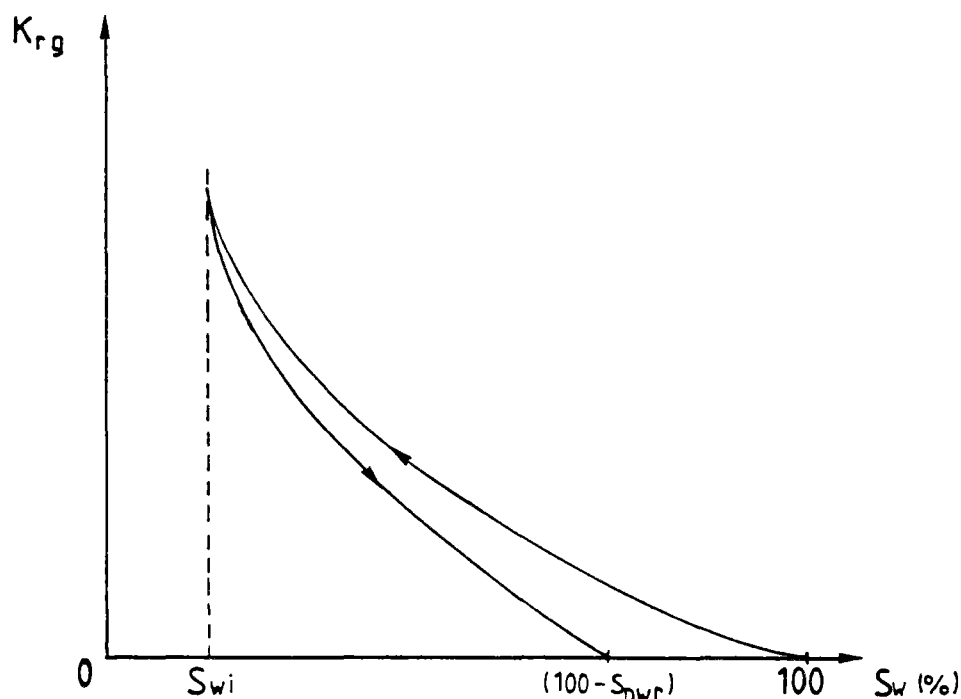


Figure 27: Courbes types de la perméabilité relative à l'air.

5. Apport de la perméabilité relative

5.1. Calcul de la perméabilité relative

Afin de calculer la perméabilité relative, nous avons procédé à la mesure de la perméabilité effective (K_g). Cette mesure a été réalisée, parallèlement à l'établissement de la courbe " P_f " (pression capillaire - saturation en eau) sur des échantillons de 40 mm de longueur et de 20 mm de diamètre. A cet effet, une fois l'équilibre capillaire atteint, l'échantillon est retiré de la cellule puis pesé pour déterminer sa saturation. Puis on procède à la mesure de la perméabilité effective à l'air $K_g(S_w)$ avec le perméamètre à charge variable type I.F.P.

Connaissant la perméabilité absolue (K) de l'échantillon, la perméabilité relative sera:

$$K_{rg}(S_w) = \frac{K_g(S_w)}{K}$$

Puisqu'à chaque point expérimental de la courbe P_f correspond un point de la courbe $K_{rg}-S_w$, on obtient parallèlement aux boucles de drainage initial et de la première imbibition les courbes $K_{rg}-S_w$ correspondantes (fig. 27).

5.2. Résultats - Discussions

Le tableau 7 consigne les résultats de mesure de la perméabilité relative et de la saturation irréductible correspondant à la pression de 4 bars (pression maximale de la manipulation), ainsi que le rapport macroporosité sur microporosité et la macroporosité.

L'examen de ce tableau montre que pour la majorité des échantillons, la perméabilité relative atteint ou dépasse 0.85. Ce qui signifie qu'au moins 85% de la perméabilité absolue a été atteinte pour ces échantillons. Toutefois deux échantillons (le grès de Palatinat et un des échantillons de calcaire de Lérouvillle) n'ont atteint que 53% de la perméabilité absolue, alors que pour l'échantillon de dolomie Kr_g est égal à 63.3% et pour un des calcaires de Vilhonneur Kr_g atteint 75.6%. Ceci amène à faire les constatations suivantes:

- les perméabilités relatives à l'air qui figurent dans le tableau 7 ont été atteintes sous une pression maximale d'air égale à 4 bars. Et comme elles atteignent 85% de la perméabilité absolue, on peut admettre que l'espace poral qui correspond à la macroporosité est en relation directe avec la perméabilité relative. D'autre part la saturation en fluide mouillant (eau) atteinte à la pression d'air de 4 bars pourrait être assimilable (dans la majorité des cas) à la saturation irréductible; surtout dans le cas où la perméabilité relative atteint 98% .
- aux échantillons dont la perméabilité relative est de l'ordre de 53% (GP et CL3), correspond une faible perméabilité absolue (8.6 et 5.9 md respectivement). Nous estimons que pour ce type d'échantillons, l'effet Klinkenberg (qui est dû à un glissement sur les parois) est très important. En effet ce phénomène ne concerne que les échantillons de faible perméabilité (c'est surtout dû à une macroporosité très faible).

5.3. Corrélations entre la perméabilité relative et les différents paramètres

Compte tenu des résultats expérimentaux, on a cherché des relations entre la perméabilité relative et les différents facteurs.

5.3.1. échantillons monoporeux (7 échantillons)

la meilleure corrélation simple entre la perméabilité relative et les différents paramètres a été trouvée avec la saturation irréductible, elle s'écrit:

$$\text{Log} (K_{r_g}) = - 0.2 \text{ Log} (S_{w_i}) + 0.315$$

avec un coefficient de corrélation = 76.57%

Echantillon	K_{rg}	S_{wi}	S_M / S_m	n_{mac}
Echantillons monoporeux				
GT	0.954	14.75	3.00	17.25
GP	0.532	43.60	0.82	7.7
GM	0.850	23.60	3.39	17.32
GV	0.993	8.50	9.00	19.76
DO	0.633	15.60	8.10	29.00
GF1	0.956	4.40	19.00	6.92
GF2	0.980	3.50	19.34	20.77
Echantillons biporeux				
CV1	0.756	60.88	0.43	4.20
CV3	0.938	55.70	0.47	4.80
CL1	0.952	27.86	1.17	8.38
CL2	0.837	30.20	0.98	7.04
CL3	0.526	35.77	1.00	7.36
CVA	0.982	16.50	2.85	29.15
CM	0.885	40.00	1.22	22.50
CS	0.920	25.00	1.75	22.56
CES	0.980	25.70	1.81	18.96
CB	0.986	28.00	1.44	19.20
CE	0.980	26.00	1.94	10.56

Tableau 7: Perméabilité relative et saturation irréductible des échantillons pour une pression d'air de 4 bars (fin du 1er drainage).

Afin d'améliorer cette corrélation, on a combiné les différents facteurs dans une corrélation multiple qui s'écrit:

$\text{Log}(K_{rg}) = - 1.3 \text{ Log}(S_{w1}) + 0.296 \text{ Log}(F) + 0.934 \text{ Log}(n_{mic}) + 1.34$
avec un coefficient de corrélation = 95.6%

avant l'introduction de la perméabilité relative cette corrélation s'écrivait:

$\text{Log}(S_{w1}) = 0.27 \text{ Log}(F) + 0.835 \text{ Log}(n_{mic}) + 0.934$
avec un coefficient de corrélation = 94.35%

5.3.2. échantillons biporeux (11 échantillons)

Aucune corrélation simple n'a été trouvée entre la perméabilité relative et les différents paramètres. La meilleure corrélation multiple s'écrit:

$\text{Log}(K_{rg}) = - 3.03 \text{ Log}(S_{w1}) + 3.45 \text{ Log}(n) + 3.9 \text{ Log}(n_{mic}) + 12.18$
avec un coefficient de corrélation = 95.6%

6. Saturation piégée en fluide non mouillant

Le piégeage de la phase non mouillante est une caractéristique commune aux deux systèmes eau - air et mercure - vide. Ce phénomène est connu et joue un rôle important dans la production de pétrole ou le stockage du gaz. C'est pourquoi de nombreuses publications lui ont été consacrées.

Une étude approfondie a été réalisée par WARDLAW et McKELLAR (1981), sur des modèles de réseaux poreux réalisés dans des plaques de plexiglas. Elle a montré que parmi les divers facteurs qui entrent en jeu, 4 seulement favorisent le phénomène de piégeage:

- la taille des pores et de leurs accès ainsi que le rapport entre le volume du pore et de ses accès.
- le nombre d'accès du pore ou nombre de coordinations.
- la distribution aléatoire ou non des pores.
- la rugosité de la surface des pores et de leurs accès.

Si l'expérimentation sur des modèles a permis de définir les principaux facteurs responsables du piégeage de la phase non mouillante, il n'en est pas de même pour des milieux poreux naturels.

En effet les facteurs définis ci-dessus sont difficilement mesurables et la distribution des pores est rarement homogène. Toutefois GAULIER (1971) a présenté un appareil qui permet d'injecter le mercure, en continu et à débit constant, ce qui

permet de mesurer le volume des pores ainsi que leur rayon d'accès.

Malheureusement, de telles mesures auraient demandé des modifications très lourdes de notre appareillage, et n'ont pu être envisagées.

6.1. Saturation piégée en mercure

Les courbes porosimétriques étant des courbes complètes (en drainage et en imbibition), nous pouvons analyser les relations (corrélations multiples) entre la saturation piégée, le facteur de formation, la macroporosité, la microporosité, le rayon de la macroporosité ou de la microporosité et la perméabilité.

Nous distinguons deux types de corrélation :

6.1.1. échantillons monoporeux (7 échantillons)

la corrélation s'écrit :

$$\text{Log } (S_{nwr}) = 0.29 \text{ Log}(K) - 0.4 \text{ Log } (S_M/S_m) + 0.54 \text{ Log } (F) + 1.01$$

avec un coefficient de corrélation = 75.8%

6.1.2. échantillons biporeux (11 échantillons)

la corrélation s'écrit :

$$\text{Log } (S_{nwr}) = 0.77 \text{ Log } (n_{Mac}) - 1.47 \text{ Log } (n) - 0.27 \text{ Log}(R_{mic}) + 6.18$$

avec un coefficient de corrélation = 77.8%

et

$$\text{Log } (S_{nwr}) = 1.54 \text{ Log } (n_{Mac}) - 2.16 \text{ Log } (n) - 0.25 \text{ Log}(R_{mic}) - 0.44 \text{ Log } (S_M/S_m) + 6.5$$

avec un coefficient de corrélation = 80.44%

$$\text{Log } (S_{nwr}) = 2.6 \text{ Log } (n_{Mac}) - 3.3 \text{ Log } (n) - 0.257 \text{ Log}(R_{mic}) + 0.07 \text{ Log } (K) - 1.12 \text{ Log } (S_M/S_m) + 7.16$$

avec un coefficient de corrélation = 83.83%

6.2. Saturation piégée en air

Comme dans le cas du retrait du mercure, la réimbibition de l'eau tend à isoler l'air dans les pores sous forme de bulles ou de discontinuités.

Du fait que la saturation irréductible n'a été atteinte que sur un nombre très limité d'échantillons, nous ne pouvons pas

comparer la saturation piégée en air à la saturation irréductible.

La relation entre la saturation piégée en mercure et la saturation piégée en air s'est avérée inexistante. C'est pourquoi nous avons eu recours à une autre technique qui permet de déterminer ce facteur indispensable pour la prédiction de la courbe "P_r" à partir de la courbe porosimétrique. Pour ce faire deux méthodes ont été employées: il s'agit de l'ascension capillaire et de la prise d'eau par immersion simple.

En effet la saturation totale d'une roche est un état théorique. Dans la nature, une roche se sature soit par ascension capillaire, soit par immersion (soit les deux). D'où l'intérêt de ces deux méthodologies d'essais qui permettent d'obtenir une teneur en eau correspondant à un degré de saturation connu sous le nom de "saturation d'Hirschwald" dans le cas de l'immersion simple et "saturation capillaire" dans le cas de l'ascension capillaire.

6.2.1. Ascension capillaire

6.2.1.1 Dispositif expérimental - mode opératoire

Les échantillons préalablement séchés sont placés dans un bac à fond plat, sur une grille métallique reposant sur un lit de billes de verre immergées. La partie inférieure des échantillons baignant sur quelques millimètres dans l'eau désaérée, ce niveau d'eau est maintenu constant pendant toute la durée de la manipulation grâce à un système régulateur. Un couvercle amovible recouvre le bac et évite ainsi l'évaporation de l'eau (fig. 28).

6.2.1.2 Résultats

Les échantillons sont pesés après essuyage de la base à l'aide d'un chiffon humide, à des intervalles de temps réguliers. La saturation d'équilibre, (c'est à dire le poids constant) qui dépend de plusieurs facteurs tels que la porosité, la perméabilité, la nature des constituants de la roche et des fluides en présence a été atteinte au bout de 48 heures pour les échantillons de faible perméabilité.

Cette saturation est calculée à partir du poids sec (P_{sec}) , du poids saturé (P_{sat}) et du poids final (P_{fin}) par la relation :

$$S_{Asc} = \frac{P_{fin} - P_{sec}}{P_{sat} - P_{sec}}$$

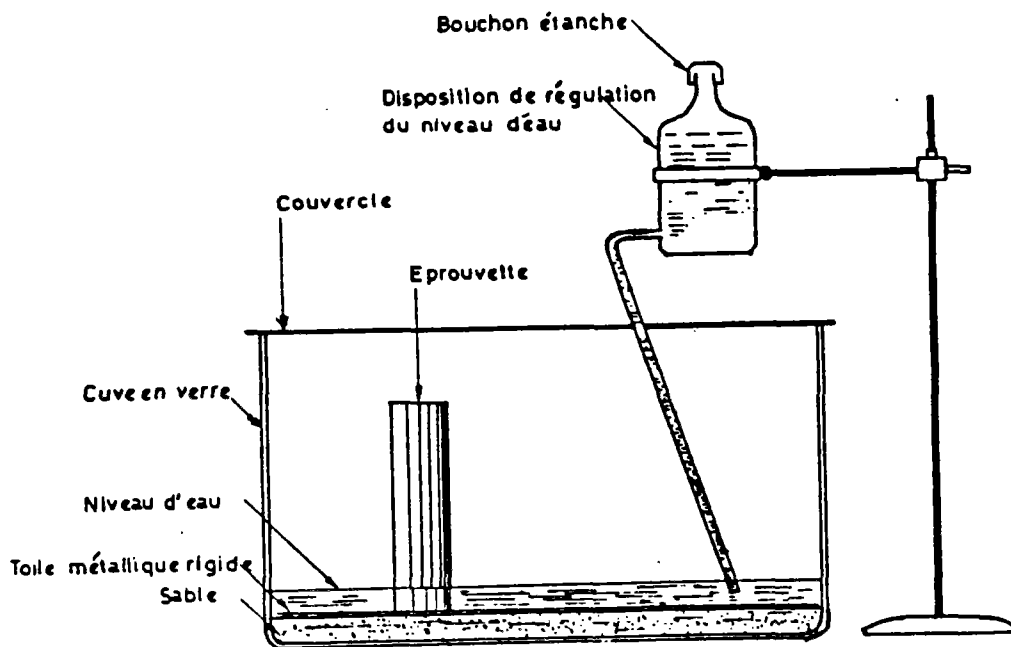


Figure 28: Dispositif de mesure de la prise d'eau par ascension capillaire.

6.2.2. Prise d'eau par immersion simple

6.2.2.1 Mode opératoire

Le mode opératoire est celui de la norme AFNOR sur la mesure du coefficient d'absorption d'eau dans les roches calcaires: n° B 10-504 (Août 1973).

Les éprouvettes ($\phi=40\text{mm}$, $L=40\text{mm}$) préalablement séchées sont placées dans un bac où l'eau est admise jusqu'au quart de leur hauteur pendant une heure, puis on ajoute la quantité d'eau nécessaire pour que le niveau atteigne la moitié de la hauteur durant 23 heures. Les échantillons sont ensuite immergés durant 24 heures.

6.2.2.2 Résultats

Une pesée en fin d'expérience détermine la prise d'eau durant ces 48 heures. La saturation atteinte appelée saturation d'Hirschwald sera :

$$S_{Hir} = \frac{P_{48h} - P_{sec}}{P_{sat} - P_{sec}}$$

Quant au coefficient d'Hirschwald (H), il n'est que le rapport de la porosité remplie pendant les 48 heures sur la porosité totale :

$$H = \frac{n_{48h}}{n_{totale}}$$

6.3. Relation entre la saturation piégée en air (ou la saturation correspondante en eau), la saturation par ascension capillaire et le coefficient d'Hirschwald

Les résultats expérimentaux que nous avons obtenus sont regroupés dans le tableau 8 . Nous constatons que la saturation par ascension capillaire est d'environ 5 à 10% inférieure à celle d' Hirschwald pour un même échantillon.

D'autre part une bonne correspondance apparaît entre le coefficient d'Hirschwald et la saturation en eau qui correspond à la saturation piégée en air (issue de la courbe "P_f"). La relation entre ces deux paramètres s'écrit :

$$(100 - S_{nwr}) = S_{air} + 8.12$$

avec un coefficient de corrélation = 96.8%

7. Analyse des courbes du 2ème drainage et de la 1ère imbibition

Le tableau 9 rassemble les valeurs de la pression capillaire des courbes du 2ème drainage et de la 1ère imbibition dans le système mercure-vide.

L'examen de ces courbes et des résultats obtenus permet deux constatations :

- les courbes du 2ème drainage et de la 1ère imbibition sont approximativement parallèles (à l'incertitude de l'expérience près).
- la courbe du 2ème drainage se déduit de la courbe de la 1ère imbibition par une translation parallèle à l'axe des saturations et dont le module est compris entre 2.3 et 3 (il s'agit du rapport entre les deux pressions aux points d'inflexion des courbes).

Echantillon	S _{air}	S _{asc}	100-S _{nwr} (eau-air)	100-S _{nwr} mercure
GT	73.12	69.88	75.8	36.8
GP	80.6	77.9	82.1	36
GM	69.5	65.4	71.8	15.06
GV	64	56	64.25	43.8
DO	65	58.45	64.5	17.24
GF1	51.8	43.45	50.95	40.2
GF2	82.8	79.4	76.24	83.04
CV1	84.36	81.05	86.3	56.6
CV2	88.5	85.94	49.66	50.34
CV3	74.1	72.17	76.11	54.08
CV4	76	72.5	78.3	40.46
CV5	81	78.5	83.2	49.2
CL1	71.4	65.43	72.3	49
CL2	65.86	61.6	67.06	41.68
CL3	63.44	58.65	66.4	36.73
CVA	79.1	76	80.4	63.23
CT	92.6	91.5	90.8	65.71
CLA	81.8	80.3	82	56.1
CM	84.65	81.14	84.5	53.7
CS	82.8	80.4	82.86	64.44
CES	80.8	78.5	80.9	63.45
CB	61.7	57.62	61.4	40.27
CE	55.62	52.08	58.8	30
CG1	91.2	89.9	89	74

Tableau 8: Résultats de l'ascension capillaire et de la saturation d'Hirschwald.

Echantillon	P _i 2ème drainage	P _i 1ère imbibition	Rapport P _{i1} /P _{i2}	S _i 2ème drainage	S _i 1ère imbibition
GT	20	7.5	2.66	20.0	21.5
GP	4	1.5	2.66	25.0	26.0
GF1	2	0.8	2.50	19.4	20.0
CV1	30	14.0	2.14	22.0	22.5
CV2	27	11.5	2.35	35.0	35.4
CV3	45	21.0	2.14	17.6	18.0
CV4	38	18.0	2.11	22.5	22.5
CV5	32	16.0	2.00	25.0	25.0
CL1	20	7.0	2.85	15.0	15.5
CL2	18	7.0	2.57	12.5	13.0
CL3	19	7.5	2.53	11.0	11.5
CVA	50	22.0	2.27	9.4	9.6
CT	18	6.0	3.00	35.0	35.5
CLA	25	10.0	2.50	27.5	28.0
CM	52	22.0	2.36	15.0	14.8
CS	20	9.0	2.22	15.0	16.5
CES	30	10.0	3.00	15.0	15.2
CB	70	30.0	2.33	9.8	10.0
CE	15	5.0	3.00	7.5	7.4
CG1	15	5.0	3.00	36.0	36.0

Tableau 9: Pressions et saturations aux points d'inflexion des courbes de la 1ère imbibition et du 2ème drainage.

L'interprétation de ce phénomène pourrait être déduite de la loi de Laplace: $P = 2 T \cos\theta/R$; deux explications sont possibles :

- soit on considère que le rayon d'accès est le même pour l'imbibition et pour le drainage. Dans ce cas le cosinus de l'angle de contact en drainage est 3 fois supérieur à celui de l'imbibition, ce qui confirmera l'hystérésis de l'angle de contact.
- soit on suppose que l'angle de contact est constant. Dans ce cas le rayon d'accès en drainage est 2.5 à 3 fois inférieur à celui de l'imbibition.
- Toutefois une combinaison des deux explications n'est pas à exclure.

Quant à la saturation aux points d'inflexion, elle est approximativement la même pour les deux courbes. (1ère imbibition et 2ème drainage) Cette constatation favorise la première des hypothèses citées ci dessus.

8. Conclusions

Ce chapitre a mis en évidence les corrélations entre différents paramètres qui caractérisent les milieux poreux tels que la porosité, la perméabilité, le facteur de formation, la macroporosité et la microporosité ainsi que leur rayon d'accès.

D'autre part, la comparaison entre les courbes porosimétrique et P_f a permis de dégager des relations simples entre les caractéristiques de ces courbes.

Les techniques de centrifugation et la saturation d'Hirschwald sont des méthodes rapides qui permettent l'obtention des saturations irréductibles en fluide mouillant et non mouillant respectivement.

Nous analysons par la suite la relation entre la forme de la courbe de pression capillaire et la distribution de la porosité, puis nous étudierons la possibilité de déduire la courbe P_f de la courbe porosimétrique.

Chapitre 5

DE LA COURBE POROSIMETRIQUE ET DE LA
TEXTURE DU RESEAU POREUX A LA COURBE
"P_f"

INTRODUCTION

Les méthodes d'analyse mathématiques et statistiques étudient généralement la taille et la forme des éléments constitutants des roches et très rarement celles des pores . Ceci est dû à la difficulté ou au manque d'outils qui permettent d'appréhender des formes aussi complexes que celles des pores et de leurs interconnexions.

Après avoir analysé les relations entre les différentes caractéristiques des courbes de pression capillaire pour les deux couples de fluides: eau-air et mercure-vide; nous étudierons dans ce chapitre la relation entre la courbe de pression capillaire et la texture du réseau poreux des échantillons. Puis nous tenterons de trouver une méthode simple qui permet de déduire la courbe " P_f " de la courbe porosimétrique.

1. Courbe de pression capillaire-saturation et texture des milieux poreux

Le comportement de deux fluides non miscibles dans un réseau poreux (déplacement d'un fluide par un autre ou répartition de ces deux fluides) ne peut s'expliquer que par des caractéristiques spécifiques de la texture du milieu poreux.

En d'autres termes la géométrie des pores (et de leurs accès) ainsi que leur répartition ont une influence certaine sur la forme de la courbe de pression capillaire.

Par la variété des caractéristiques pétrographiques et pétrophysiques, notre étude constitue donc une bonne base de données pour tenter de définir des relations entre:

- d'une part, les propriétés pétrophysiques des roches étudiées.
- d'autre part la forme de la courbe : pression capillaire - saturation qui synthétise la répartition des fluides dans le réseau poreux.

1.1. Courbe du 1er drainage et texture du réseau poreux

La courbe de pression capillaire du 1er drainage traduit l'évolution de l'état de saturation d'un milieu poreux complètement saturé en fluide mouillant (état initial) jusqu'à l'envahissement, plus ou moins complet, du réseau poreux par le fluide non mouillant (état final). Cette courbe traduit donc une succession d'états de saturation en fonction de la pression capillaire.

D'après la loi de Laplace à chaque pression capillaire P_c correspond un rayon d'accès de pore (r). C'est pourquoi la courbe de pression capillaire devrait être en forte relation avec la morphologie de l'espace poral.

La courbe porosimétrique du 1er drainage schématise, d'une part, 2 états de saturation bien définis, dont l'état final correspond à un déplacement complet de la phase mouillante par la phase non mouillante. D'autre part ces deux états de saturation ont été atteints sur tous nos échantillons. C'est pourquoi nous avons choisi cette courbe comme une donnée d'étude pour cette partie.

Nous essayons par la suite de confronter l'allure de cette courbe avec la morphologie des pores telle qu'elle apparaît dans les photographies des échantillons réalisées au MEB.

1.2. Caractérisation de la courbe.

Nous avons vu dans le chapitre précédent que, selon le nombre de familles d'accès de pores, la courbe de pression capillaire présente des décrochements (ou des paliers) qui correspondent à ces familles. Ainsi on distingue les courbes unimodales (une famille d'accès de pores), les courbes bimodales (2 familles) ou plurimodales (plusieurs familles). Les courbes qui caractérisent nos échantillons se regroupent dans deux classes: unimodales et bimodales. Ces dernières se décomposent en deux courbes unimodales dont chacune représente une famille d'accès de pores et par conséquent peuvent être étudiées séparément.

Afin de caractériser géométriquement les courbes unimodales plusieurs paramètres peuvent être pris en compte, tel que les pentes des deux branches de la courbe, la pente au point d'inflexion (I), et la courbure de chaque partie de la courbe (par le cercle circonscrit ou autre moyen géométrique). On pourrait assimiler cette courbe à la courbe granulométrique cumulative et étudier des paramètres composés comme la médiane, les écarts interquartiles et l'asymétrie.

Cependant, la courbe se présente sous la forme de deux branches d'hyperbole, ce qui permet de simplifier la tâche et de considérer chaque branche comme étant une courbe dont l'équation est:

$$Y = A/X$$

Le paramètre (A) résume toutes les caractéristiques géométriques de la courbe définies ci-dessus et on peut l'appeler "le facteur de forme de la courbe".

Ce paramètre est géométriquement la moitié du carré de la distance entre l'origine des coordonnées et l'intersection entre la courbe et la 1ère bissectrice ($A = d^2/2$).

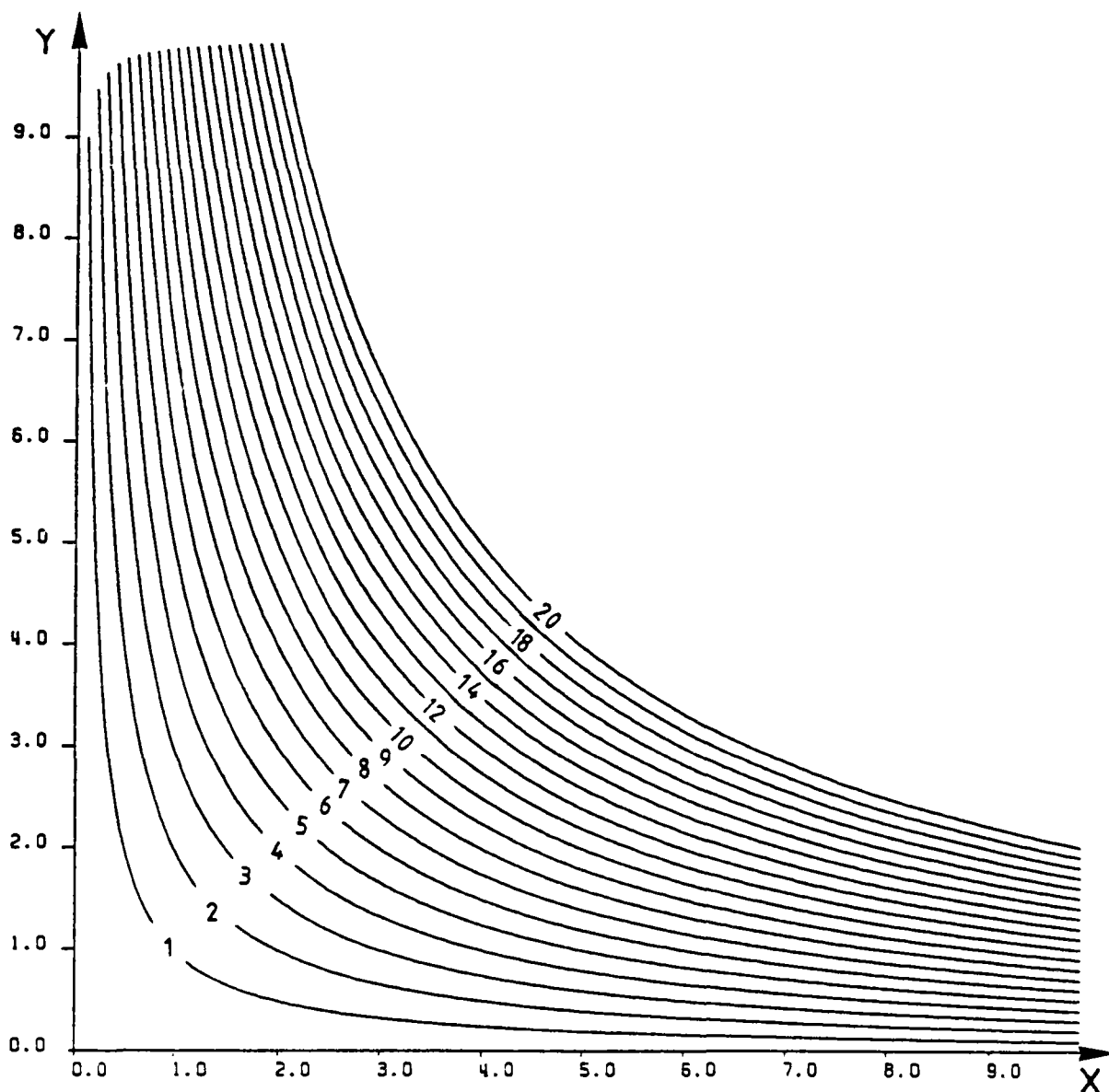
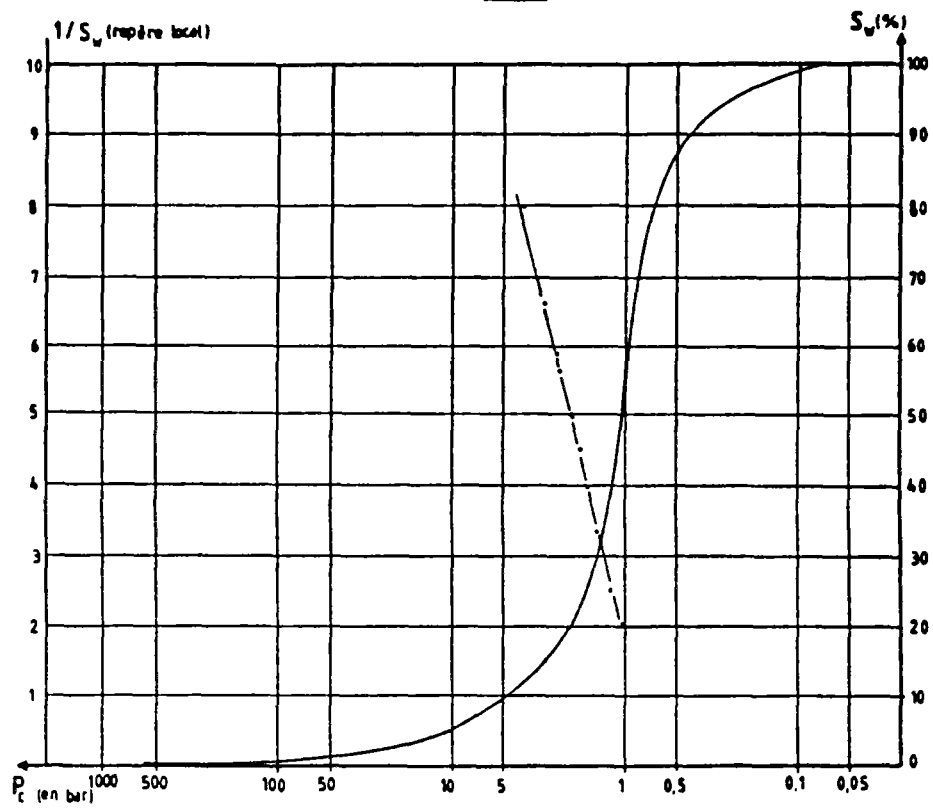


Figure 29: Courbes $Y = A/X$

Afin de justifier la forme hyperbolique de la courbe nous avons reporté sur un graphique la pression capillaire (en log) en fonction de l'inverse de la saturation (fig. 30). Nous constatons que les points s'alignent suivant une droite dont la pente: $(\log P_{c1} - \log P_{c2}) / (S_{w2} - S_{w1})$ n'est autre que le facteur "A".

Puisque la courbe porosimétrique (unimodale) se décompose en deux branches qui ne sont pas forcément identiques, nous distinguons par la suite deux facteurs de forme pour une courbe donnée. Ainsi "A_e" présente la première branche et correspond au début de l'envahissement de l'espace poral par le fluide non mouillant, et "A_f" celui de la seconde branche et qui correspond à la fin de cet envahissement.

Echantillon : GF1



Echantillon : GV

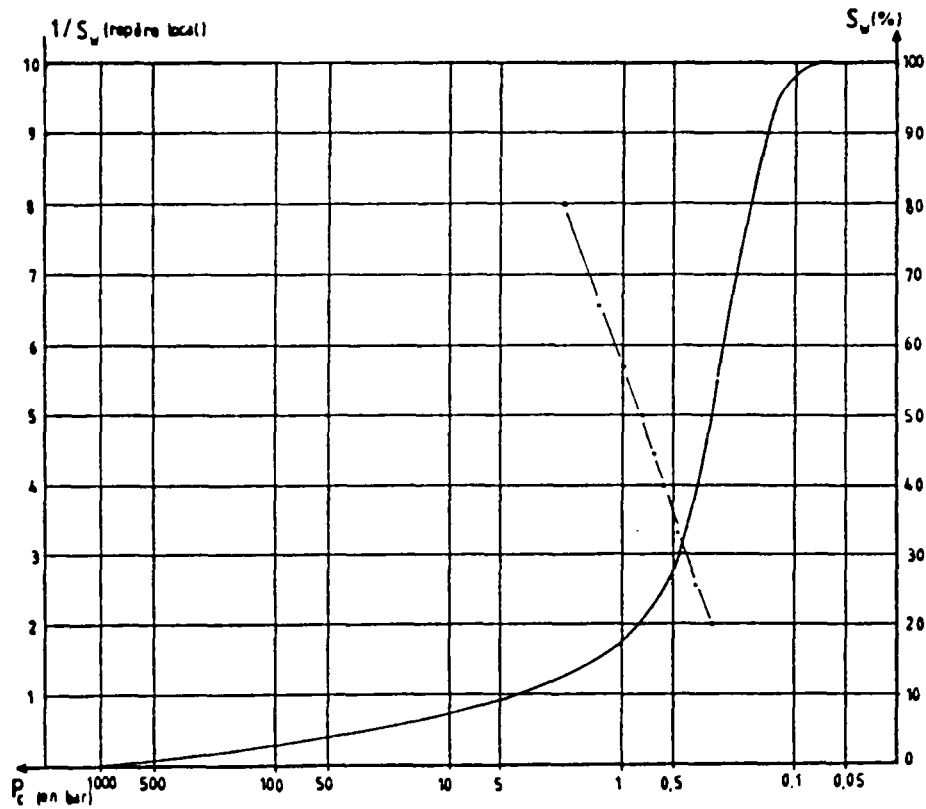


Figure 30: La pression capillaire en fonction de l'inverse de la saturation.

Remarque importante: les courbes porosimétriques et " P_f " ont été dessinées dans un repère semi-logarithmique. Sur l'axe des X on a reporté le log de la pression capillaire, le module du log correspond à 2.5cm de longueur. Sur l'axe des Y figure la saturation avec une échelle de 1cm pour 10% de saturation. Ces courbes ont été comparées à des hyperboles d'équation $Y = A/X$ qui ont été tracés dans un repère orthonormé de vecteur unitaire égale à 1cm. Il s'ensuit que l'utilisation de cette méthode de comparaison dans un repère différent nécessitera l'emploi de facteurs correcteurs adéquats.

1.3. Relation entre la courbe de pression capillaire et les photographies des échantillons au MEB

L'observation de l'échantillon au MEB permet, d'une part, de connaître la forme et la dimension des pores d'une roche et d'autre part de s'assurer du caractère d'homogénéité ou d'hétérogénéité des pores.

C'est pourquoi nous avons eu recours à une méthode qui consiste à rechercher des critères comparatifs entre les photographies réalisées au MEB et la courbe de pression capillaire de premier drainage qui permettent de prédire, sinon d'expliquer, la forme de cette courbe.

Nous analysons par la suite les courbes de certains échantillons par comparaison avec leur photographie au MEB, et nous déduisons la relation entre le paramètre " A " et les caractéristiques du réseau poreux.

1.3.1. Le grès de Fontainebleau (GF)

Cette roche est représentée par deux échantillons (GF1 et GF2) de perméabilité et de porosité différentes. La figure 31 permet de constater d'une part, que les courbes porosimétriques des deux échantillons sont symétriques (donc porosité unimodale et bien classée); d'autre part la superposition de la courbe porosimétrique avec la courbe " $Y = A/X$ " donne $A_e = 2$ et $A_f = 3$ (1ère et 2ème partie de la courbe respectivement) pour GF1 et $A_e = A_f = 1$ pour GF2. Ce qui signifie que les rayons d'accès des pores de GF2 sont mieux classés que ceux de GF1.

Les photographies des échantillons au MEB montrent qu'ils sont constitués uniquement de grains de quartz automorphes à subautomorphes, et on note l'absence de ciment (phase de liaison). La cohésion de l'échantillon est assurée par une croissance des faces cristallines. Pour l'échantillon GF1 la porosité est très fine et assez homogène et peut être assimilée à une porosité de fissure. Tandis que pour l'échantillon GF2 on s'aperçoit que les vides intergranulaires sont plus importants et mieux classés que ceux de l'échantillon GF1.

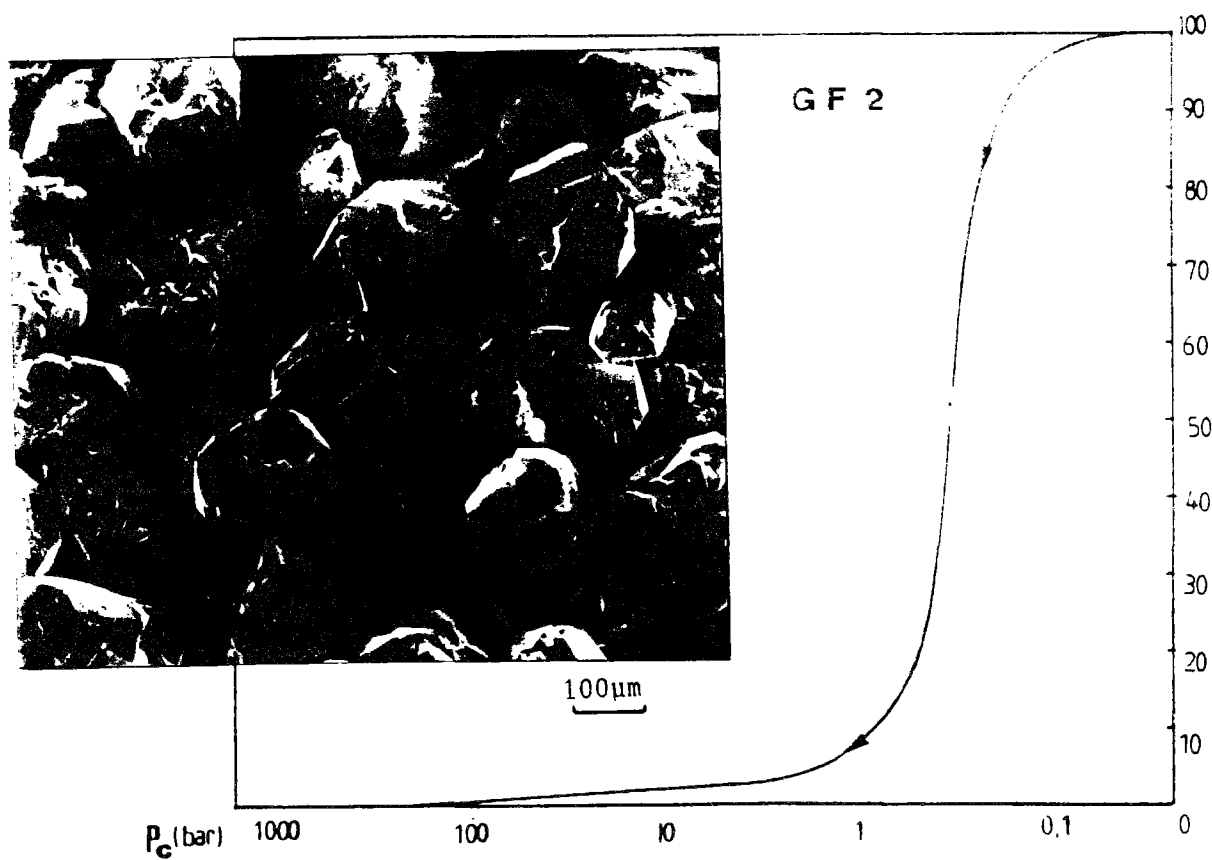
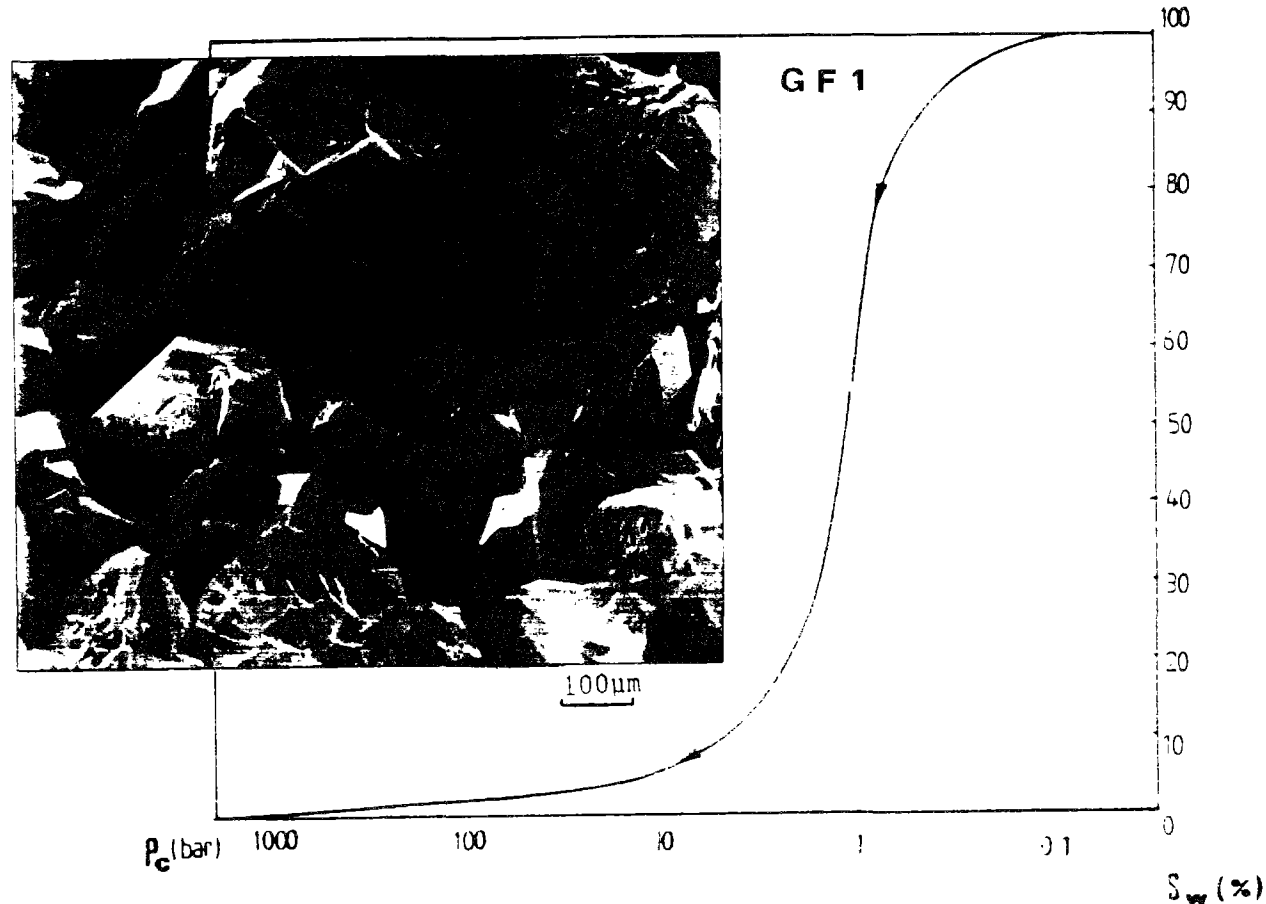


Figure 31: Courbe porosimétrique et photographie au MEB des échantillons de grès de Fontainebleau.

1.3.2. La craie (CG)

L'examen de la courbe porosimétrique (fig. 32) montre que ses deux branches sont identiques ($A_e = A_f$) et qu'elles se superposent à la courbe d'hyperbole $Y = A/X$ dont $A = 1$ (soit un coefficient de forme de la courbe égal à 1). D'autre part la courbe de fréquence (dérivée de la courbe porosimétrique) est très serrée, indiquant une distribution unimodale (et très bien classée) du rayon d'accès des pores.

L'observation au microscope électronique montre que cette roche est très homogène. La matrice de l'échantillon est constituée d'un empilement plus ou moins anarchique de grains de calcite (éléments très fins: compris entre 0.5 et 2 μm) qui laissent entre eux une porosité fine et très bien classée. En effet on s'aperçoit que les pores ont des rayons très proches les uns des autres.

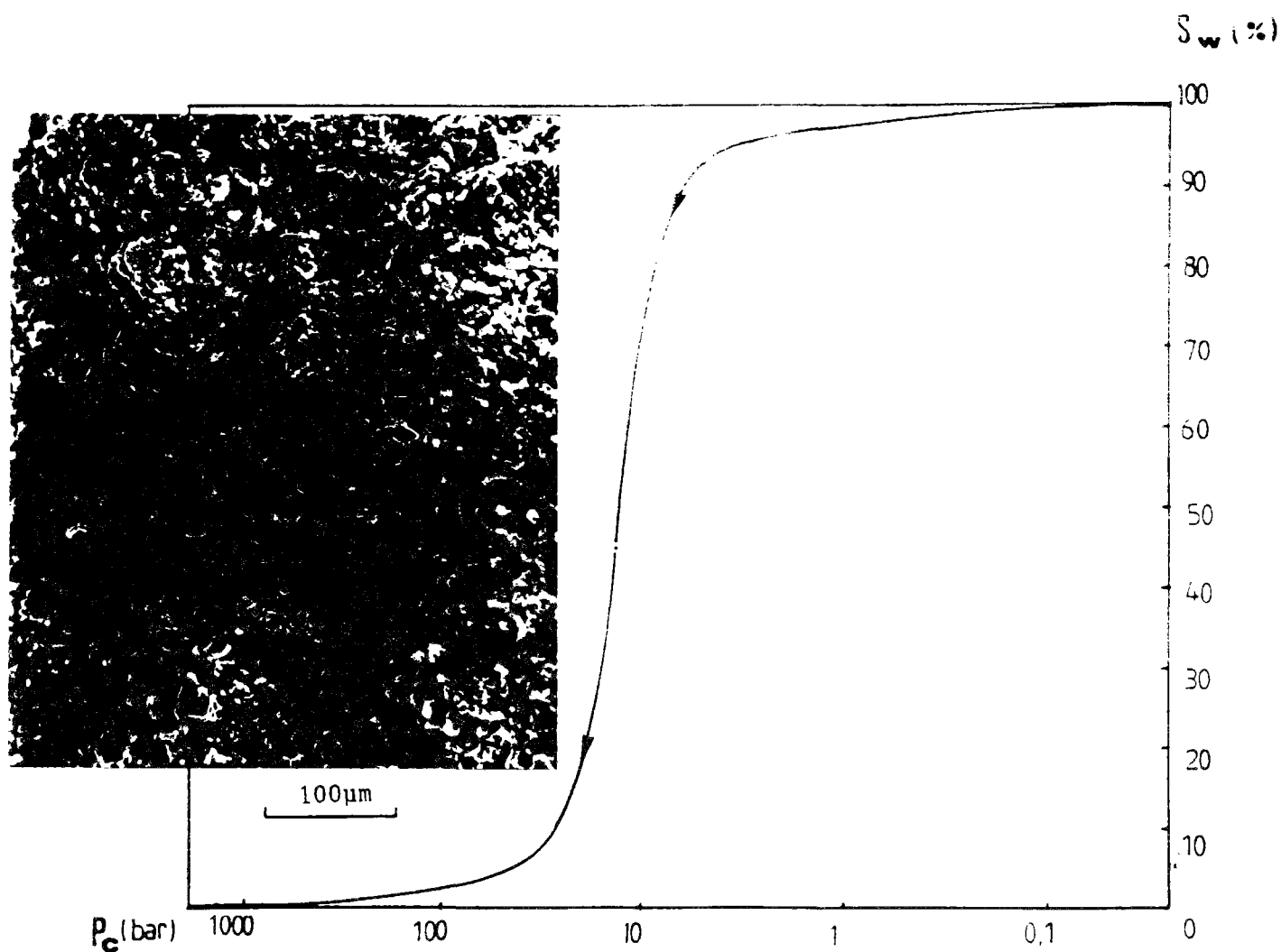


Figure 32: Courbe porosimétrique et photographie au MEB de la craie

1.3.3. Le grès des Vosges (GV)

La courbe porosimétrique de cet échantillon (fig. 33) n'est pas symétrique. En effet on trouve un facteur de forme de la courbe de 4 pour A_e et de l'ordre de 5 pour A_f . Par conséquent la courbe cumulative est plus étalée d'un coté que de l'autre. Ce qui signifie que les rayons d'accès des macropores sont mieux classés que ceux des micropores.

L'examen de la photographie au MEB permet d'éclaircir les résultats obtenus sur la courbe porosimétrique. Ainsi on constate, en faisant varier le grossissement, que l'espace poral est constitué non seulement par les vides dûs à l'empilement des grains (macroporosité assez homogène); mais en plus par une porosité fine qu'on rencontre dans les amas d'argile ou les grains de feldspaths altérés (micro et infirapoporosité). Ce qui explique l'étalement de la courbe porosimétrique vers la microporosité.

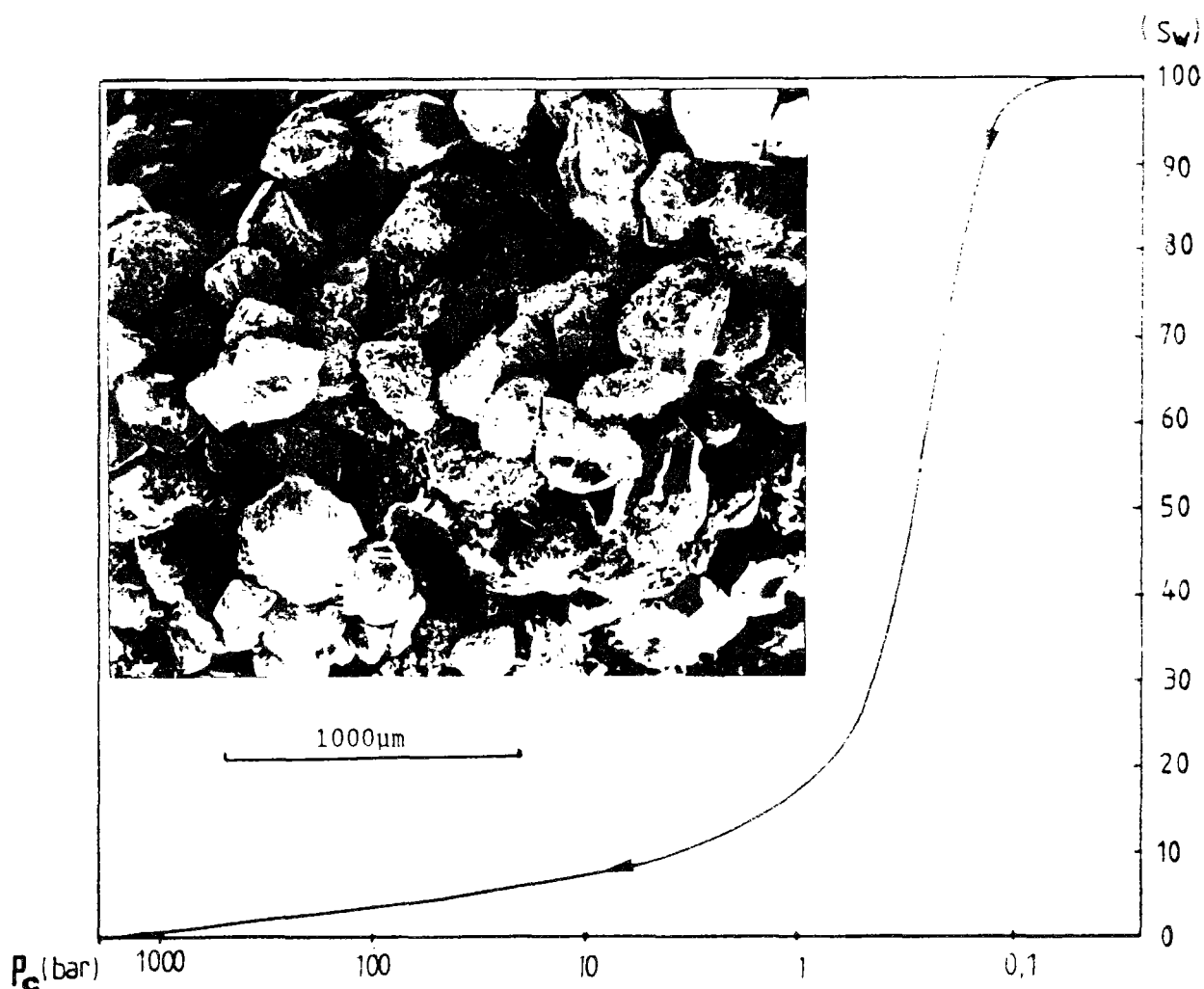


Figure 33: Courbe porosimétrique et photographie au MEB de l'échantillon de grès des Vosges.

1.3.4. Le grès coquillier (GC)

D'après la courbe porosimétrique on trouve que A_e est égal à 2 ; tandis que A_f est de l'ordre de 10 (fig.34).

Au MEB on s'aperçoit à un grossissement moyen que l'échantillon est constitué de grains de quartz et de feldspaths isodimensionnels (de l'ordre de 100 à 150 μm) parmi lesquels s'intercalent des débris de coquilles qui peuvent atteindre 1 mm. Toutefois les gros pores ont approximativement les mêmes dimensions (macropores bien classés), alors qu'à fort grossissement on remarque dans les interstices créés par les plus gros grains une génération d'éléments de taille plus petite et plus dispersée (argile et feldspaths altérés) engendrant des pores dont les dimensions tendent vers la microporosité.

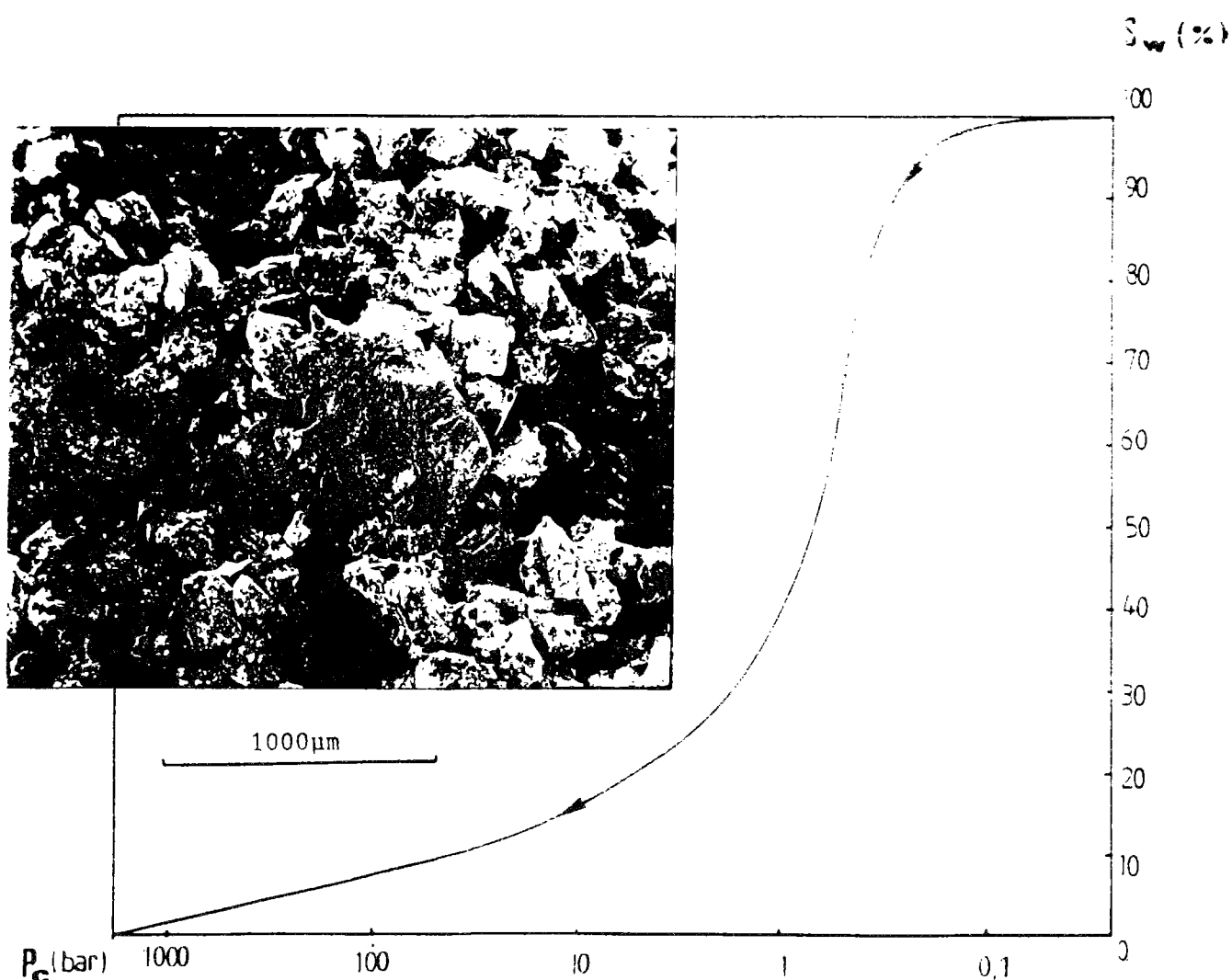


Figure 34: courbe porosimétrique et photographie au MEB de l'échantillon de grès coquillier

1.3.5. La dolomie de Nanteuil (DO)

L'examen de la courbe porosimétrique de cet échantillon (fig. 35) montre que A_e est égal à 3, tandis que A_f est de l'ordre de 5.

Les photos au MEB de l'échantillon montre qu'il est constitué de grains de dolomie isodimensionnels liés entre eux par une cimentation syntaxiale parfois argileuse. Les empreintes en creux des fossiles dissouts est à l'origine d'une macroporosité mal classée; tandis que la microporosité est due à la phase argileuse de liaison et l'altération de certains éléments constitutants.

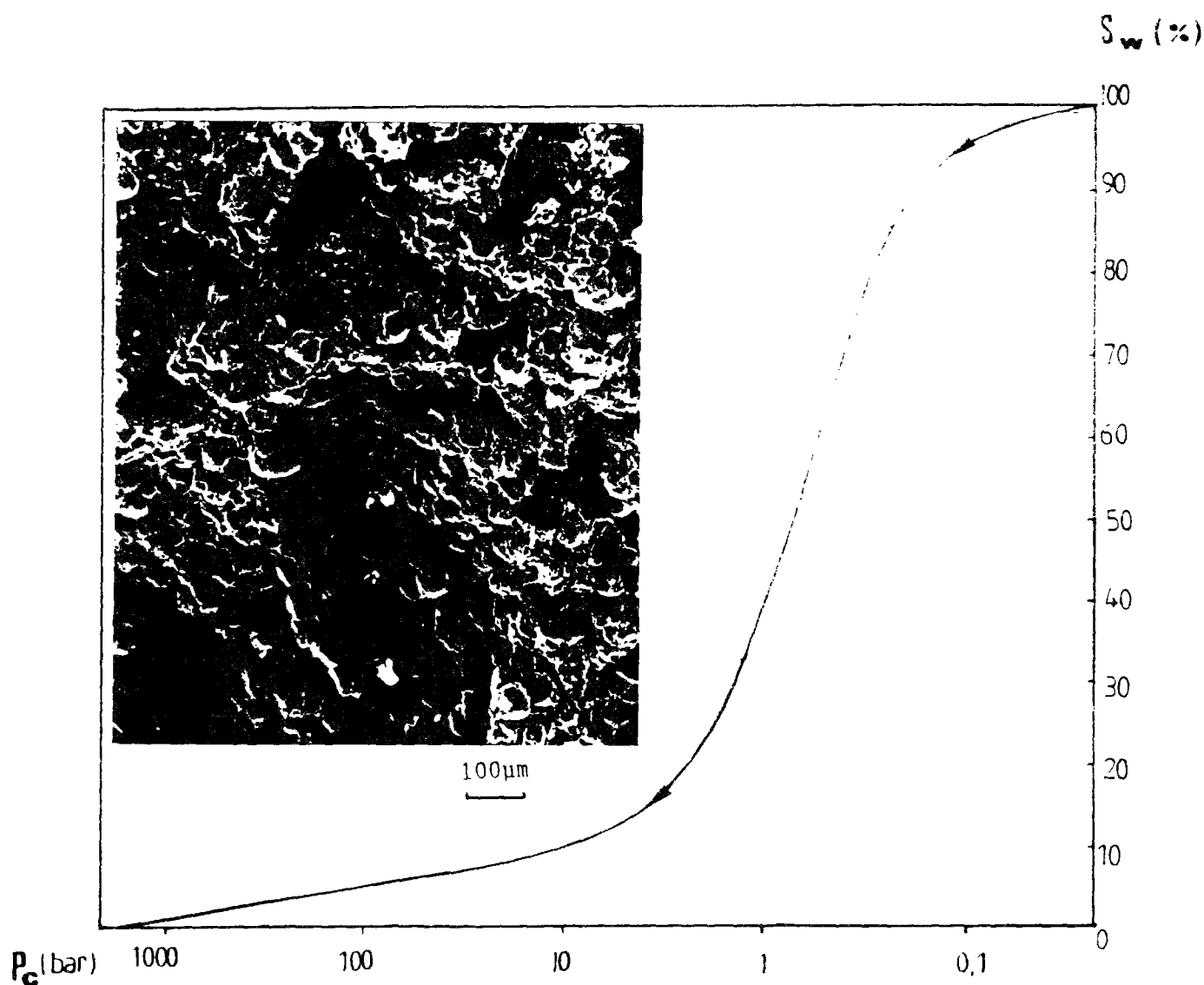


Figure 35: Courbe porosimétrique et photographie au MEB de l'échantillon de dolomie de Nanteuil.

1.3.6. Le calcaire de Tervoux (CT)

La courbe porosimétrique de cette roche ressemble beaucoup à celle de la craie (fig.36). En effet, la comparaison entre la courbe porosimétrique et la courbe " $Y = A/X$ " donne $A_e = 1$ et $A_f = 1.5$ ainsi qu'une courbe de fréquence bien serrée d'où une porosité bien classée. Toutefois cette dernière présente un décrochement qui laisse croire que les pores (ou leurs rayon d'accès) sont classés dans deux familles très voisines. Ceci explique, vraisemblablement la faible différence entre A_e et A_f .

L'examen des photographies au MEB montre que l'échantillon est très homogène. Il est composé de pellets micritiques cimentés par de la calcite elle même micritique d'où présence de grains très fins et isodimensionnels engendrant des pores très bien classés.

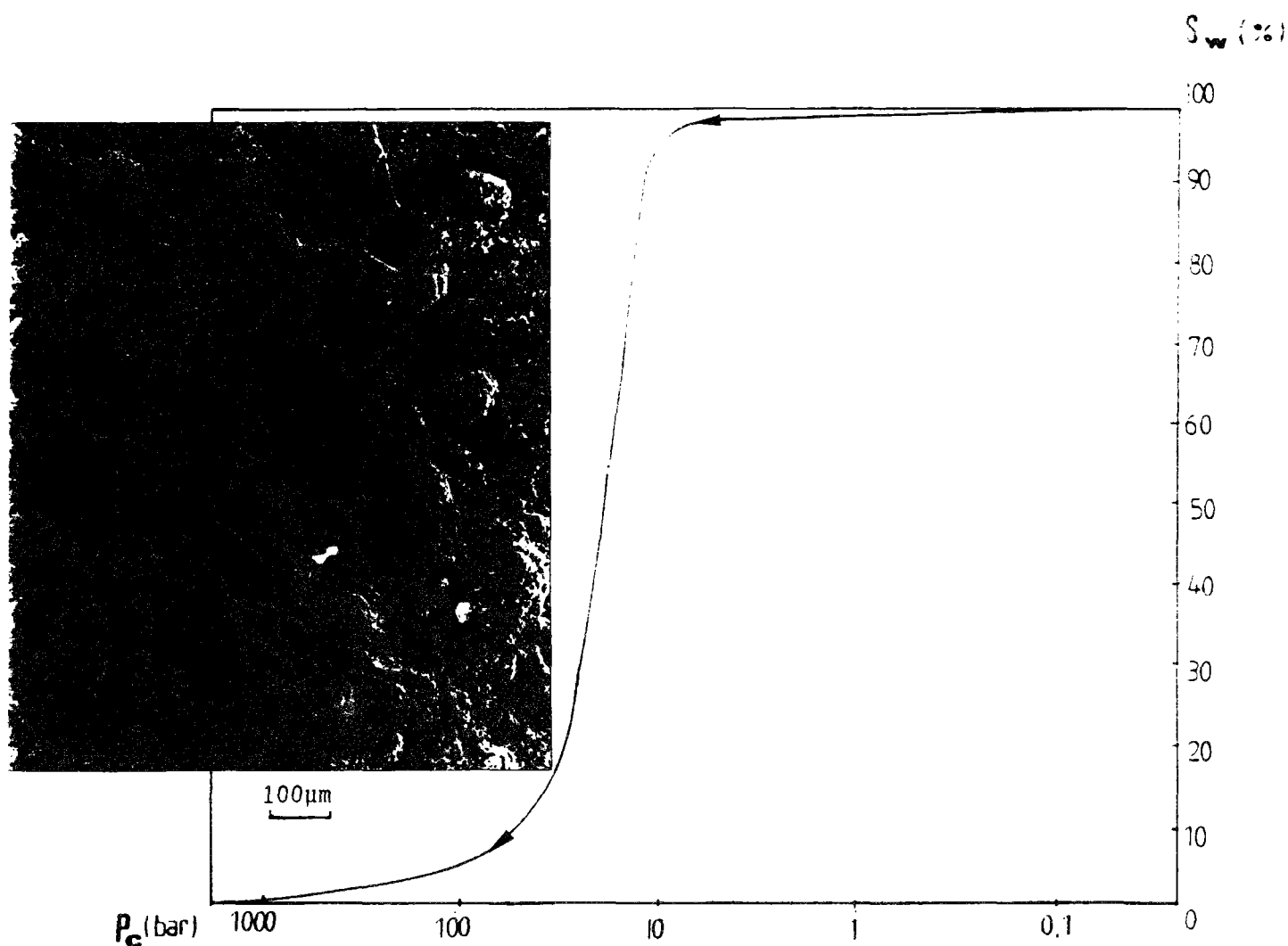


Figure 36: Courbe porosimétrique et photographie au MEB de l'échantillon de calcaire de Tervoux

1.3.7. Le calcaire de Vilhonneur (CV)

Cette roche représente les échantillons biporeux types (fig.37). En effet la courbe porosimétrique est formée de deux courbes unimodales dont chacune représente une famille d'accès de pores.

La courbe porosimétrique de la macroporosité est plus ou moins importante (fonction du volume de la macroporosité). Les facteurs de forme de cette partie de la courbe (A_e et A_f) sont très élevés ce qui signifie que la macroporosité est mal classée. D'autre part la partie qui correspond à la microporosité est plus importante et mieux classée.

Les photographies au MEB montrent que la macroporosité règne entre les oolites et son importance est fonction du degré de cimentation; tandis que la microporosité est présente dans la phase de liaison et dans le cortex des oolites elles-mêmes.

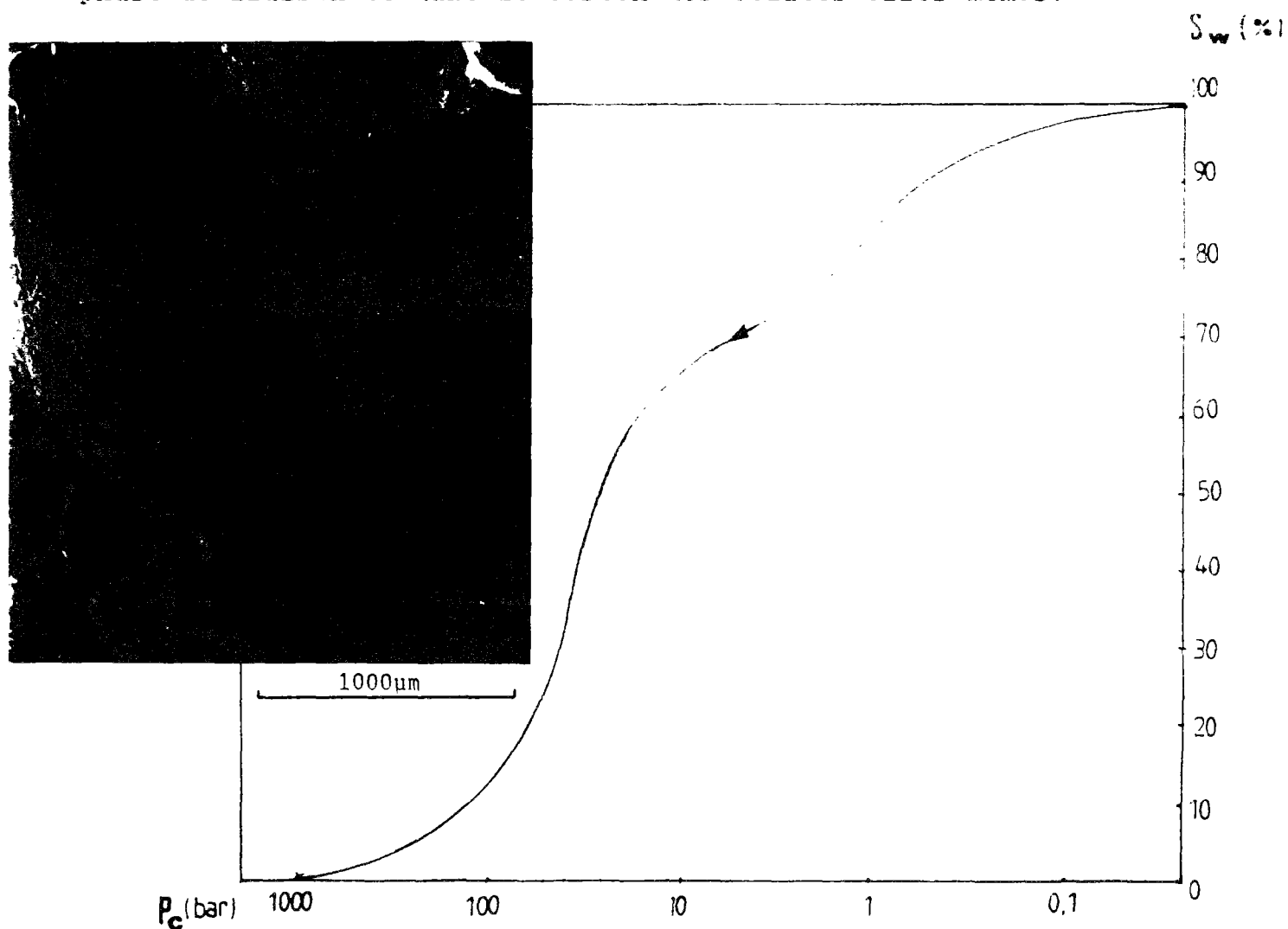


Figure 37: Courbe porosimétrique et photographie au MEB de l'échantillon de calcaire de Vilhonneur

1.3.8. Le calcaire de Lavoux (CLA)

La courbe porosimétrique de l'échantillon présente un décrochement net qui souligne la présence de deux famille d'accès des pores (fig. 38).

Le facteur de forme " A_e " de la première branche de la courbe est de l'ordre de 2 ce qui signifie que la première famille d'accès des pores est très bien classée; ceci est confirmé par la courbe de fréquence qui est bien serrée.

Quant au facteur de forme " A_f " de la dernière branche de la courbe; il est de l'ordre de 4: soit une distribution plus ou moins bien classée de la deuxième famille d'accès des pores.

L'examen des photographies au MEB de l'échantillon montre la présence de deux familles d'accès de pores. Toutefois s'il est relativement facile de remarquer que la deuxième famille d'accès de pores est plus ou moins classée (famille des micropores); il est certainement plus difficile de tirer des renseignements qui concernent la première famille (famille des macropores).

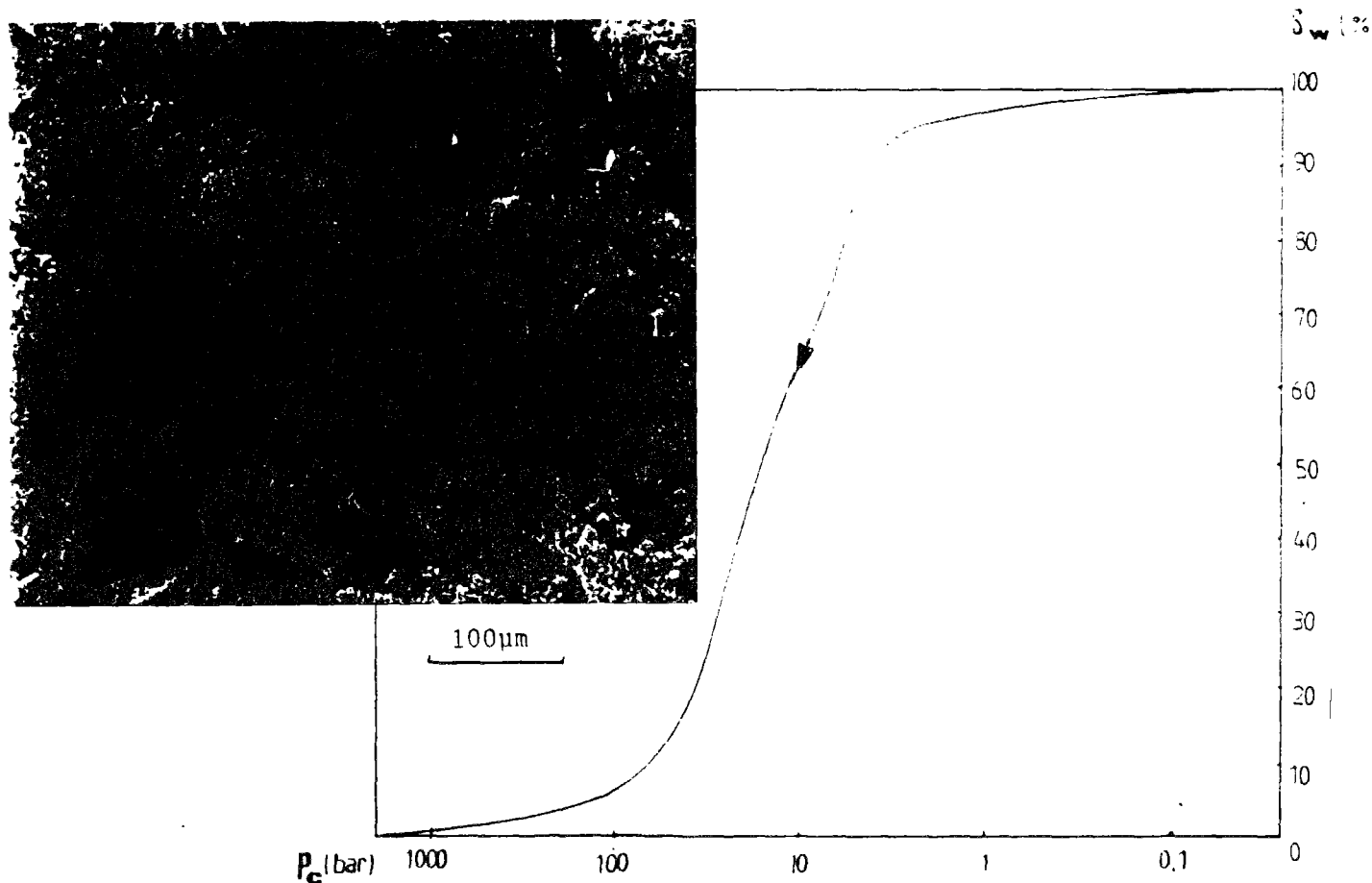


Figure 38: Courbe porosimétrique et photographie au MEB de l'échantillon de calcaire de Lavoux

1.4. Corrélations entre la forme de la courbe porosimétrique du 1er drainage et celle de la courbe P_f (échantillons monoporeux).

La comparaison entre les deux courbes montre que, pour la première partie de la courbe, le facteur A_e varie peu ou pas d'une courbe à l'autre. Cependant pour la seconde partie, le facteur A_f est plus important dans le cas de la courbe porosimétrique. Ceci est dû à la différence de concept entre la porosimétrie au mercure et les états restaurés. La première correspond à un drainage total; tandis que la seconde est limitée par la saturation irréductible.

1.5. Conclusions concernant la courbe du 1er drainage et la texture du réseau poreux

D'après l'étude comparative qu'on vient d'effectuer entre la forme de la courbe de pression capillaire (facteur A) et les photographies des échantillons au MEB, il s'est avéré que le facteur de forme "A" de la courbe est en relation directe avec les caractéristiques du réseau poreux.

L'analyse des relations entre la forme de la courbe de pression capillaire et la texture du réseau poreux permet d'envisager que "le facteur de forme de la courbe" pourrait être nommé: "facteur de forme du réseau poreux".

2. Méthode approchée de déduction de la courbe " P_f " de la courbe porosimétrique

2.1. Introduction

Nous avons vu dans les chapitres précédents que la courbe porosimétrique d'un milieu poreux représente un comportement de l'échantillon vis à vis d'un couple idéal de fluide. Tandis que la courbe " P_f " représente un comportement réaliste d'un couple de fluide ou d'un phénomène qu'on peut rencontrer dans la nature.

Toutefois la courbe porosimétrique complète (2 cycles de drainage et 2 cycles d'imbibition) est obtenue dans un délai de 48 heures quelles que soient la porosité et la perméabilité de l'échantillon, alors que la courbe " P_f " demande une durée comprise entre 3 et 6 mois: elle est fonction de la porosité et surtout de la perméabilité du milieu étudié. Pendant cette durée on assiste, d'une part à un changement des caractéristiques du fluide mouillant (eau) qui est en contact avec les éléments constitutifs de la roche, et d'autre part à une évaporation ou une condensation de ce fluide mouillant. Pendant cette durée d'autres facteurs pourront entrer en jeu, tels que la température ambiante de la pièce et la pression atmosphérique (plus difficile à maintenir sur une durée aussi longue).

C'est pourquoi nous avons jugé utile de prévoir une méthode simple qui permettra de déduire une courbe de l'autre

2.2. Les principaux paramètres mis en jeu et leur mode d'obtention

- La saturation irréductible:

ce facteur est une des caractéristiques principales de la courbe " P_f ", alors qu'il est absent dans le cas de la courbe porosimétrique. Elle correspond à la saturation piégée en fluide mouillant (eau), pour une pression maximale donnée en fluide non mouillant (air). Comme nous l'avons trouvé précédemment, ce facteur pourrait être obtenu par le procédé de centrifugation avec une vitesse de rotation qui correspond à la pression capillaire maximale.

- La pression capillaire au point d'inflexion de la courbe " P_f ":

cette pression correspond au 1/5ème de la pression au point d'inflexion de la courbe porosimétrique (avec une incertitude de l'ordre de $\pm 5\%$).

- La saturation au point d'inflexion de la courbe " P_f ":

elle correspond à la saturation au point d'inflexion de la courbe porosimétrique diminuée de la moitié de la saturation irréductible pour les échantillons monoporeux.

- La forme de la courbe:

il s'agit du paramètre " A " de la courbe " $Y = A.X$ ". La comparaison entre les facteurs de forme des deux courbes (P_f et porosimétrique) montre qu'ils peuvent être différents. Toutefois cette différence est minime et on peut, sans commettre une grave erreur, admettre que ce paramètre est le même pour les deux courbes (en effet le passage d'une courbe à l'autre devrait être accompagné de coefficients correcteurs qui sont en relation avec les coordonnées du point d'inflexion des deux courbes).

- La saturation résiduelle en air :

(ou la saturation piégée en fluide non mouillant) elle peut être assimilée à la saturation d'Hirschwald, puisqu'on a trouvé une bonne corrélation entre ces deux paramètres.

2.3. Déduction de la courbe P_f de la courbe porosimétrique dans le cas des échantillons monoporeux.

Connaissant la courbe porosimétrique, pour dessiner la courbe P_f du premier drainage, il suffit de porter sur un graphique les 2 points suivants:

- la saturation irréductible.
- le point d'inflexion de la courbe (pression et saturation).

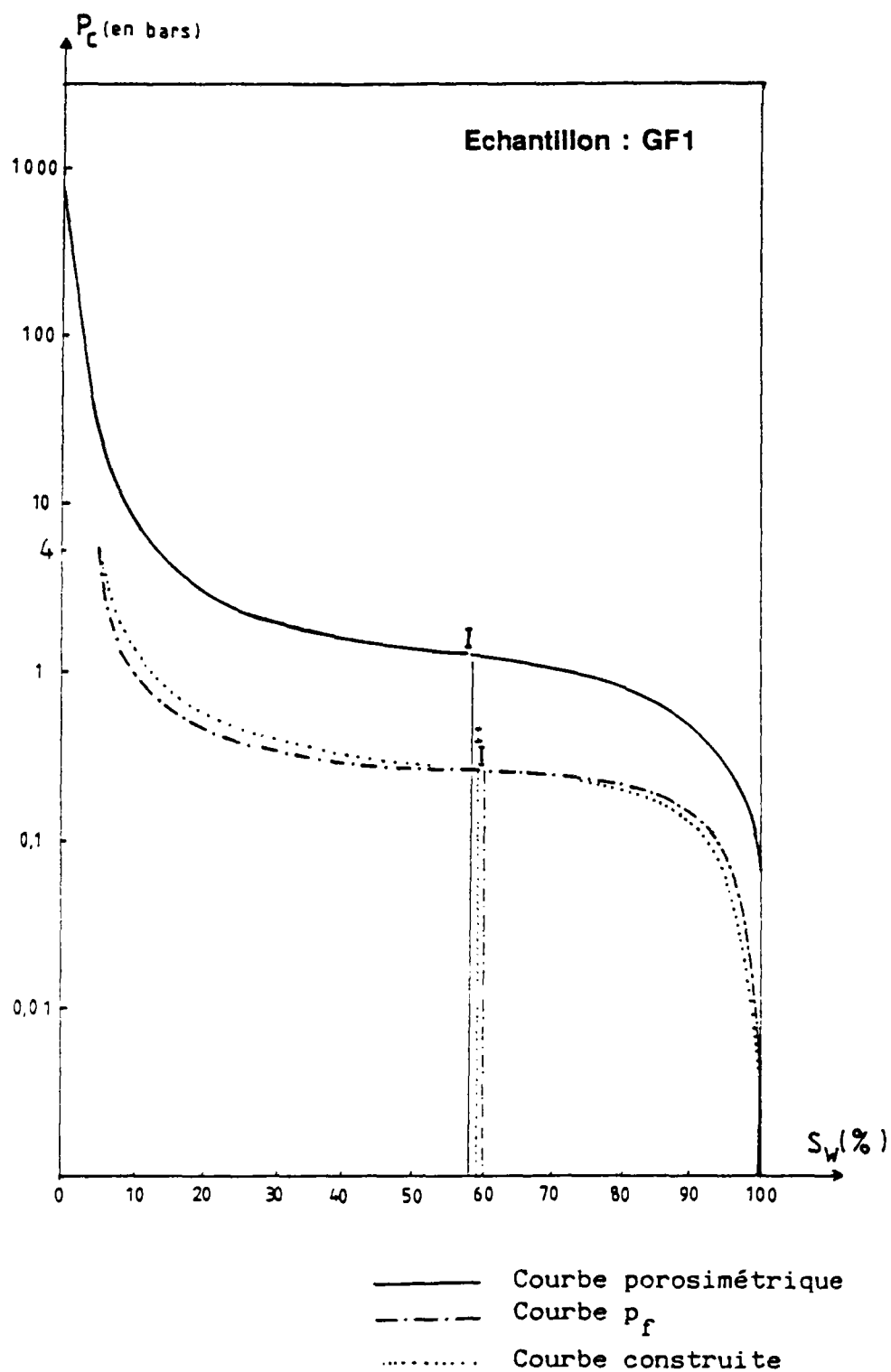


Figure 39: Comparaison entre les courbes: porosimétrique, P_f et construite de l'échantillons de grès de Fontainebleau.

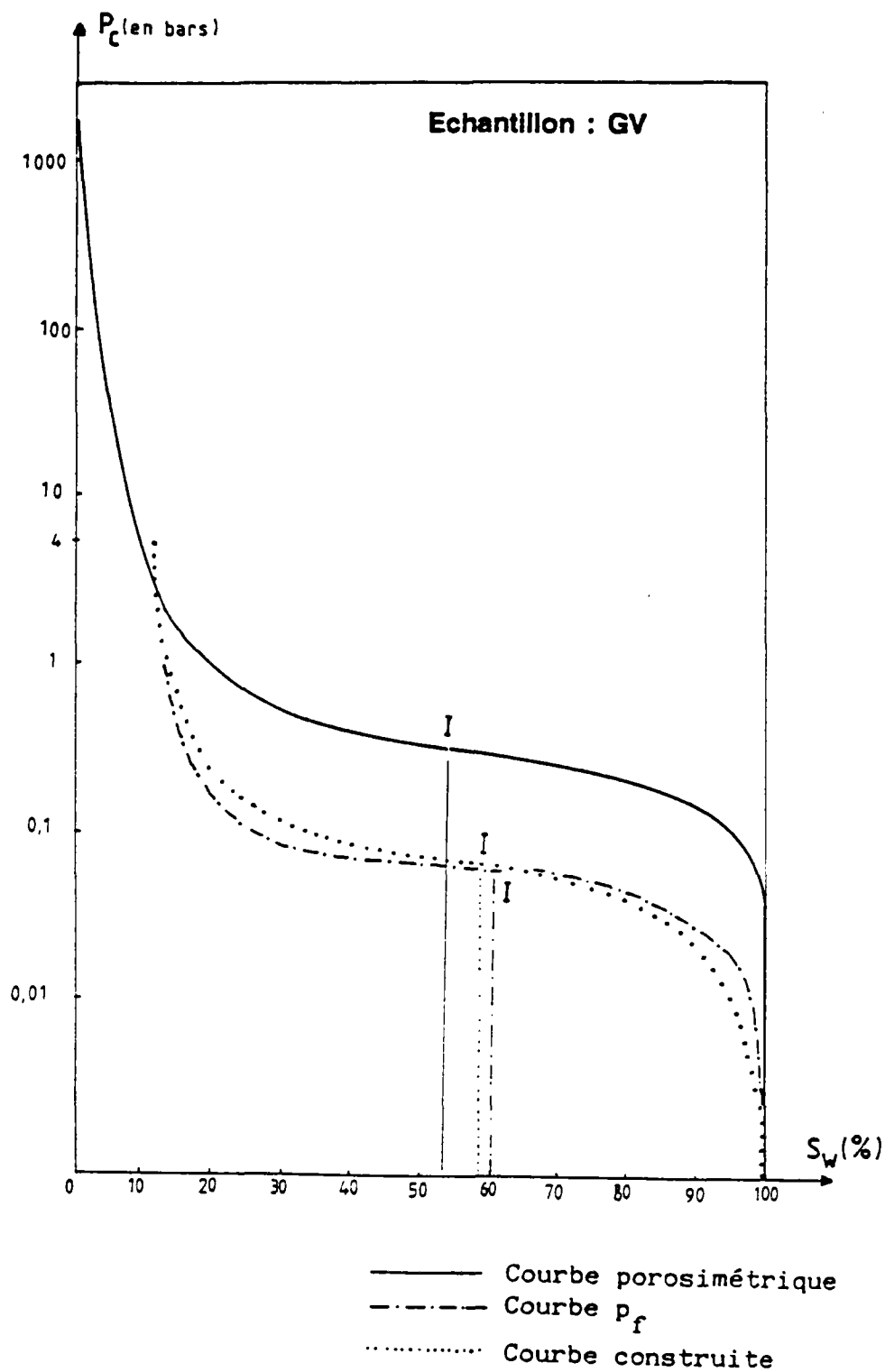


Figure 40: Comparaison entre les courbes: porosimétrique, P_f et construite de l'échantillons de grès des Vosges.

La première branche de la courbe sera l'hyperbole d'équation $Y = A_e/X$ qui passe par le point correspondant à la saturation totale pour une pression capillaire égale à zéro, et par le point d'inflexion.

La deuxième branche correspond à l'hyperbole d'équation $Y = A_f/X$ qui passe par le point d'inflexion et par le point correspondant à la saturation irréductible à la pression capillaire maximale.

Les figures 39 et 40 schématisent la relation entre les courbes: porosimétrique, P_f et construite (pour 2 échantillons: le grès des Vosges et le grès de Fontainebleau).

Cette méthode simple n'est valable que pour les échantillons monoporeux.

3. Conclusions

Le résultat de la confrontation entre la courbe porosimétrique et les photographies des échantillons au MEB permet de confirmer le rôle important que joue la courbe de pression capillaire dans la caractérisation du réseau poreux. Ainsi le facteur "A" pourra être la première caractéristique qui relie la pétrographie à la pétrophysique du réseau poreux. En effet il caractérise le mode de distribution de la fréquence des rayons d'accès des pores.

D'autre part, la déduction de la courbe " P_f " de la courbe porosimétrique est d'une importance majeure. Ceci malgré les incertitudes de l'expérimentation et les différences entre la valeur des facteurs mis en jeu. Ces écarts dépassent rarement 4% de la valeur mesurée, ce qui est sans commune mesure avec l'efficacité de production des puits de pétrole (pétrole piégée de l'ordre de 60%) ou le gaz piégé dans les aquifère (25 à 55%).

CONCLUSIONS GENERALES

Ce travail constitue une contribution à la caractérisation de l'espace poreux des roches sédimentaires.

A cet effet deux modes d'investigation ont été utilisés:

- les observations pétrographiques.
- les mesures pétrophysiques.

L'observation des échantillons, à différentes échelles, a permis de visualiser la constitution de la roche et de dégager les principaux facteurs dont les variations sont susceptibles de modifier de façon importante les propriétés hydrodynamiques de ces roches tels que: la forme et la taille des grains ainsi que leur agencement, le mode et le degré de cimentation, la taille et la forme des pores.

Les mesures pétrophysiques: porosité (n), perméabilité (k) et facteur de formation (F), sont les caractéristiques fondamentales du réseau poreux. Ainsi la porosité quantifie le volume des vides, la perméabilité caractérise la capacité d'un milieu poreux à laisser circuler les fluides et le facteur de forme permet de déterminer, par mesure indirecte, la tortuosité.

Ces deux modes d'investigation ont permis:

- d'une part, l'établissement des fiches descriptives qui englobent les principales caractéristiques pétrographiques et pétrophysiques des 18 roches étudiées.

- d'autre part, le choix de l'échantillonnage qui couvre une large gamme de porosité s'étendant de 7.9% à 44.75% ; les valeurs de la perméabilité s'évaluent entre 0.3 md et 3278 md ; le facteur de formation varie de 6.45 à 95.25.

La relation théorique simple entre la porosité et le facteur de formation connue sous le nom de la formule d'Archie $F = an^{-2}$ se trouve vérifiée avec une bonne approximation par les résultats de mesures directes. D'autre part, il s'est avéré que le rapport entre le facteur de forme vertical et horizontal de l'échantillon (taillés parallèlement et perpendiculairement à l'axe du sondage) est en relation avec le rapport de la perméabilité dans les deux directions. Ce résultat peut avoir son importance dans la détermination de la sédimentation et l'orientation des éléments constitutifs. (litage des roches)

Toutefois les mesures pétrophysiques classiques effectuées constituent des mesures macroscopiques globales qui ne permettent pas de caractériser la répartition des fluides dans les réseaux poreux. Pour bien comprendre les mécanismes dont les roches sont

le siège, il faut descendre jusqu'à l'échelle des pores (microscopique), soit par une approche directe soit par une approche indirecte. Parmi les diverses méthodes d'étude, celle des équilibres capillaires est particulièrement intéressante et importante. Elle est, en effet, en relation avec une propriété géométrique simple de l'interface: sa courbure; de plus la pression capillaire contrôle directement la répartition des fluides dans un réseau poreux en relation avec sa morphologie et la taille des pores.

Deux équilibres capillaires ont été étudiés: la méthode des états restaurés (air-eau) et la porosimétrie au mercure (mercure-vide). Chacune de ces méthodes présente des avantages et des inconvénients. En effet, la méthode des états restaurés reflète suffisamment les phénomènes de mise en place des fluides non miscibles dans le milieu poreux pour que l'on puisse la considérer comme une méthode de référence. Cette méthode est très lente et son problème majeur réside dans la difficulté d'obtenir des pressions capillaires élevées pour le couple de fluide considéré; et donc l'impossibilité de déterminer certains paramètres (tels que la saturation irréductible pour certains échantillons microporeux). Tandis que la porosimétrie au mercure est une méthode rapide et précise; bien qu'elle ne donne pas la saturation irréductible, elle permet d'atteindre des pressions capillaires très élevées et donc est très précieuse pour l'étude de la morphologie des pores.

A partir de la courbe porosimétrique, on trace la dérivée qui définit la distribution en fréquence de la taille des accès des pores. On en déduit le mode ou le diamètre de l'accès de pore le plus fréquent. Un échantillon dont la courbe de fréquence a un seul mode est un échantillon unimodal. Une courbe bimodale indique un mélange de deux familles d'accès de pores; chacune d'elles est définie par la valeur de son mode. On décompose, dans ce cas la porosité en macroporosité et microporosité d'après le point le plus bas de la courbe dérivée. Tandis que dans la cas des courbes unimodales la coupure est arbitraire (autour du rayon d'accès de $1\mu\text{m}$) et on distingue ainsi la macroporosité (rayon d'accès supérieur à $1\mu\text{m}$) de la microporosité (rayon d'accès inférieur à $1\mu\text{m}$)

Les échantillons se regroupent en deux catégories: les échantillons monoporeux (qui ont une seule famille d'accès de pores) et les échantillons biporeux (qui ont deux familles d'accès de pores).

La corrélation entre les caractéristiques pétrophysiques classiques (paramètres globaux) s'est montrée peu puissante. C'est pourquoi on a introduit les différents paramètres déduits des courbes de pression capillaire, et des corrélations ont été recherchées au sein de chaque classe.

Pour les échantillons monoporeux (11 échantillons), le facteur de corrélation entre F et n est de l'ordre de 83 %, en

introduisant la perméabilité on obtient un coefficient de corrélation de 91.7 %. Ceci montre que la perméabilité est en relation avec le facteur de formation. La relation entre la perméabilité et le rayon d'accès des pores s'écrit :

$$\text{Log}(K) = 1.93 \text{ Log}(r) + 2.12$$

avec un coefficient de corrélation de 94.36 %

Pour les échantillons biporeux (13 échantillons), le facteur de corrélation entre F et n est de l'ordre de 98.84%, en introduisant la perméabilité on a un coefficient de corrélation de 98.9 %. Dans le cas d'un milieu biporeux, le facteur de formation semble indépendant de la perméabilité. Quant à la relation entre la perméabilité et le rayon d'accès de la macroporosité, elle s'est avérée inexistante; mais une bonne corrélation existe entre K , R_{mac} et la macroporosité qui s'écrit:

$$\text{Log}(K) = 1.5 \text{ Log}(R_{mac}) + 2.23 (n_{mac}) - 4.06$$

avec un coefficient de corrélation de 93.4 %

D'autre part les courbes P_f et porosimétrique ne sont pas juxtaposables, mais elles ont certaines caractéristiques communes; c'est pourquoi on a cherché des corrélations entre ces deux courbes. On a trouvé que le rapport entre les pressions au points d'inflexion des courbes des deux systèmes est de l'ordre de 4.8 ce qui confirme la théorie de Purcell (qui préconise un facteur égal à 5). Quant aux saturations (issues des deux techniques) au point d'inflexion nous avons trouvé qu'il y a une différence qui correspond à la moitié de la saturation irréductible (pour les échantillons monoporeux qui ont pu être drainés jusqu'à celle-ci). La saturation irréductible peut être aussi déterminée par le procédé de centrifugation. Pour la saturation résiduelle en fluide non mouillant (air) une bonne correspondance a été obtenue entre le coefficient d'Hirschwald et cette saturation.

En comparant les courbes porosimétriques du premier drainage à des hyperboles d'équation " $Y = A/X$ " on a trouvé que le paramètre " A " est en forte relation avec la distribution en fréquence des accès des pores. En effet une faible valeur de " A " indique des accès de pores de dimensions assez uniformes; tandis que des valeurs importantes de " A " indiquent un certain étalement du spectre de dimensions des accès de pores. Toutefois la courbe de premier drainage est constituée (au minimum) de 2 hyperboles, c'est pourquoi on a distingué A_e de A_f : les facteurs de forme respectifs de la 1ère et de la 2ème branche de la courbe. On a trouvé que généralement A_f est supérieur à A_e et que la différence entre ces deux facteurs, pour un échantillon donné, est en relation avec la microporosité de cet échantillon (présence d'argile et ou de certains éléments constituants altérés).

En s'appuyant sur les diverses corrélations simples obtenues entre les caractéristiques des courbes de pression capillaire (P_f et porosimétrique) nous avons présenté une approche simple qui permet la déduction d'une courbe de l'autre. A cet effet, il

suffit de connaître 3 paramètres: la saturation irréductible, la pression et la saturation au point d'inflexion ainsi que les facteurs de forme de la courbe (A_e et A_f) pour déduire, dans le cas de échantillons monoporeux, la courbe P_f de la courbe porosimétrique.

En conclusion, il s'avère que l'étude détaillée de la courbe porosimétrique permet d'appréhender un grand nombre de caractéristiques du réseau poreux d'une roche donnée. La méthode de passage de cette courbe à la courbe " P_f " proposée est d'un intérêt pratique évident; toutefois elle doit être étendue et validée pour d'autres milieux poreux et d'autres couples de fluides.

BIBLIOGRAPHIE

- ABGRALL E. (1971)**
"Etude du comportement du milieu poreux en température et sous contraintes."
Revue de l'IFP, vol. XXVI, n° 2, pp. 571-616.
- ABRAMS A. (1975)**
"The influence of fluid viscosity, interfacial tension and velocity on residual oil saturation left waterflood."
Soc. Pet. Eng. J., n° 15, pp. 437-447.
- ADAMSON A.W. (1960)**
"Physical chemistry of surfaces."
Intersciences Publishers, Inc., New York, 630 p.
- ADLER P.M., BRENNER H., (1988)**
"Two-phase flow through porous media: a review and prospectus."
Annual review of fluid mechanics ,vol 20, 71 p.
- AISSAOUI A. (1983)**
"Etude théorique et expérimentale de l'hystérésis des pressions capillaires et des perméabilités relatives en vue du stockage souterrain de gaz."
Thèse de Dr-Ing. (Université Paris VI et ENSMP), 224 p.
- ALONSO M. (1965)**
"Contribution à l'étude des propriétés de surface des roches naturelles."
2ème Coll. de l'A.R.T.F.P., Rueil-Malmaison, du 31 mai au 4 juin.
- ARNOULD M., AUDIGUIER M., DELAGE P., PELLERIN F., STRUILLLOU R., VAYSSADE B. (1980)**
"Etude des sols argileux par la porosimétrie au mercure. contrôle des variations de texture sous diverses conditions."
Bull. de l'Ass. Internat. de Géol. de l'Ing. n°22, pp. 213-223.
- AUBOUIN J., BROUSSE R., LEHMAN J.-P. (1975)**
"Précis de géologie. Tome 1: Pétrologie."
Ed. DUNOD, Paris.

AUDIGUIER M. (1979)

"Contribution à l'étude du comportement de l'eau dans les sols en fonction de leur texture."
Mémoire de DEA, ENSMP-CGI, Sept., 149p.

BILLIOTTE J. (1986)

"Modélisation de milieu poreux pour la détermination des paramètres nécessaires au calcul d'écoulements diphasiques alternés."
Thèse de Docteur de l'ENSMP, 252 p.

BILLIOTTE J., ISKANDAR A. (1985)

"Estimation des variations du flux de filtration sous l'outil en relation avec la perméabilité des terrains forés."
Rapport de recherche ARMINES - CFP, Nov.

BOUSQUIE P. (1979)

"Texture et porosité de roches calcaires."
Thèse de Dr-Ing. (Université Paris VI et ENSMP), 192 p.

BOUSQUIE P., PELLERIN F., STRUILLLOU R., ARNOULD M. (1980)

"Contribution de la porosimétrie au mercure à l'étude de quelques propriétés de roches carbonatées."
Bull. de l'Ass. Internat. de Géol. de l'Ing. n°2, pp. 225-232.

BRIANT J. (1963)

"Les phénomènes de surface dans la production du pétrole brut."
Revue de l'IFP, vol.XVIII,n° hors série ,pp. 1-21.

BROWN H.W. (1951)

"Capillary pressure investigations."
Trans AIME vol. 192, pp. 67-74.

CARMANN (1961)

"L'écoulement des gaz à travers les milieux poreux."
Traduit de l'Anglais. Bibliothèque des Sciences Techniques de l'air.
Edition des Presses Universitaires de France.

- CAYEUX L. (1935)
 "Les roches sédimentaires en France. Roches carbonatées."
 Masson et Cie, Paris.
- CHATZIS I., DULLIEN F.A.L. (1977)
 "Mise en oeuvre de la théorie de la percolation pour modéliser le drainage des milieux poreux et la perméabilité relative en liquide non mouillant injecté."
 Revue de l'IFP, vol. XXIV, n° 2, pp. 183-205.
- CHOQUETTE P.W., PRAY L.C. (1970)
 "Geologic Nomenclature and Classification of porosity in Sedimentary carbonates."
 Bull. of the Am. Ass. of Pet. Geol. vol. 54, n° 2, pp. 207-250.
- COLONNA J., BRISSAND F., MILLET J.L. (1972)
 "Some aspects of two phases flow in underground storage of naturel gaz."
 Soc. Pet. Eng. J., n° 12, pp. 28.
- COLONNA J., MILLET J.L. (1971)
 "Effets de déplacements diphasiques alternés sur les propriétés hydrodynamiques des roches."
 Revue de l'IFP, vol. XXV, n° 11, pp. 1317-1328.
- COMBARNOUS M., MARLE C. (1965)
 "Méthodes d'étude de la texture des solides poreux."
 Génie Chimique, vol. 94, n°2, pp. 29-45.
- CUIEC L. (1986)
 "Mouillabilité et réservoirs pétroliers."
 Revue de l'IFP, vol. 40, n° 4, pp. 487-509.
- DEFFRENNE P., PACSIRSZKY J. (1963)
 "Mesure des pressions capillaires dans les conditions de gisement."
 Revue de l'IFP, vol. XVIII, n° hors série, pp. 184-192.
- DELFINER P., ETIENNE J., FONCK J.M. (1972)
 "Application de l'analyseur de texture à l'étude morphologique des réseaux poreux en lames minces."
 Revue de l'IFP, vol. XXVII, n°4, pp. 535-558.

- DUCHAUFOR P. (1960)
 "Précis de pédologie"
 Ed. Masson & Cie, Paris
- DULLIEN F.A.L. (1979)
 "Porous media - fluid transport and pore structure."
 Academic Press, London.
- DULLIEN F.A.L., DHAWAN G.K. (1974)
 "Characterization of pore structure by a combinaison of quantitative photomicrography and mercury porosimetry."
 J. Colloid Interface Sci., vol. 47, n° 2, pp.337-349.
- DULLIEN F.A.L., EL-SAYAD M.S., BATRA V.K. (1977)
 "Rate of capillary rise in porous media with non uniform pores."
 J. Colloid Interface Sci., vol. 60, n° 3, pp. 497-506.
- ELF-AQUITAINE (1975)
 "Essai de caractérisation sédimentologique des dépôts carbonatés."
- ETIENNE J., LE FOURNIER J., (1967)
 "Application des résines synthétiques colorées pour l'étude des propriétés de réservoir des roches en lames minces."
 Revue de l'IFP, vol.XXII, n°4, pp.595-629.
- FIROOZABADI A., SOROOSH H., HASANPOUR G. (1987)
 "Drainage performance and capillary pressure curves utilizing a new centrifuge."
 SPE of AIME vol. 1, hors série, pp. 141-150.
- FOLK R.L. (1959)
 "Practical petrographic classification of limestones."
 Bull. Ann. Assoc. Petrol. Geol., 43, pp. 1-38.
- GAULIER C. (1970)
 " Mesure de la pression capillaire par injection de mercure à débit constant.
 Rapport I.F.P. , réf. 18.379, Août.

- GAULIER.C. (1971)**
"Appareil à injection de mercure à débit constant - résultats expérimentaux."
Rapport I.F P. , réf. 19.421, Juin.
- GIOUSE H. (1987)**
"Propriétés pétrophysiques et résistivité des grès argileux pétrolifères."
Thèse de Docteur de l'ENSMP, 216 p.
- GONI I., RAGOT J.P., SIMA A. (1968)**
"Méthode d'étude du champ microfissural des minéraux et des roches et possibilités d'application en géologie."
Bull. BRGM (2ème série), Section II, n° 4, pp. 51-92.
- GRISMER M.E. (1986)**
"Pore-size distributions and infiltrations."
Soil Science, vol. 141, n°1, pp.249-260.
- HANDY L.L. (1960)**
"Determination of effective capillary pressures for porous media from imbibition data."
Pet. Trans. of AIME vol. 219, pp 75-80.
- HOUPEURT A. (1974)**
"Mécanique des fluides dans les milieux poreux: critiques et recherches."
Ed. Technip, Paris.
- IFFLY R. (1956)**
"Etude de l'écoulement des gaz dans les milieux poreux."
Revue de l'IFP, vol.XI, n° 8, pp. 975-1018.
- JACQUIN CH. (1964)**
"Corrélation entre la perméabilité et les caractéristiques géométriques du grès de Fontainebleau."
Revue de l'IFP, vol. XIX, n° 7-8, pp. 921-937.
- LEFEBVRE DU PREY E. (1978)**
"Gravity and capillarity effects on imbibition in porous media."
Soc. Pet. Eng. J., n° 18, pp. 195-206.

- LENORMAND R. (1981)**
"Déplacement polyphasique en milieu poreux sous l'influence des forces capillaires."
Thèse de doctorat d'Etat, Toulouse.
- MARLE C. (1984)**
"Les écoulements polyphasiques en milieu poreux; de l'échelle microscopique à l'échelle macroscopique."
Annales des Mines, n° 5-6, pp. 51-56
- MARLE C., ALBERT R., LARDE M. (1963)**
"Etude du mode de répartition de deux phases immiscibles dans un milieu poreux au moyen des mesures de pression capillaire."
Revue de l'IFP, vol. XVIII, n° hors série, pp 162-183.
- MARLE C., POTTIER J. (1965)**
"Le problème de déplacement d'un fluide par un autre, non miscible avec le premier dans un solide microporeux."
Génie Chimique, vol. 94, n° 5, pp.125-136."
- MELROSE J.C. (1965)**
"Wettability as related to capillary action in porous media."
Trans. AIME, vol 234, pp. 259-271.
- MORROW N.R., MUNGAN N. (1971)**
"mouillabilité et capillarité en milieu poreux."
Revue de l'IFP, vol XXVI, n° 7-8, pp.629-650."
- NAAR J., HENDERSON J.H., WYGAL R.J. (1963)**
"Les écoulements polyphasés en milieux poreux consolidés."
Revue de l'IFP, vol XVIII, n° 2, pp. 196-214.
- ORDAZ J., ESBERT R.M. (1985)**
"Porosity and capillarity in some sandstone and dolomite monumental stones."
Congrès Internat. sur l'altération et la conservation de la pierre.
Press Polytech. Romandes : Lausanne, vol. 1, pp. 93-102.

- PAVONE D. (1982)
 "Pétrographie et pétrophysique d'un calcaire oolithique et d'entroquites."
 Thèse de Dr-Ing. (Université Paris VI et ENSMP),
 200 p.
- PELLERIN F. (1980)
 "La porosimétrie au mercure appliquée à l'étude géotechnique des sols et des roches."
 Bull. Liaison Lab. P. et Ch., n° 10, pp. 105-116.
- PITTMAN E. D. (1971)
 "Microporosity in carbonate Rocks."
 Bull. of the Am. Ass. of Pet. Geol. vol. 55, n° 10,
 pp. 1873-1881.
- POTTIER J., JACQUIN C., MARLE C., MONTADERT L. (1964)
 "Méthodes et moyens pour l'étude des milieux poreux naturels."
 Revue de l'IFP, vol XIX, n° 7-8, pp. 872-900.
- PURCELL W.R. (1949)
 "Capillary pressures - their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom."
 Trans. AIME, vol. 186, pp. 39-47.
- RILLAERTS E., JOOS P. (1980)
 "Theoretical generalization leading to the evaluation of relative permeability."
 Chem. Eng. Sci., vol. 35, pp. 883-887.
- ROBERT J.G., RAOUF SH.M. (1981)
 "The contact angle in mercury intrusion porosimetry."
 Powder Technology, vol. 29, pp. 53-62.
- ROBERTSON W.D. (1985)
 "A three dimensional description of the pore structure in limestone."
 Congrès internat. sur l'altération et la conservation de la pierre.
 Press Polytech. Romandes : Lausanne, vol. 1, pp. 87-92.

- ROBINSON R.B. (1966)
"Classification of reservoir rocks by surface texture."
Bull. of the Am. Ass. of Pet. Geol. vol. 50, n° 3, pp. 547-559.
- ROSE W. (1964)
"Problèmes concernant la mesure et l'interprétation des pressions capillaires."
Revue de l'IFP, vol XIX, n° 10, pp. 1148-1161.
- SCHOELLER H. (1955)
"Hydrogéologie."
Institut Français de Pétrole, réf. 442, tome I.
- SLOBOD R.L., ADELE CHAMBERS, PREHN W.L. (1951)
"Use of centrifuge for determining connate water, residual oil, and capillar pressure curves of small core samples."
Petroleum Transactions, vol. 192, pp. 127-135.
- SWANSON B.F. (1981)
"A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressures."
J. of Pet. Tech. of AIME vol. 33, n° 12, pp. 2498-2504.
- SZABO M.T. (1974)
"New methods for measuring imbibition capillary pressure and electrical resistivity curves by centrifuge."
Society of Petroleum Engineers Journal, pp. 243-252.
- THOMEER J.H.M. (1960)
"Introduction of a pore geometrical factor defined by the capillary pressure curve."
Trans. AIME, vol. 219, pp. 354-358.
- WARDLAW N.C. (1976)
"Pores geometry of carbonate rocks as revealed by pore casts and capillary pressures."
Bull. of the Am. Ass. of Pet. Geol. vol. 60, n° 2, pp. 245-257.

- WARDLAW N.C., CASSAN J.P. (1978)**
 "Estimation of recovery efficiency by visual observation of pore systems in reservoir rocks."
 Bull. Can. Pet. Geol., vol. 26, pp. 572-585.
- WARDLAW N.C., CASSAN J.P. (1979)**
 "Oil recovery efficiency and the rock pore properties of some sandstones reservoirs."
 Bull. Can. Pet. Geol., vol. 27, pp. 117-138.
- WARDLAW N.C., McKELLAR M. (1981)**
 "Mercury porosimetry and the interpretation of pore geometry in rocks and artificial models."
 Powder Technology, vol. 29, pp. 127-143.
- WARDLAW N.C., TAYLOR R.P. (1976)**
 "Mercury capillary pressure curves and the interpretation of pore structure and behavior rocks."
 Bull. Can. Pet. Geol., vol. 24, n° 2, pp. 225-262.
- WEITZ D.A., STOKES J.P., BALL R.C., KUSHNIK A.P. (1987)**
 "Dynamic capillary pressure in porous media: origine of the viscous-fingering length scale."
 The American Physical Society, vol. 59, n° 26, pp. 2967-2970.
- WYLLIE M.R.J., SPANGLER M.B. (1952)**
 "Application of electrical resistivity measurements to the problem of fluid flow in porous media."
 Bull. of the Am. Ass. of Pet. Geol. vol. 36, n° 2, pp. 359-403.
- ZINZNER B., MEYNOT CH. (1982)**
 "Visualisation des propriétés capillaires des roches réservoirs."
 Revue de l'IFP, vol XXXVII, n° 5-6, pp. 337-361.

ANNEXE A
FICHES ET PLANCHES

CALCAIRE DE BRAUVILLIERS (CB)

=====

PROVENANCE

- * Localisation : carrière de Brauvilliers / Meuse.
- * Etage géologique : Portlandien inférieur.

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

calcaire constitué essentiellement d'oolites creuses de taille inférieure au mm, cimentées par de la calcite spathique et présentant une porosité assez importante.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons x)

calcite : (*****), traces d'argile.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

- * Phase solide :
 - Aspect du grain : arrondi (oolites).
 - Phase de liaison : cimentation sparitique épitaxiale (palissadique).
 - Éléments figurés : nombreuses oolites bien classées avec un diamètre moyen d'environ 500 μm - quelques fragments de lamellibranches plus ou moins nombreux généralement orientés.
- * Phase poreuse :

macroporosité assez importante constituée de deux phases bien distinctes : intragranulaire (coeurs dissous des oolites), et intergranulaire (entre les oolites). La microporosité est présente dans le cortex des oolites et des tests.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 32.5 ± 0.2
- * perméabilité : 306 md.
(à l'air)
- * facteur de formation : 16.87

Photo 1

Vue générale : oolites
et empreintes d'oolites
mettant en évidence la
macroporosité
intergranulaire et
intragranulaire.

100µm



Photo 2

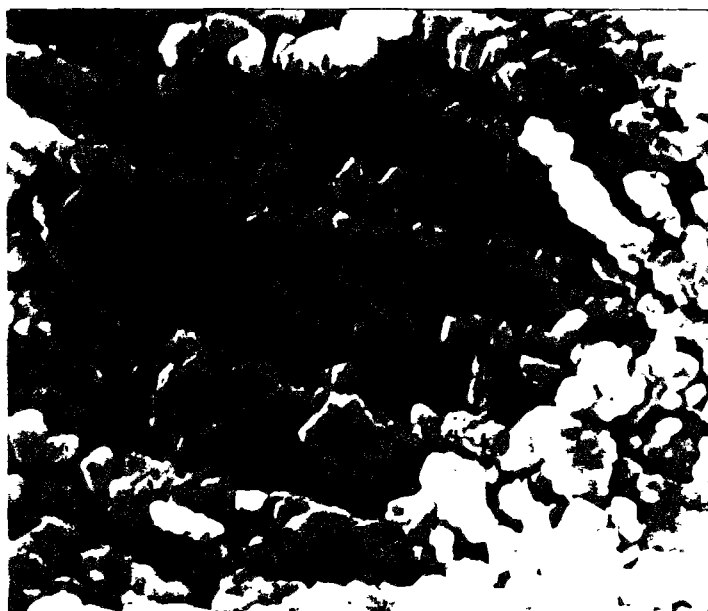
Détail de la cimentation
palissadique autour des
oolites laissant
subsister des vides de
l'ordre de 100 µm.

100µm

Photo 3

Détail de la micrite
constituant les oolites
(microporosité).

10µm



CALCAIRE D'EUVILLE (CE)
=====

PROVENANCE

- * Localisation: carrière d'Euville / Meuse.
- * Etage géologique: Rauracien-Argovien.

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

calcaire grossier formé d'entroques de taille millimétrique cimentées par une phase plus fine et présentant une macroporosité importante.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE: (diffraction des rayons x)

calcite: (****), quartz: (*). dolomite et argiles: traces.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

- * Phase solide:
 - Aspect du grain : monocristaux de calcite très altérés. (entroques)
 - Phase de liaison : légère cimentation syntaxique par calcite microsparitique (croissance des grains suivant leur réseau cristallin).
 - Eléments figurés : entroques, très souvent altérées souvent micritisées, constituant la phase prépondérante, quelques traces de substitution de la calcite par le quartz sont à souligner.

* Phase poreuse :

On distingue une macroporosité intergranulaire très importante. On peut déceler une faible microporosité intragranulaire et dans la phase de liaison.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 16 ± 0.5
- * perméabilité : 1112 md.
(à l'air)
- * facteur de formation : 51.73

Photo 1
Vue générale : entroque
millimétrique altérée.

1000µm

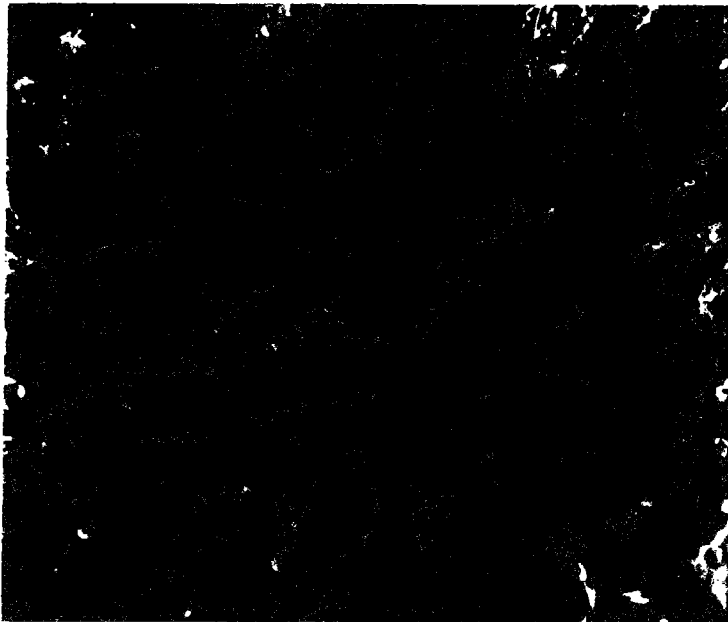
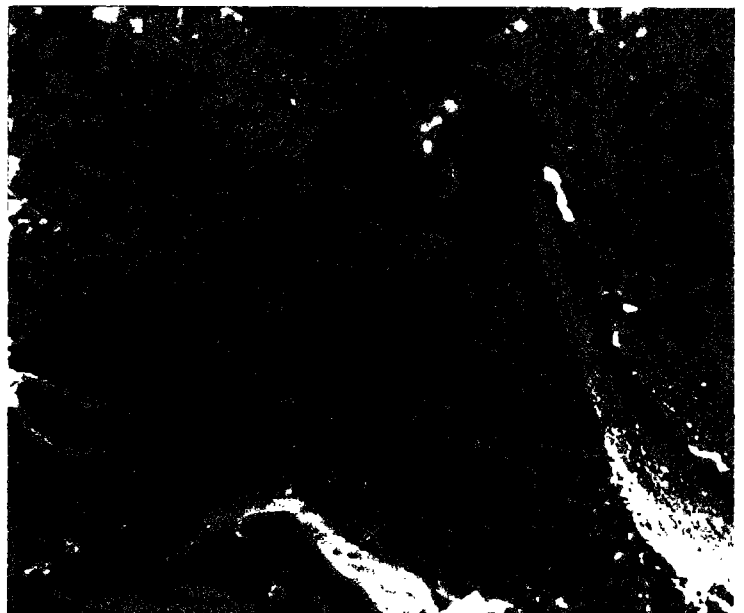


Photo 2
Détail de la surface
d'une entroque altérée.

100µm

Photo 3
Phase de liaison entre
les entroques : micrite
abritant la
microporosité.

100µm



LES ESTAILLADES (CES)
=====

PROVENANCE

- * Localisation : région de Ménerbes / Vaucluse.
- * Etage géologique : Burdigalien.

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

échantillon très homogène, formé par l'accumulation de débris coquilliers micritisés. Le tout est cimenté par une phase microsparitique.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons x)

calcite : (*****), traces de quartz et de dolomite.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

- * Phase solide :
 - Aspect du grain : grains roulés et émoussés.
 - Phase de liaison : cimentation microsparitique enrobant les éléments figurés d'une pellicule peu épaisse (parfois épitaxiale). Quelques grands cristaux de sparite (500 µm) syntaxique, autour des débris d'échinodermes.
 - Éléments figurés : nombreux fragments d'algues calcaires (lythothamniées) d'un diamètre moyen de 500 µm, avec des débris de lamellibranches à structure fibreuse et d'échinodermes. Présence aussi de foraminifères (nummulites) et de bryozoaires.
- * Phase poreuse :

macroporosité intergranulaire abondante et microporosité intragranulaire dans les concrétions algaires et dans la phase de liaison.

CARACTÉRISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 30 ±0.5
- * perméabilité : 315.5 md.
(à l'air)
- * facteur de formation : 19

PLANCHE CES

Photo 1
vue générale : fragment
coquillier à côté
d'autres éléments
roulés.

100µm



Photo 2
contact entre organisme
(micrite) et ciment
(microsparite).

10µm

Photo 3
fragment d'échinoderme
relié à d'autres grains
par un ciment
microsparitique.

100µm



CRAIE DE GRIGNON (CG)

=====

PROVENANCE

- * Localisation : carrière "blanc" de Meudon à Grignon/Yvelines.
- * Etage géologique : Campanien.

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

bloc compact, homogène, à grains très fins et porosité très fine.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons X)

calcite : (*****), des traces de quartz, de feldspaths, de dolomite, d'illite et de montmorillonite.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

(essentiellement basée sur l'observation au M.E.B.)

- * Phase solide :
 - Aspect du grain : cristaux aplatis (cocolithes).
 - Phase de liaison : légère cimentation microcristalline.
 - Éléments figurés : boue micritique où se distingue à fort grossissement l'accumulation de cocolithes et de quelques cocosphères, ainsi que la présence de quelques foraminifères.
- * Phase poreuse :

porosité importante et bien classée sous forme de microporosité intergranulaire dont le rayon d'accès des pores est compris entre 0.4 et 0.7 μm . Les périphéries de ces pores sont parfois soulignées par la recristallisation de la micrite en microsparite.

CARACTÉRISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 43.5 ± 0.5
- * perméabilité : 24.5 (md)
(à l'air)
- * facteur de formation : 8.75

Photo 1
vue générale :
accumulation de
cocolithes engendrant
une porosité très fine
et bien classée.

100µm

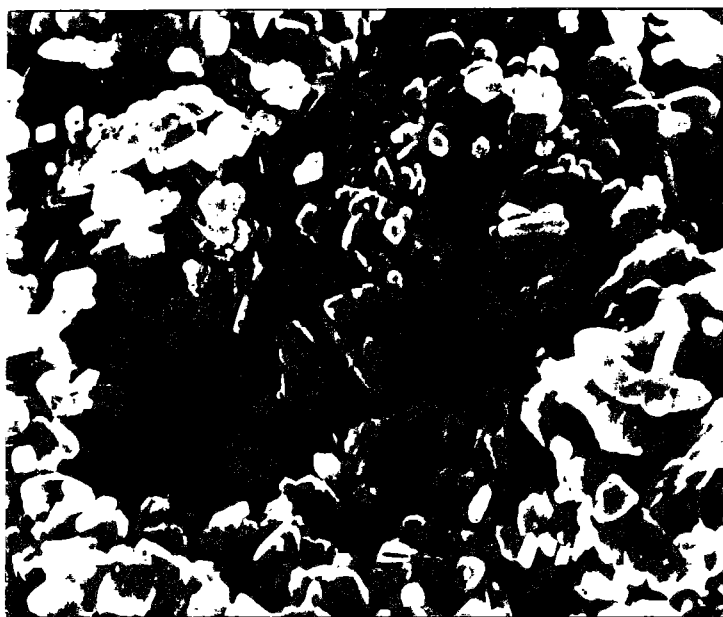
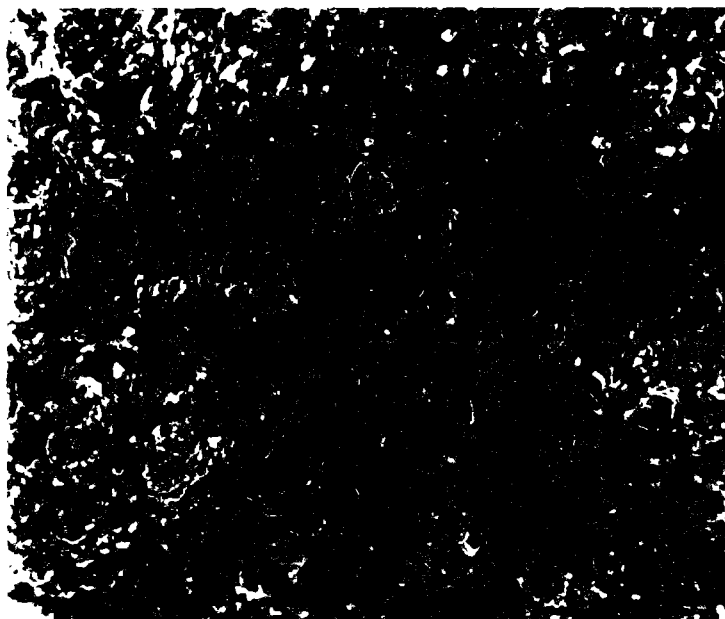


Photo 2
Détail de l'accumulation.

10µm

Photo 3
Une cocosphère.

1µm



CALCAIRE DE LEROUVILLE (CL)

=====

PROVENANCE

- * Localisation : carrière de Lérrouville / Meuse.
- * Etage géologique : Rauracien-Argovien.

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

échantillons homogènes à l'échelle macroscopique, entroques de taille millimétrique parfois centimétrique (CL2 et CL3) cimentées par de la calcite spatique présentant une macroporosité assez nette.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons X)

calcite : (****), traces de quartz et de dolomite.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

* Phase solide :

- Aspect du grain : monocristal de calcite et pellets arrondis.
- Phase de liaison : forte cimentation sparitique en grands cristaux (quelques mm) autour des entroques (croissance syntaxiale).
- Eléments figurés : entroques millimétriques constituant la phase la plus importante, accompagnés de quelques pellets de 200 μ m de diamètre moyen.

* Phase poreuse :

A côté d'une macroporosité intergranulaire assez faible se trouve une microporosité intragranulaire dans les pellets et dans la partie altérée des entroques.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES

	CL1	CL2	CL3
* porosité (%) :	15.5	14.2	13.1
* perméabilité : (à l'air en md)	51.5	7.2	5.96
* facteur de formation :	47.5	70	85

Photo 1
vue générale :
accumulation d'entroques
et de quelques pellets
reliés par une phase
microsparitique.

100µm

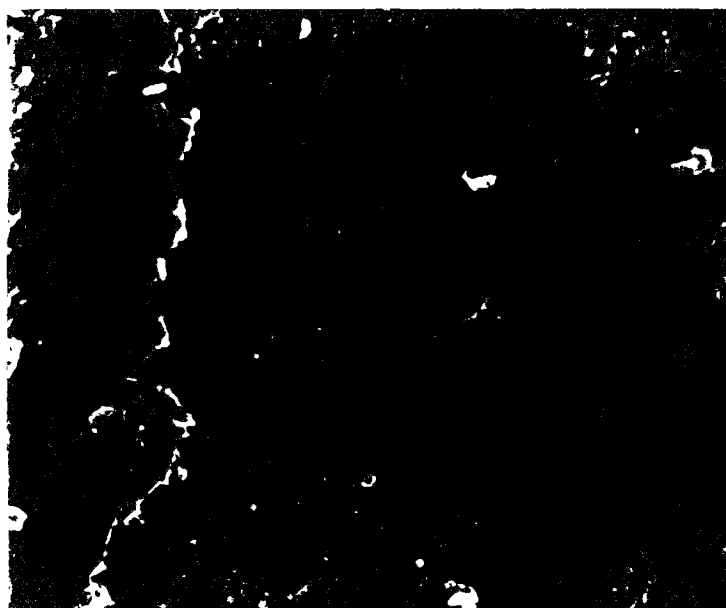


Photo 2
Un gros pore et une phase
de liaison sparitique.

100µm

Photo 3
Altération d'une
entroque
(microporosité).

10µm



CALCAIRE DE LAVOUX (CLA)

=====

PROVENANCE

- * Localisation : carrière de Lavoux / Vienne.
- * Etage géologique : Callovien.

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

bloc compact à grains très fins, parsemé de cristaux de sparite.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons X)

calcite : (****), quartz et dolomite : traces.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

- * Phase solide :
 - Aspect du grain : sphérique (pellets).
 - Phase de liaison : cimentation microsparitique avoisinant avec une phase micritique plus ou moins abondante selon les régions.
 - Éléments figurés : nombreux pellets de tailles variables (de 50 à 100 μm de diamètre) souvent interpénétrés et très altérés, avec parfois recristallisation de la micrite en microsparite. Quelques microorganismes et débris d'échinodermes.
- * Phase poreuse :

essentiellement, microporosité à la fois intragranulaire (dans les pellets) et surtout intergranulaire (dans la microsparite de la phase de liaison). Faible macroporosité intergranulaire constituée par les lacunes de cimentation entre les cristaux de sparite.

CARACTÉRISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 24 ± 0.5
- * perméabilité : 6.5 md.
(à l'air)
- * facteur de formation : 30.5

PLANCHE CLA

Photo 1
Vue générale : pellets
et phase de liaison.

100µm



Photo 2
Détail de la phase de
liaison.

10µm

Photo 3
Détail d'un pellet.

1µm



CALCAIRE DE MERY (CM)

=====

PROVENANCE

- * Localisation : commune de Méry-sur-Oise / Val-d'Oise.
- * Etage géologique : Lutétien supérieur.

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

échantillon composé de grains isodimensionnels très fins. Cimentation laissant subsister une forte porosité avec des pores très fins.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons x)

calcite : (****), quartz : (*), phosphate : traces.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

- * Phase solide :
 - Aspect du grain : arrondi.
 - Phase de liaison : cimentation sparitique et microsparitique assez importante.
 - Éléments figurés : nombreux tests de foraminifères (surtout des miliolles) et autres débris bioclastiques micritisés en voie de sparitisation. Les grains de quartz sont relativement nombreux.
- * Phase poreuse :

macroporosité intergranulaire assez importante, (pores de 5 à 50µm) avoisinant avec microporosité intragranulaire non négligeable localisée dans les tests des microorganismes et dans la phase de liaison microsparitique.

CARACTÉRISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 41.2 ± 0.4
- * perméabilité : 123 md.
(à l'air)
- * facteur de formation : 7.2

PLANCHE CM

Photo 1
Vue générale : un
o r g a n i s m e
(foraminifaire).

100µm



Photo 2
Phase poreuse

10µm

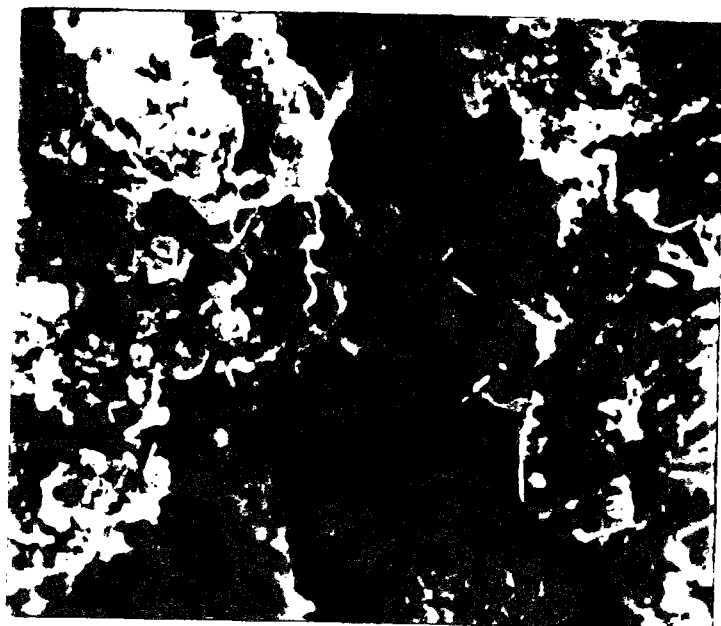


Photo 3
Détail d'une phase de
liaison.

10µm



CALCAIRE DE SIREUIL (CS)

=====

PROVENANCE

- * Localisation : carrière de Sireuil / Charentes.
- * Etage géologique : Cénomanién moyen.

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

calcaire, très homogène, formé de grains fins et cimenté par une phase fine laissant subsister une porosité assez importante.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons X)

calcite : (*****), quartz : traces, argiles : traces.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

- * Phase solide :
 - Aspect du grain : sphérique (pellets).
 - Phase de liaison : essentiellement sparitique remplissant une partie importante des espaces intergranulaires. Parfois cimentation par croissance cristalline autour des débris de lamellibranches.
 - Éléments figurés : débris bioclastiques en voie de sparitisation (foraminifères). Tests à structure lamellaire (lamellibranches). Nombreux pellets.
 - Quelques rares grains de quartz et de glauconie.
- * Phase poreuse :

macroporosité intergranulaire assez importante. Présence d'une microporosité intragranulaire dans les pellets.

CARACTÉRISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 35.15 ± 0.2
- * perméabilité : 588 md.
(à l'air)
- * facteur de formation : 11.5

Photo 1
Vue générale : pellets
a r r o n d i s e t
interpénétrés.

100µm

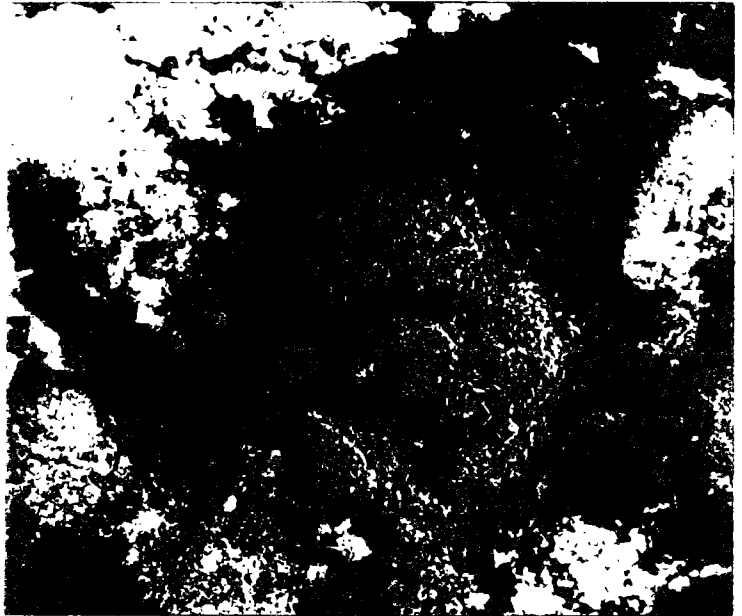


Photo 2
Pellets micritiques
cimentés par de la
calcite spatique.

10µm

Photo 3
Détail d'un pellet
micritique : mise en
évidence des micropores.

10µm



CALCAIRE DE TERVOUX (CT)

=====

PROVENANCE

- * Localisation : carrière de Tervoux / Vienne.
- * Etage géologique : Oxfordien.

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

échantillon homogène et compact, composé de grains très fins. Présence de quelques cristaux de calcite spathique.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons x)

calcite : (*****), des traces de dolomite, de quartz et d'argile

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

- * Phase solide :
 - Aspect du grain : arrondi (pellets)
 - Phase de liaison : cimentation microsparitique et sparitique importante remplissant la presque totalité des espaces intergranulaires.
 - Eléments figurés : nombreux pellets isogranulaires souvent interpénétrés, et parfois distincts dans certaines zones. On rencontre quelques rares foraminifères et débris d'échinodermes.
- * Phase poreuse :

macroporosité presque absente, microporosité dans le coeur des pellets et dans la phase de cimentation microsparitique.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 23 ± 0.5
- * perméabilité : 2.35 md.
(à l'air)
- * facteur de formation : 34

Photo 1
Vue générale : des
pellets.

100µm

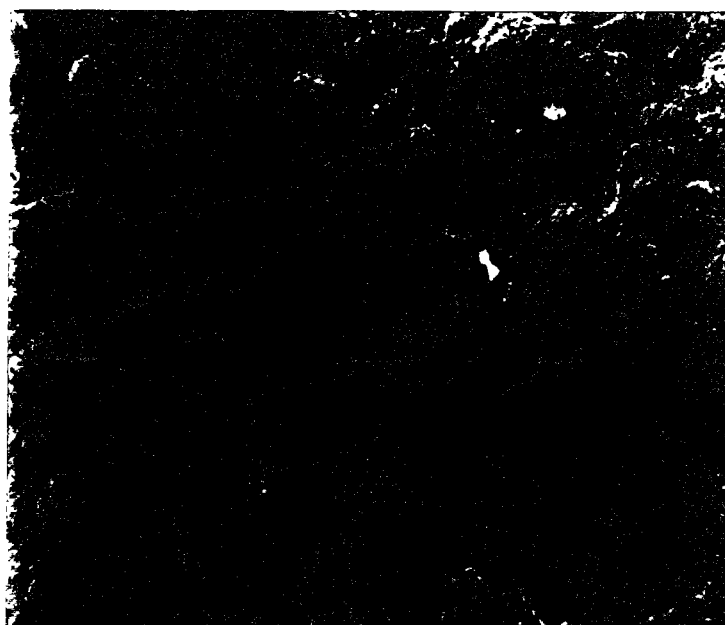
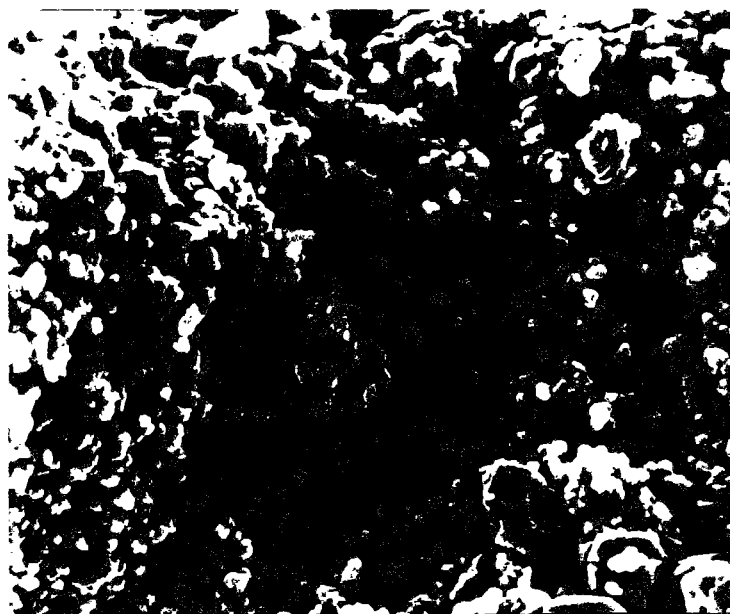


Photo 2
Contact entre pellets :
cimentation sparitique et
pellets micritique.

100µm

Photo 3
Détail d'un pellet.

10µm



CALCAIRE DE VILHONNEUR (CV)

=====

PROVENANCE

* Localisation : carrière de Vilhonneur / Charentes.

* Etage géologique : Bajocien - Bathonien.

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

échantillons homogènes, formés d'oolites isodimensionnelles de l'ordre du mm pour certaines (CV1 et CV3) et variant du 0.5 mm à 2 mm pour d'autres (CV2 et CV5). Oolites généralement sphériques mais se présentant parfois sous forme d'ovoïdes (CV4) cimentées par de la sparite plus ou moins abondante d'un échantillon à l'autre.

ANALYSE MINERALOGIQUE : (diffraction des rayons x)

calcite : (*****), traces de dolomites.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

* Phase solide :

- Aspect du grain arrondi (oolites).

- Phase de liaison : cimentation sparitique abondante.

- Eléments figurés : essentiellement des oolites micritiques de taille très variable d'un échantillon à l'autre et souvent partiellement interpénétrées sous l'effet des phénomènes pression-dissolution. Se rassemblent parfois pour constituer des gravelles.

* Phase poreuse :

microporosité essentiellement intragranulaire et dans la cimentation. Parfois macroporosité constituée par des lacunes de cimentation entre les oolites.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES

	CV1	CV2	CV3	CV4	CV5
* porosité (%) :	14	9.5	15.7	15.6	15.3
* perméabilité : (à l'air en md)	23.2	0.33	36	15	10.9
* facteur de formation :	59	54.2	50.7	49.7	56.2

Photo 1
Vue générale :
accumulation d'oolites
cimentées par de la
calcite spatique.

1000µm

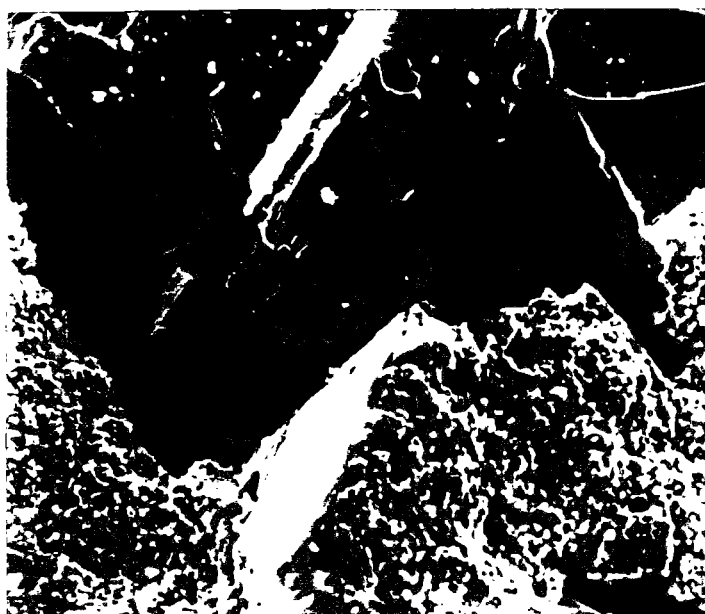
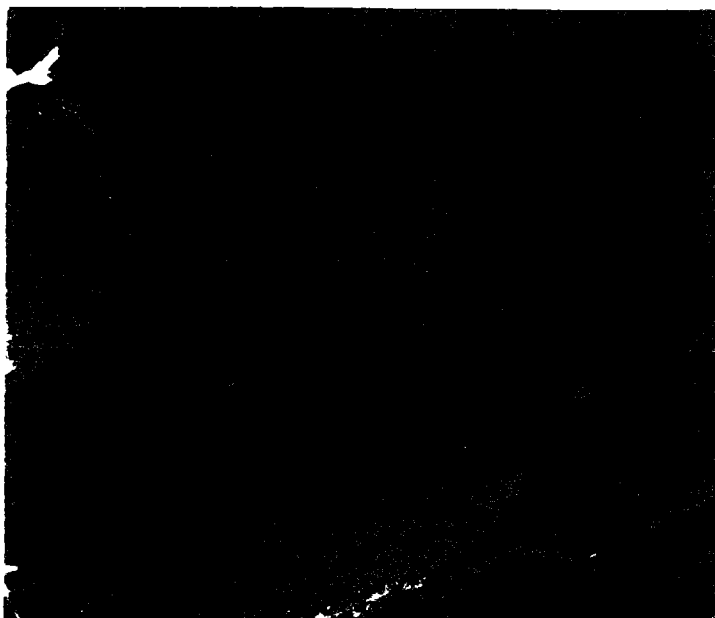
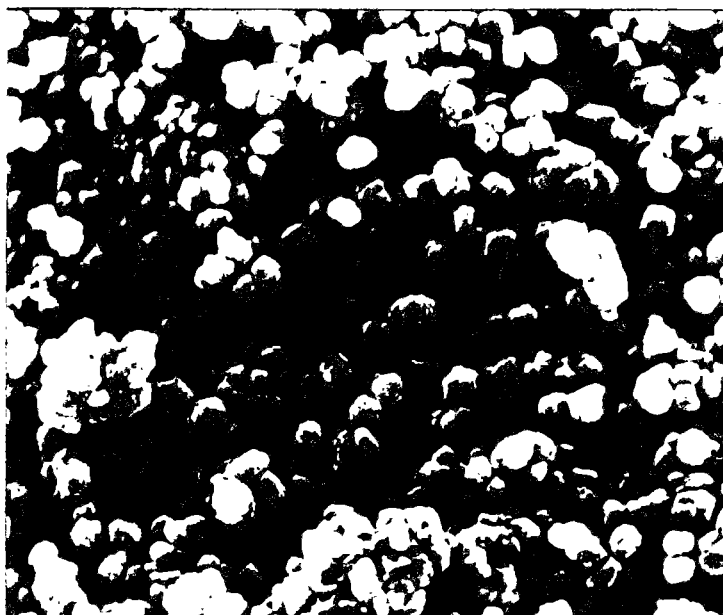


Photo 2
Contact entre les oolites
et la phase de liaison :
mise en évidence des
macropores.

100µm

Photo 3
Détail d'une oolite
(micropores).

10µm



CALCAIRE DE VASSENS (CVA)
=====

PROVENANCE

- * Localisation : carrière de Vassens / Aisnes.
- * Etage géologique : Lutétien Inférieur

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

échantillon très homogène formé de grains de taille inférieure au mm parfois allongés, cimentés par une phase fine présentant une porosité importante.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons X)

calcite : (*****), quartz : (*), phosphate : traces.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

- * Phase solide :
 - Aspect du grain : arrondi de 200 um de diamètre environ.
 - Phase de liaison : faible cimentation microsparitique croissance syntaxiale autour des échinodermes et épitaxiale autour des autres bioclastes.
 - Eléments figurés : tests de foraminifères très nombreux, quelques pellets, débris d'échinodermes et de lamellibranches. Tous ces éléments sont micritisés.
- * phase poreuse :

macroporosité intergranulaire très abondante du fait de la faible cimentation. Cependant présence de microporosité dans les tests de foraminifères et dans les pellets micritisés.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 40 ± 0.5
- * perméabilité : 1650 md.
(à l'air)
- * facteur de formation : 7.82

Photo 1

Vue générale : débris coquillier cimenté par de la micrite et quelques cristaux de sparite. Macropore de dimension 100 μ m.

100 μ m



Photo 2

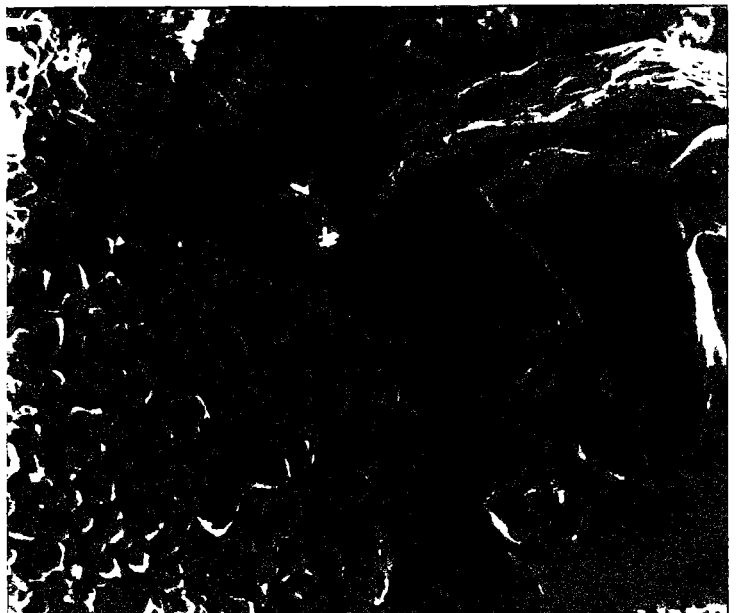
Croissance épitaxiale autour d'un élément avoisinant un cristal de quartz.

100 μ m

Photo 3

Détail de la phase de liaison montrant des cristaux de microsparite et des détails de la microporosité.

10 μ m



DOLOMIE DE NANTEUIL (DO)

=====

PROVENANCE

- * Localisation : commune de Nanteuil / Deux-Sèvres.
- * Etage géologique : Lutétien Supérieur.

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

échantillon homogène à l'échelle macroscopique, aucune stratification perceptible à l'oeil nu. Empreintes en creux de fossiles dissous atteignant parfois plusieurs millimètres.

ANALYSE MINERALOGIQUE : (diffraction des rayons X)

dolomite : (****), quartz : (*), feldspaths(*), argiles(*), calcite : traces.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

- * Phase solide :
 - Aspect du grain : automorphe à subautomorphe, parfois émoussé.
 - Phase de liaison : cimentation syntaxiale parfois argileuse.
 - Eléments figurés : sable dolomitique plus ou moins cimenté par de l'argile - présence de quelques grains de quartz et de traces d'oxyde de fer.
- * Phase poreuse :

Forte macroporosité intergranulaire et vacuolaire et faible microporosité abritée par la phase argileuse.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 32.5 ± 0.4
- * perméabilité : 1200 md.
(à l'air)
- * facteur de formation : 6.45

Photo 1
Vue générale : grains de
dolomite cimentés par
une phase argileuse.

100µm

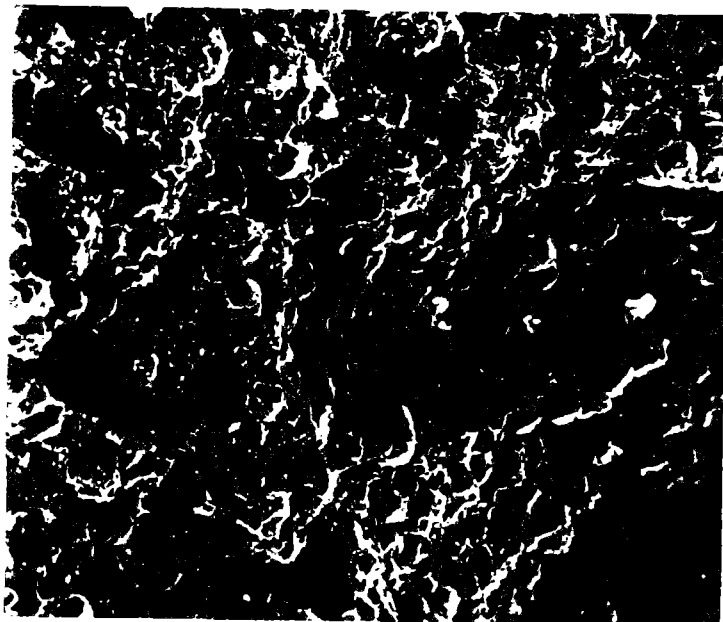
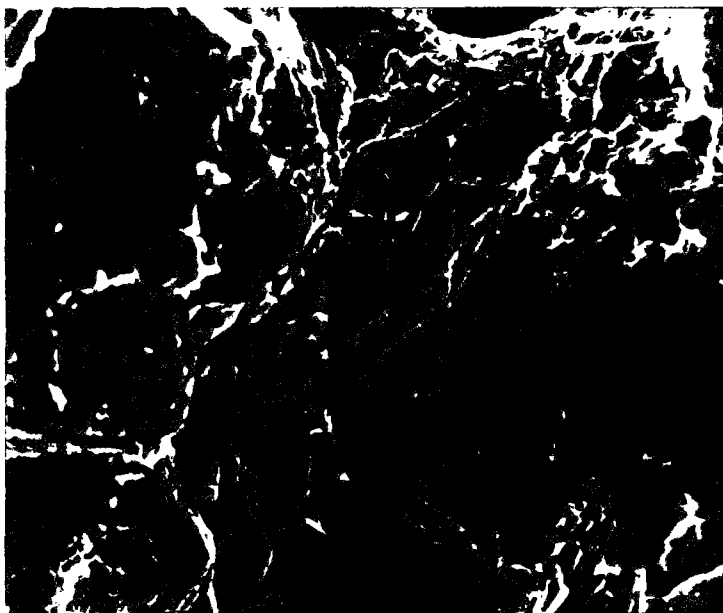


Photo 2
Détails des grains de
dolomite subautomorphes.

10µm

Photo 3
Détail de la phase de
liaison argileuse.

10µm



GRES COQUILLIER (GC)

=====

PROVENANCE

Cet échantillon nous a été fourni par Gaz de France (GDF)

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

bloc homogène à l'échelle macroscopique; néanmoins il existe une stratification nette soulignée par la forme de certains grains de feldspaths et l'allongement des plaquettes de muscovite.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons X)

quartz : (***), calcite : (**), dolomite(*), argiles (glauconie et chlorite) : (*), feldspaths (orthose et plagioclase) : (*), muscovite : (*).

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

* Phase solide :

- Aspect du grain : deux générations de grains de quartz : une millimétrique de forme émoussée, l'autre de taille plus petite et de forme anguleuse.
- Phase de liaison : faible cimentation, essentiellement carbonatée et argileuse.
- Éléments figurés : nombreux grains de quartz voisinant quelques éléments de quartzite et des fragments d'organismes calcaires et dolomitiques (lamellibranches, entroques, radioles d'oursin et morceaux d'algues) - présence de feldspaths, de micas et d'argile en faible quantité.

* Phase poreuse :

présence d'une macroporosité intergranulaire assez importante. Faible microporosité à la faveur de la présence d'argile et de feldspaths altérés.

CARACTÉRISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 25 ± 0.3
- * perméabilité : 1100 (md)
(à l'air)
- * facteur de formation : 9.75

Photo 1

Vue générale montrant des grains de quartz et de feldspaths isodimensionnels entourant un débris coquillier de taille plus grande.

1000µm



Photo 2

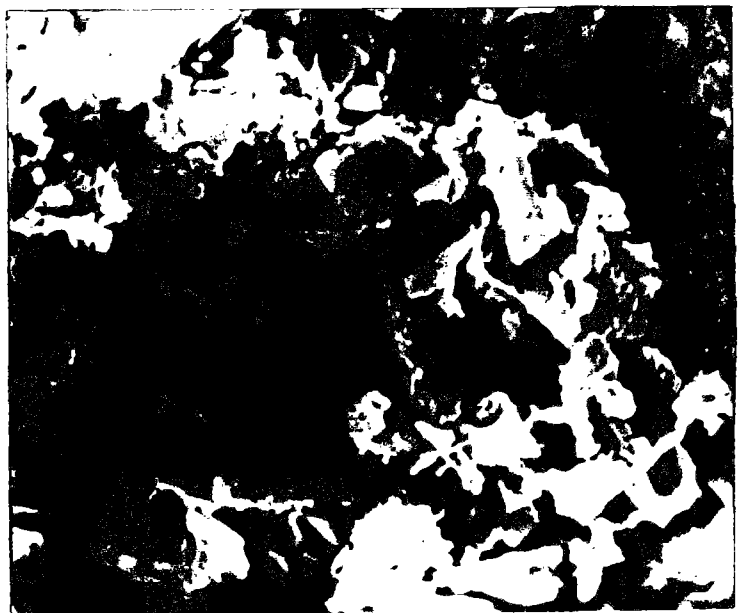
phase de liaison entre grains formée par des carbonates et des argiles. Macroporosité présentant des pores de 50 µm

100µm

Photo 3

Argile formant une partie de la phase de liaison: importance de la microporosité.

10µm



GRES DE FONTAINEBLEAU (GF)

=====

PROVENANCE

- * Localisation : région de Nemours/ Seine et Marne
- * Etage géologique : Stampien

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

blocs très homogènes, aucun litage n'apparaît à l'examen.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons X)

quartz : (*****), oxyde de fer : traces.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

- * Phase solide :
 - Aspect du grain : sub-automorphe à automorphe.
 - Phase de liaison : cimentation par croissance cristalline des grains.
 - Éléments figurés : grès exceptionnellement pur, constitué uniquement de grains de quartz monocristallin et de quelques débris de quartzite. Dans certains grains on peut voir une auréole de matière opaque (probablement de l'oxyde de fer).

- * Phase poreuse :

porosité intergranulaire qui dépend du degré de croissance des faces cristallines. Ainsi on observe pour l'échantillon le plus poreux des surfaces de contact entre grains qui sont limitées et des pores importants en nombre et en volume, alors que pour l'échantillon à faible porosité, des grains mieux soudés et des pores plus petits et moins nombreux.

CARACTÉRISTIQUES PETROPHYSIQUES

	GF1	GF2
* porosité (%) :	7.2 ±0.5	21.7 ±0.5
* perméabilité : (à l'air)	23 md.	3146 md.
* facteur de formation :	95.25	14.5

PLANCHE GF

Photo 1 (GF2)

Grès formé
essentiellement de
grains de quartz.
Cimentation par
croissance des faces
cristallines

100µm



Photo 2 (GF1)

Cimentation plus
importante : pores moins
grands et moins nombreux
que dans l'échantillon
GF2.

100µm

Photo 3

Détail de la phase de
liaison au contact de
deux grains de quartz
(GF1).

100µm



GRES A MEULE VERT (GM)

=====

PROVENANCE

- * Localisation : commune de Lohr / Bas-Rhin
- * Etage géologique : Buntsandstein supérieur.

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

bloc, homogène, ne présentant aucun litage apparent. Faibles éclats lumineux dûs aux feuillets de mica trahissant l'orientation du plan de sédimentation.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons X)

quartz : (****), orthose : (**), muscovite : (*),
illite : (*), kaolinite : (*).

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

- * Phase solide :
 - Aspect du grain : sub-anguleux parfois arrondi.
 - Phase de liaison : cimentation argileuse.
 - Éléments figurés : prédominance du quartz - feldspaths altérés en faible quantité - muscovites peu abondantes soulignant légèrement le litage - traces de pyrite et de matière organique - quelques amas argileux visibles au MEB, (kaolinite et illite) dans certains pores.
- * Phase poreuse :

porosité en grande partie intergranulaire.
microporosité rare, liée aux feldspaths altérés et aux argiles.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 22.4 ± 0.2
- * perméabilité : 116 md.
(à l'air)
- * facteur de formation : 9.36

Photo 1
Vue générale de
l'arrangement des grains
de quartz et de
feldspaths tapissés par
de l'argile.

100µm



Photo 2
Détail d'un feldspath en
voie d'altération.
Porosité intra et
intergranulaire.

10µm

Photo 3
Tapissage d'un grain par
de la kaolinite en
accordéon, de l'illite
et de l'argile
fibreuse : porosité
formée par les
interstices entre les
grains et les particules
d'argile.

10µm



GRES DU PALATINAT (GP)

=====

PROVENANCE

Cet échantillon nous a été fourni par l'Institut Français de Pétrole (IFP).

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

bloc de forme très homogène, cependant quelques cristaux de micas présents s'orientent dans un plan préférentiel.

ANALYSE MINÉRALOGIQUE : (diffraction des rayons X)

quartz : (****), orthose : (**), illite-micas : (*),
kaolinite : (*).

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

* phase solide :

- Aspect du grain : grains de quartz sub-anguleux. Cristaux de feldspaths plus grands et altérés.
- phase de liaison : légère cimentation argileuse.
- Eléments figurés : prédominance de quartz - feldspaths de différentes tailles plus ou moins abondants - traces de pyrite et de matières organiques - quelques rares micas - amas d'argile présents dans plusieurs pores.

* phase poreuse :

macroporosité intergranulaire et microporosité intra-feldspathique s'ajoutant à celle des argiles.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUE :

- * porosité (%) : 19.26 ± 0.1
- * perméabilité : 8.6 md.
(à l'air)
- * facteur de formation : 17.5

PLANCHE GP

Photo 1
Grains de quartz, et de
feldspaths altérés,
recouverts et cimentés
par une phase argileuse.

100µm

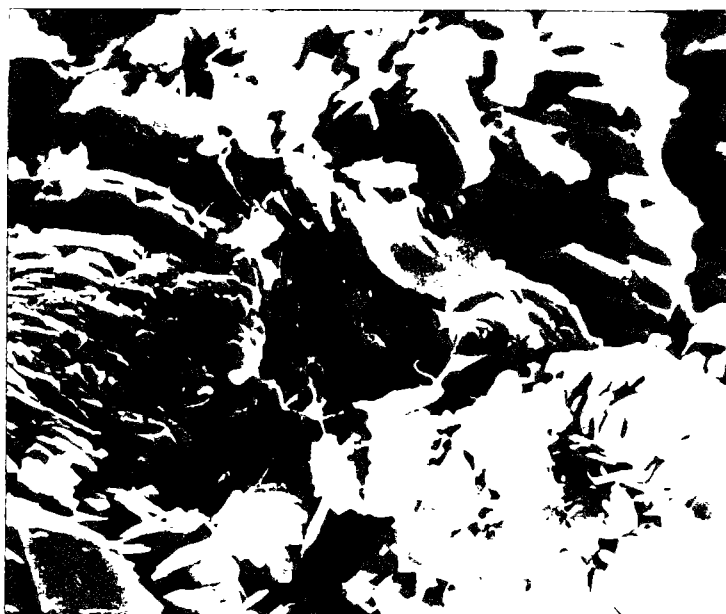


Photo 2
Détail d'un feldspath
altéré

10µm

Photo 3
Phase argileuse formée
par endroit par des
plaquettes de kaolinite.

10µm



GRES DE TREVES (GT)

=====

PROVENANCE

Cet échantillon nous a été fourni par l'Institut Français de Pétrole (IFP)

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

bloc homogène, litage fin et régulier souligné par les éclats de micas.

ANALYSE MINERALOGIQUE : (diffraction des rayons X)

quartz : (****), orthose : (**), illite-micas : (**),
kaolinite : (*), calcite : traces.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

* Phase solide :

- Aspect du grain : anguleux, parfois allongé.
- Phase de liaison : faible cimentation argilo-calcitique.
- Eléments figurés : prédominance du quartz - présence de feldspaths - muscovite rare - argiles amassées dans certains pores - quelques cristallisations de carbonates se présentent sous forme de lits fins.

* Phase poreuse :

porosité essentiellem - intergranulaire, argiles
abritant une microporos assez faible.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES

- * porosité (%) : 22.7 ± 0.2
- * perméabilité : 126 md.
(à l'air)
- * facteur de formation : 12.25

Photo 1

Vue générale : grains isodimensionnels formés essentiellement de quartz, de feldspaths et de quelques plaquettes de mica, recouverts partiellement par des argiles.

1000µm

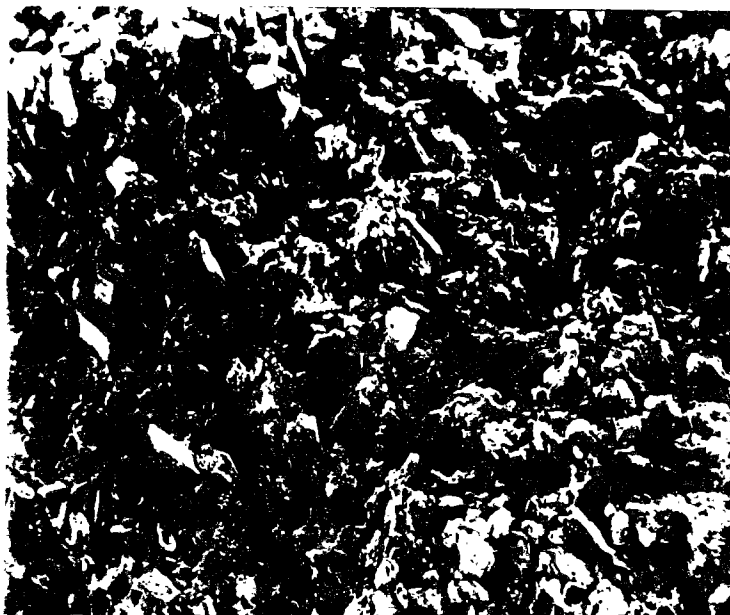


Photo 2

Eléments de quartzite et de feldspaths cimentés par une phase argileuse et par de petits grains de quartz interstitiels.

100µm

Photo 3

Croissance des grains de quartz suivant leur forme cristalline.

10µm



GRES DES VOSGES (GV)

=====

PROVENANCE

* Localisation: commune de Rothbach / Bas-Rhin.

* Etage géologique : Buntsandstein moyen

DESCRIPTION MACROSCOPIQUE

bloc homogène, ne présentant aucun litage apparent. Cependant, l'orientation des lamelles de mica souligne une très légère stratification.

ANALYSE MINERALOGIQUE : (diffraction des rayons X)

quartz : (****), orthose : (***), muscovite : (**), illite : (*), kaolinite : (*), chlorite et hématite : traces.

DESCRIPTION MICROSCOPIQUE

* Phase solide :

- Aspect du grain : anguleux à sub-anguleux.
- Phase de liaison : cimentation formée essentiellement par croissance cristalline des grains de quartz et par des argiles.
- Eléments figurés : prédominance du quartz - feldespaths altérés - micas peu abondants et orientés dans le plan de litage - présence de quelques traces d'argiles enduisant certains grains de quartz. La couleur rouge est due à une légère pellicule d'oxyde de fer (hématite).

* Phase poreuse :

macroporosité de type intergranulaire, comblée en certains endroits par des matières micacées et argileuses abritant une faible microporosité.

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES

* porosité (%) : 21.15 ± 0.15

* perméabilité : 3278 md.
(à l'air)

* facteur de formation : 15

Photo 1
Vue générale :
arrangement de grains de
quartz et de feldspaths.
Porosité essentiellement
intergranulaire.

1000µm



Photo 2
Cimentation entre les
grains : soit par
croissance cristalline,
soit par pont argileux.

100µm

Photo 3
Feldspath très altéré
donnant naissance à des
particules argileuses
constituant la
microporosité (porosité
intragranulaire).

10µm

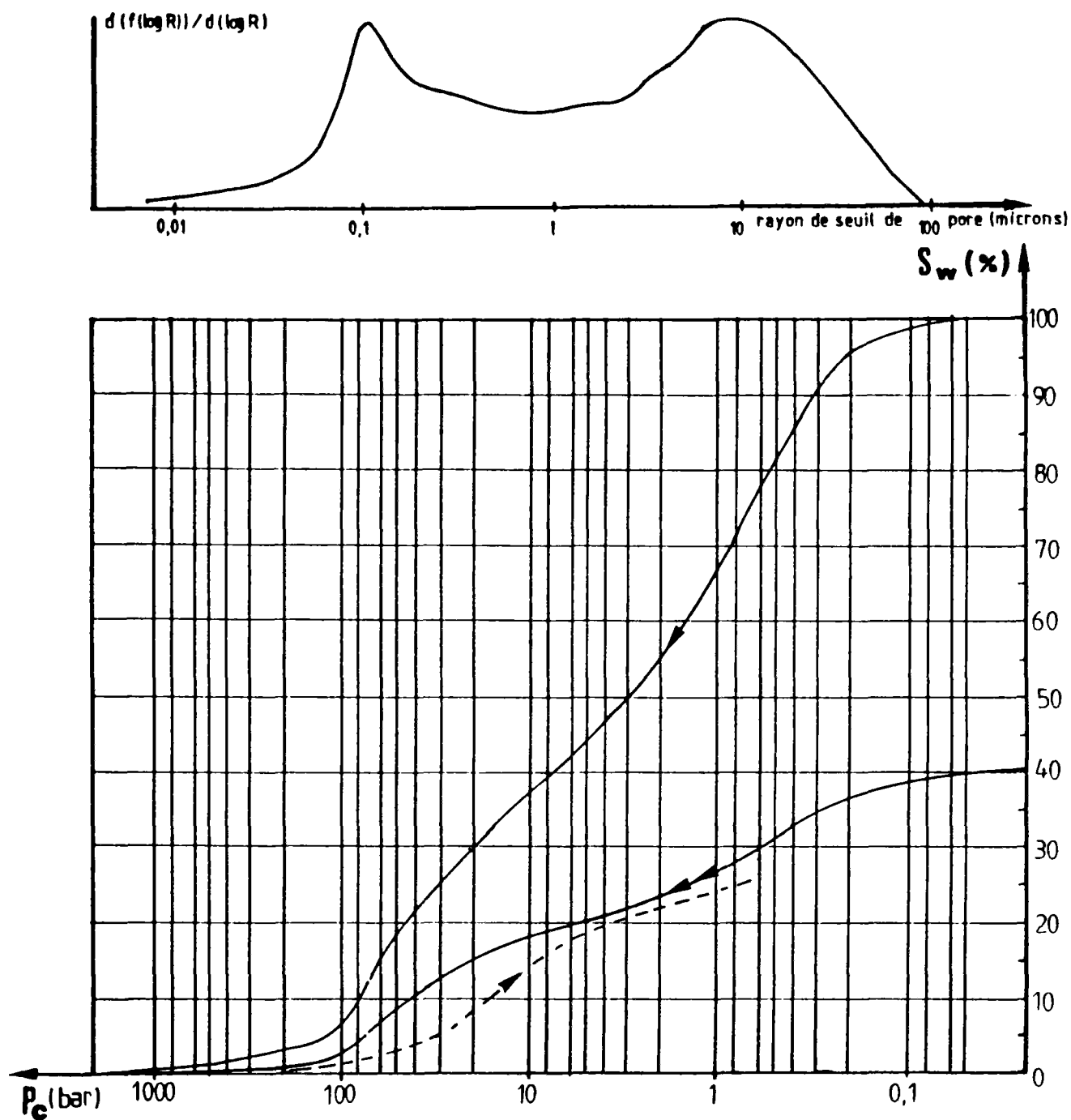


ANNEXE B

COURBES POROSIMETRIQUES ET
COURBES "P_f"

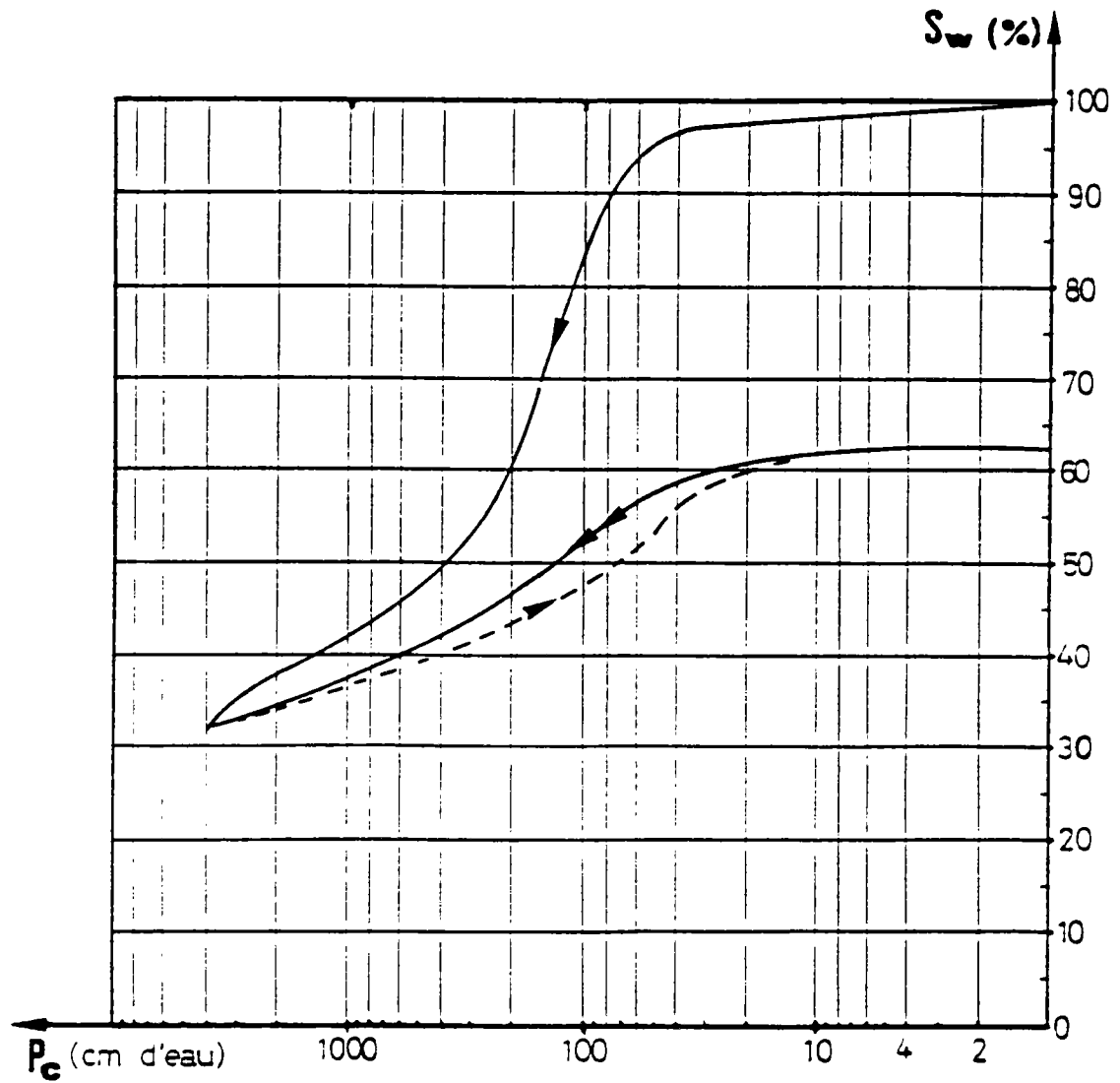
C O U R B E P O R O S I M E T R I Q U E

Echantillon : CB

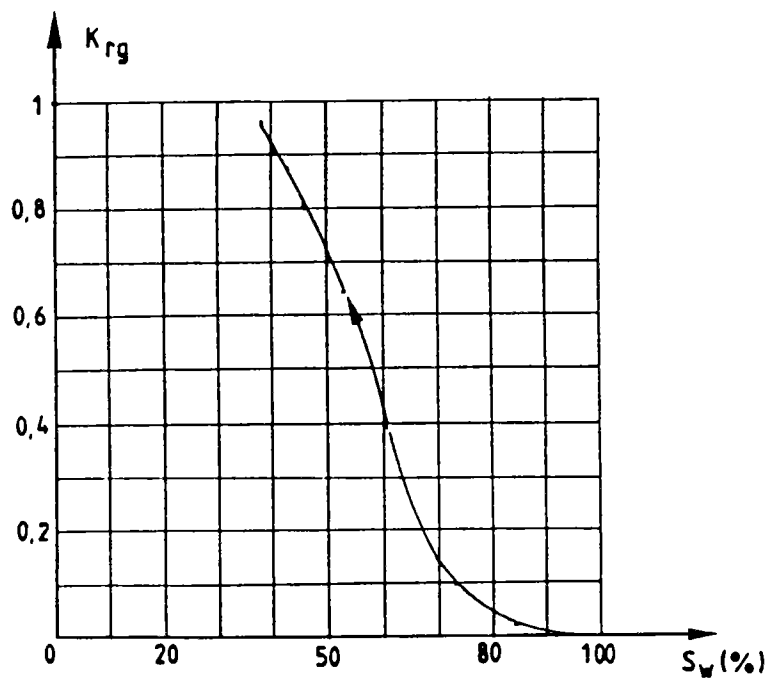


COURBE 'P_f'

Echantillon : CB

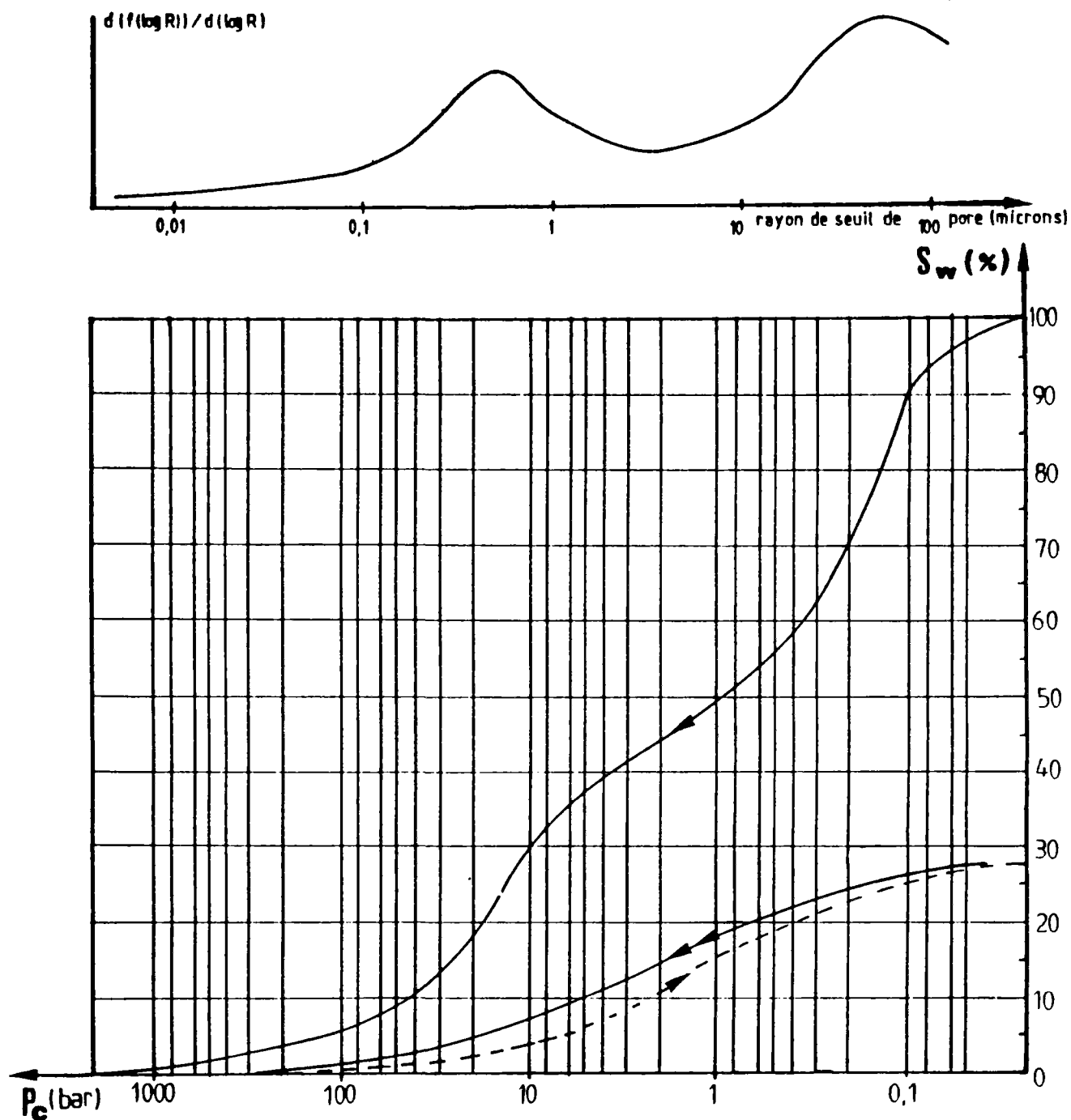


Courbe de perméabilité relative



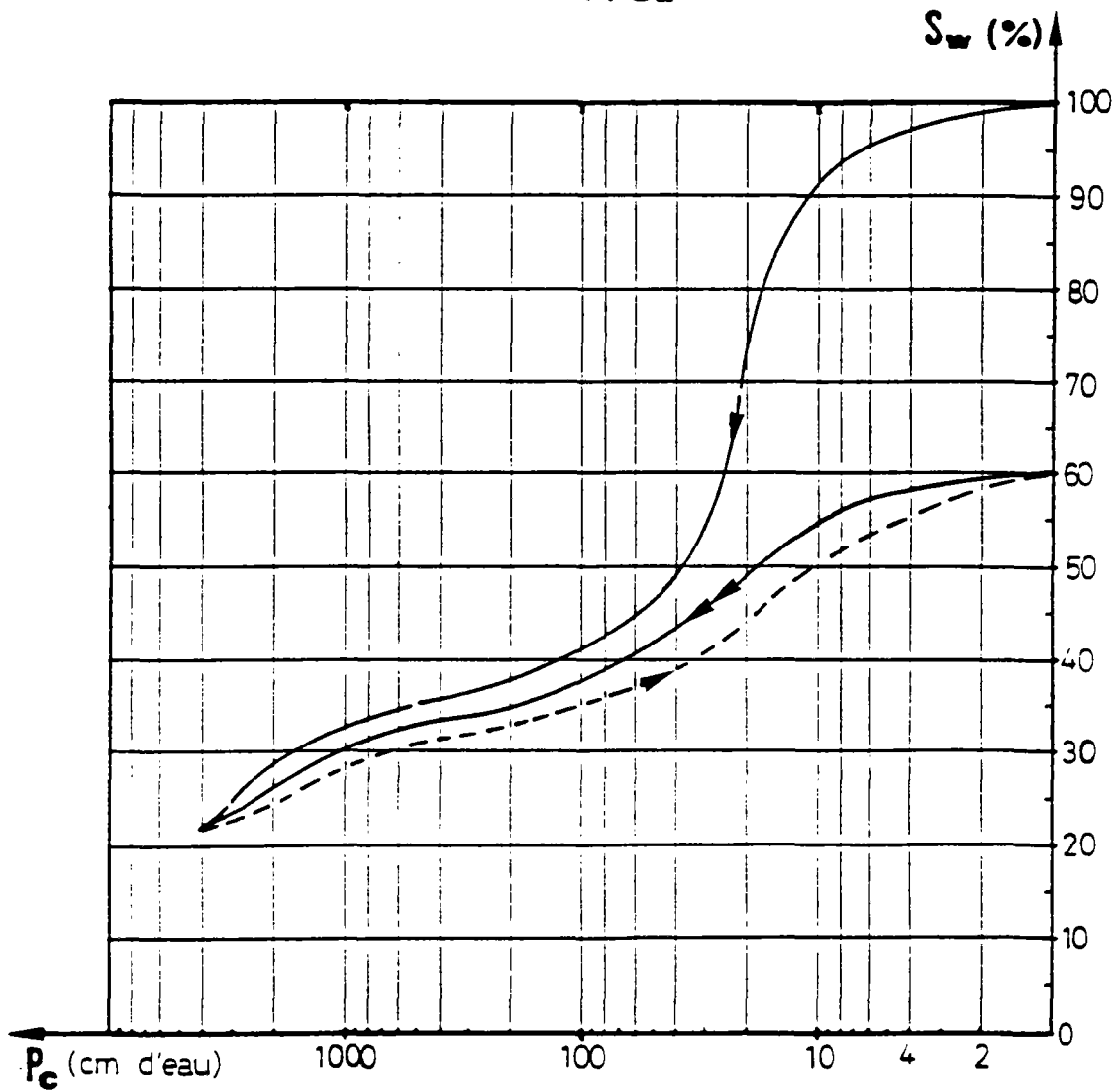
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CE

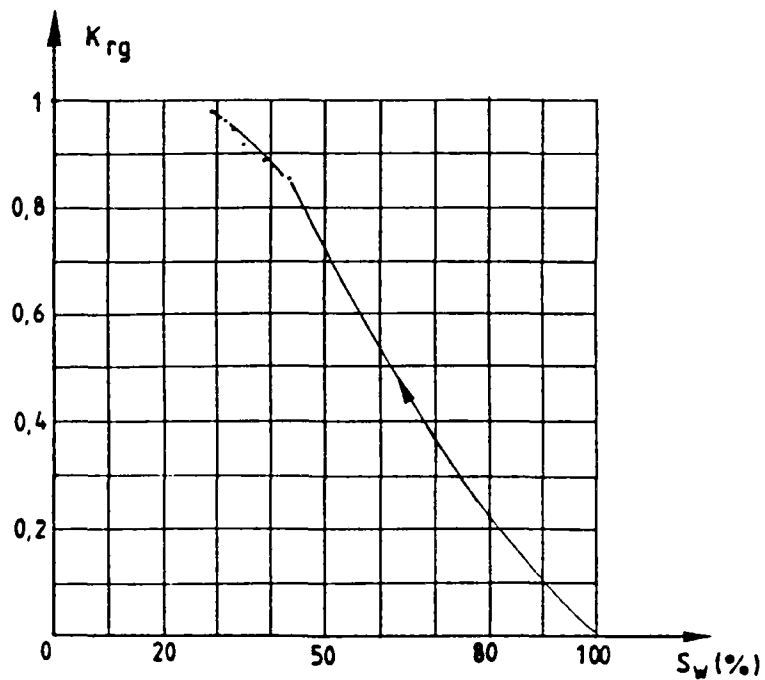


COURBE 'P_f'

Echantillon : CE

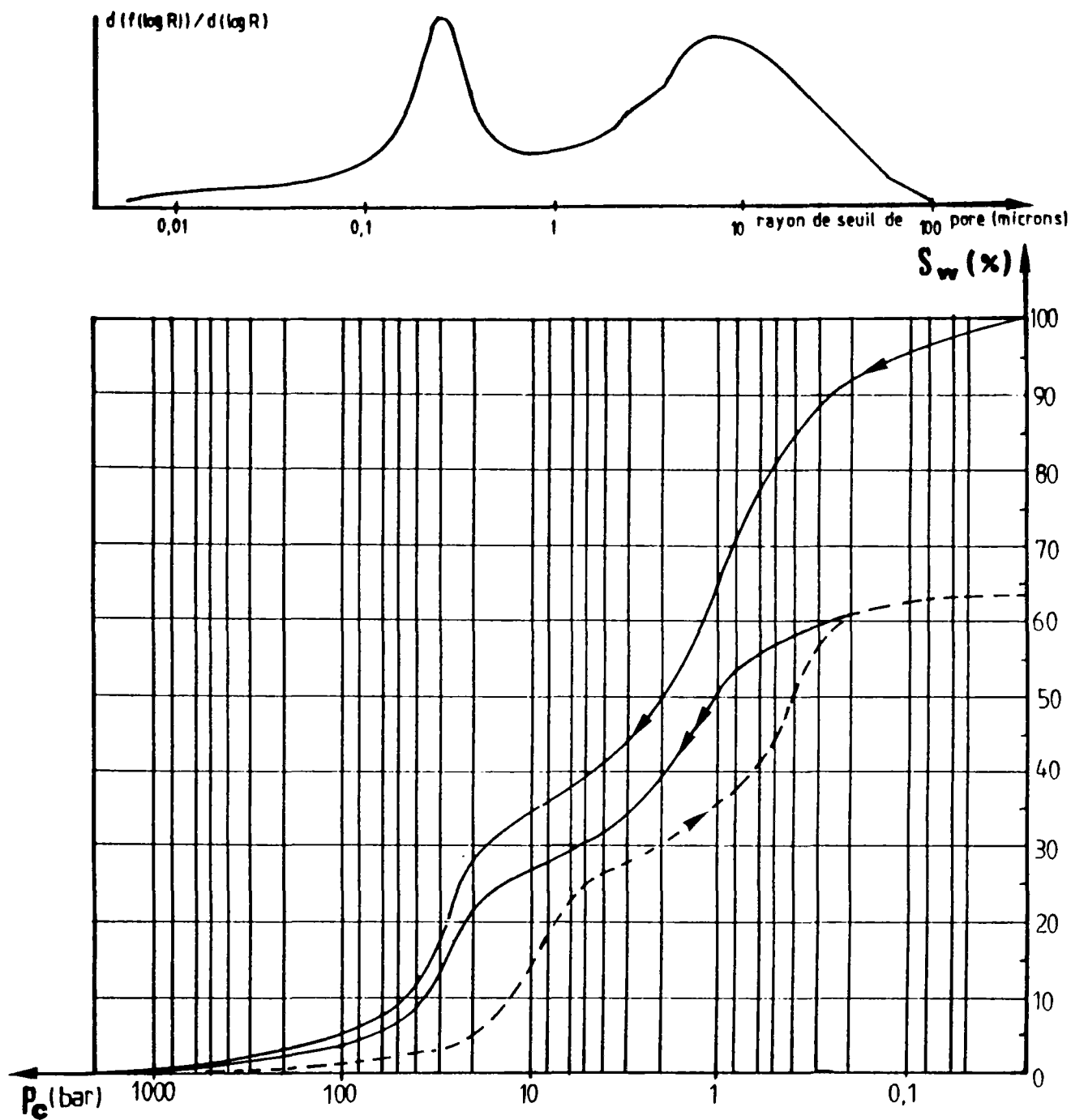


Courbe de perméabilité relative



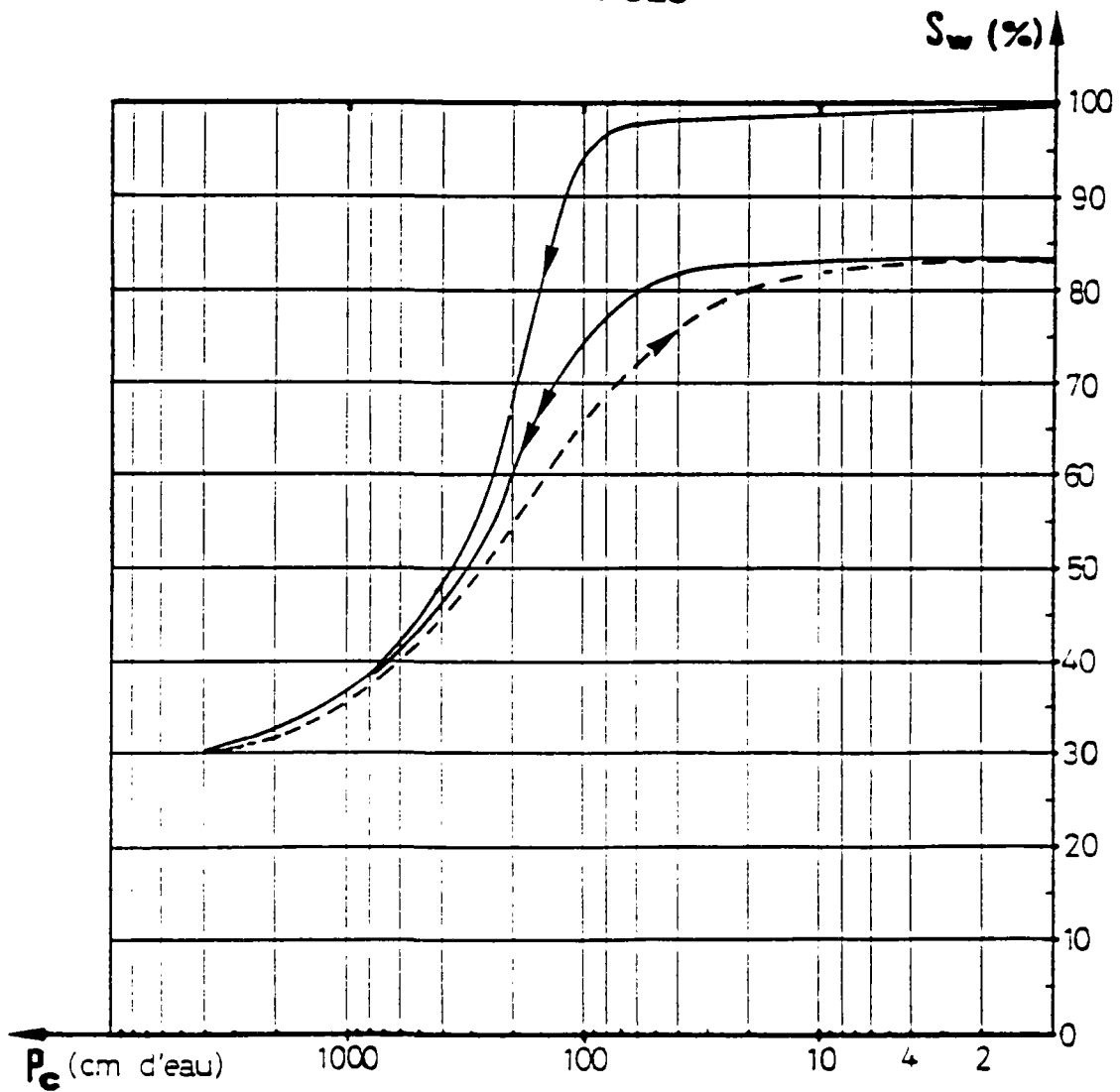
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CES

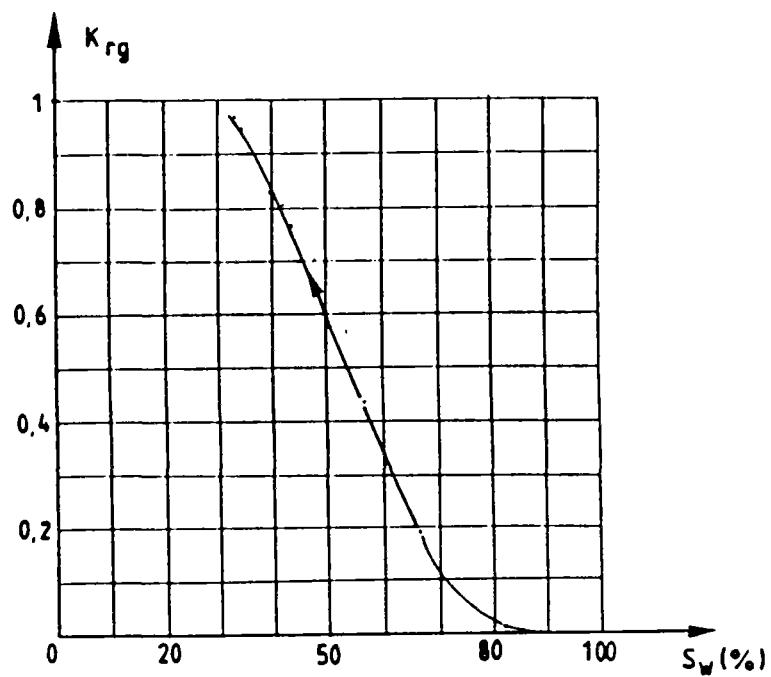


COURBE 'P_f'

Echantillon : CES

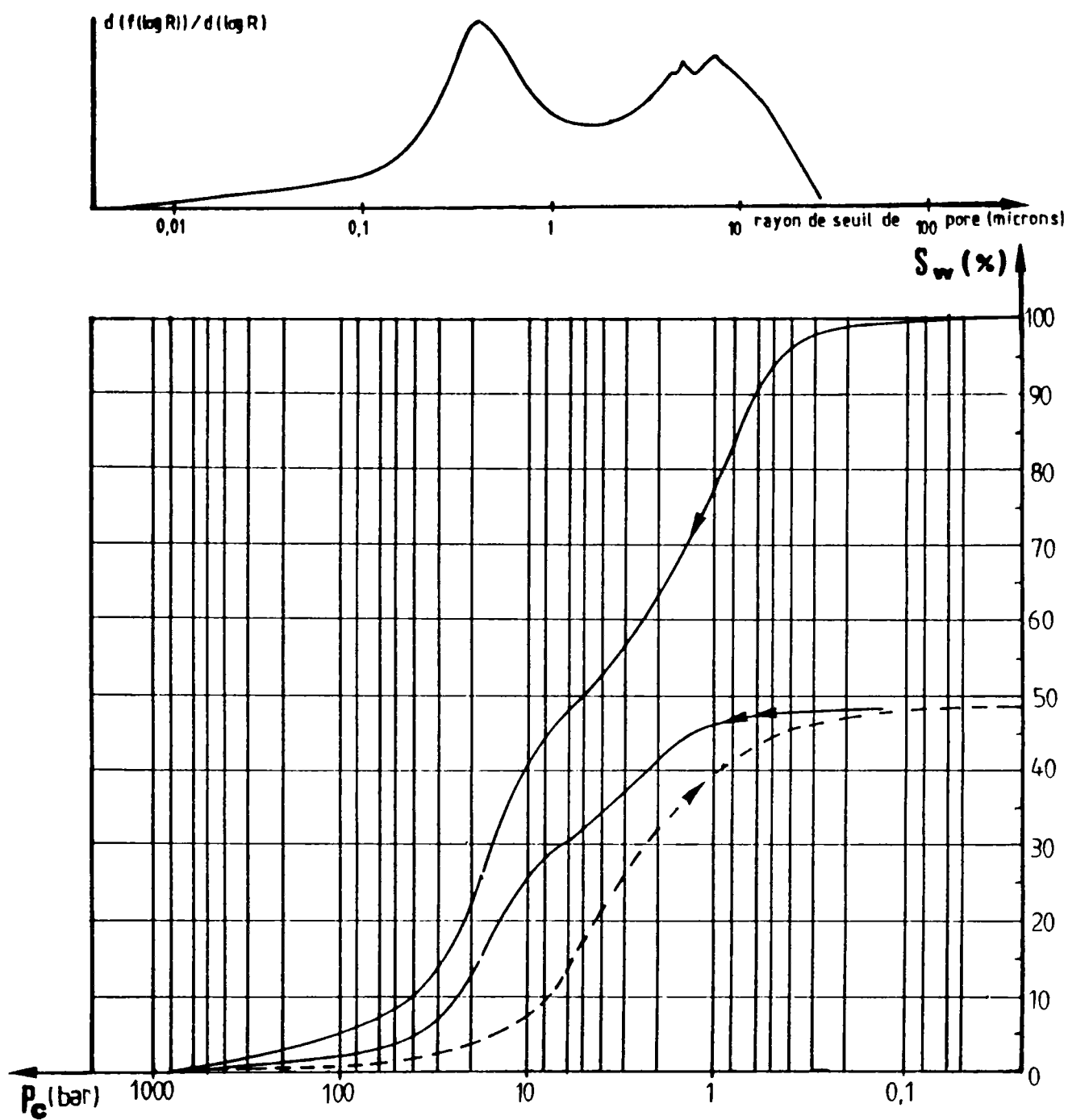


Courbe de perméabilité relative



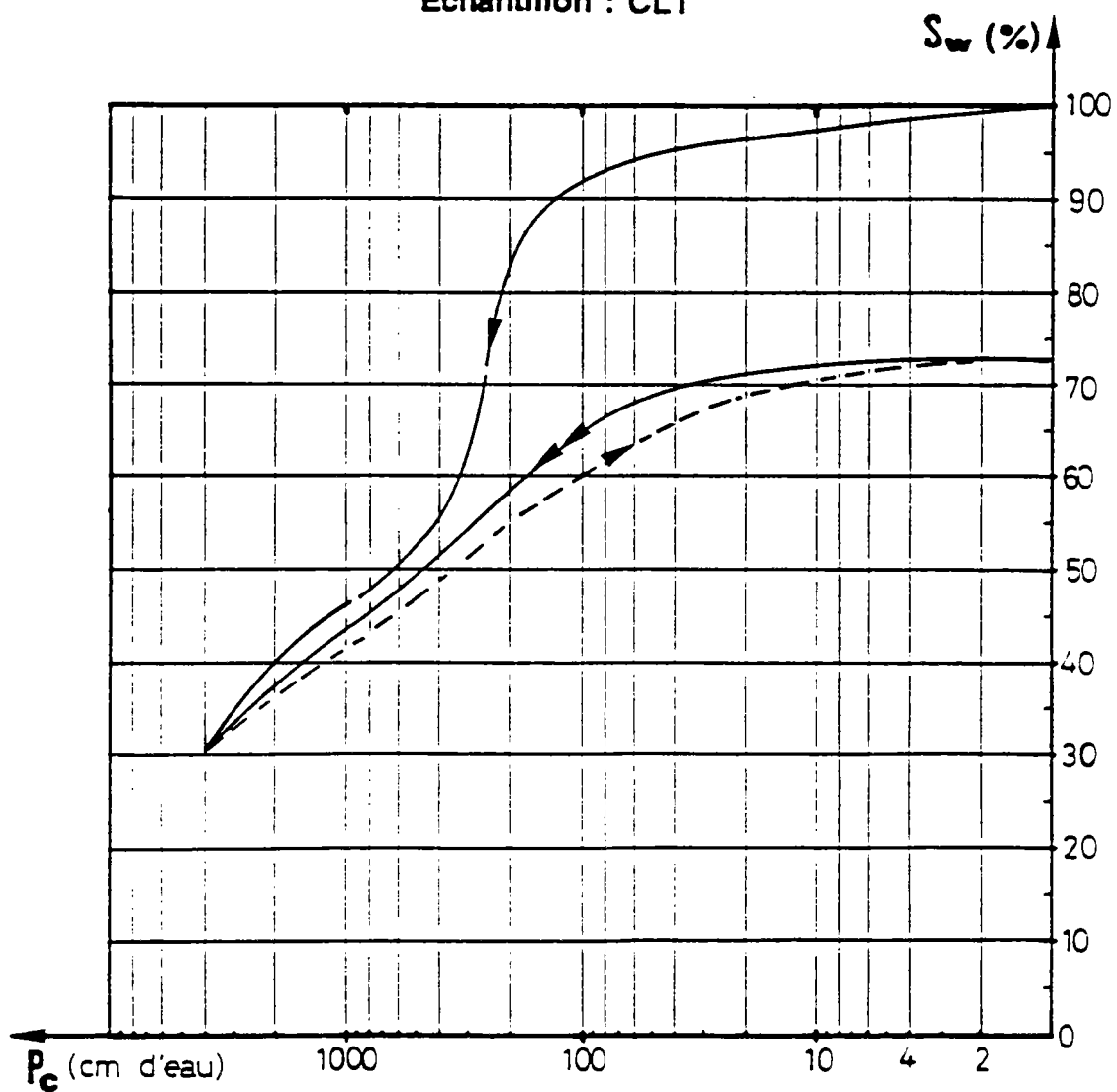
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CL1

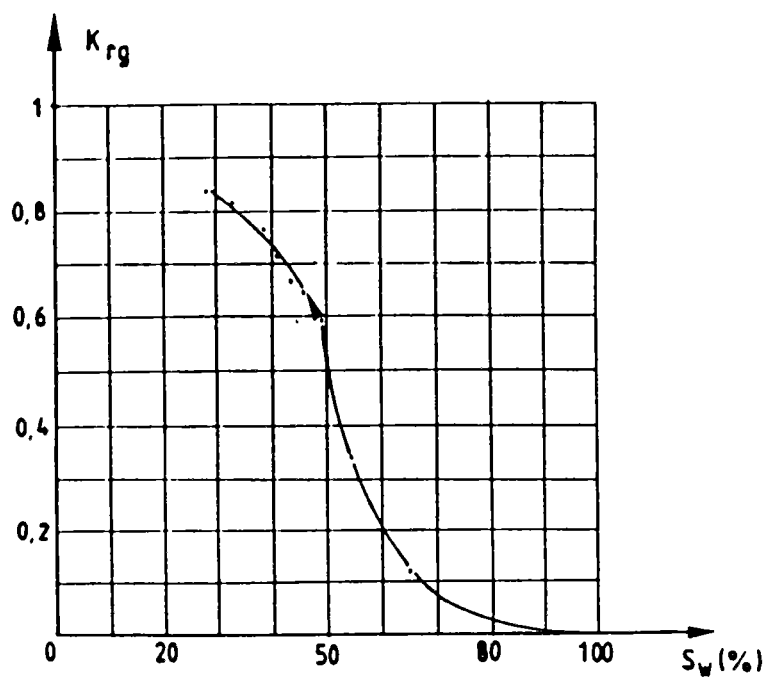


COURBE 'P_f'

Echantillon : CL1

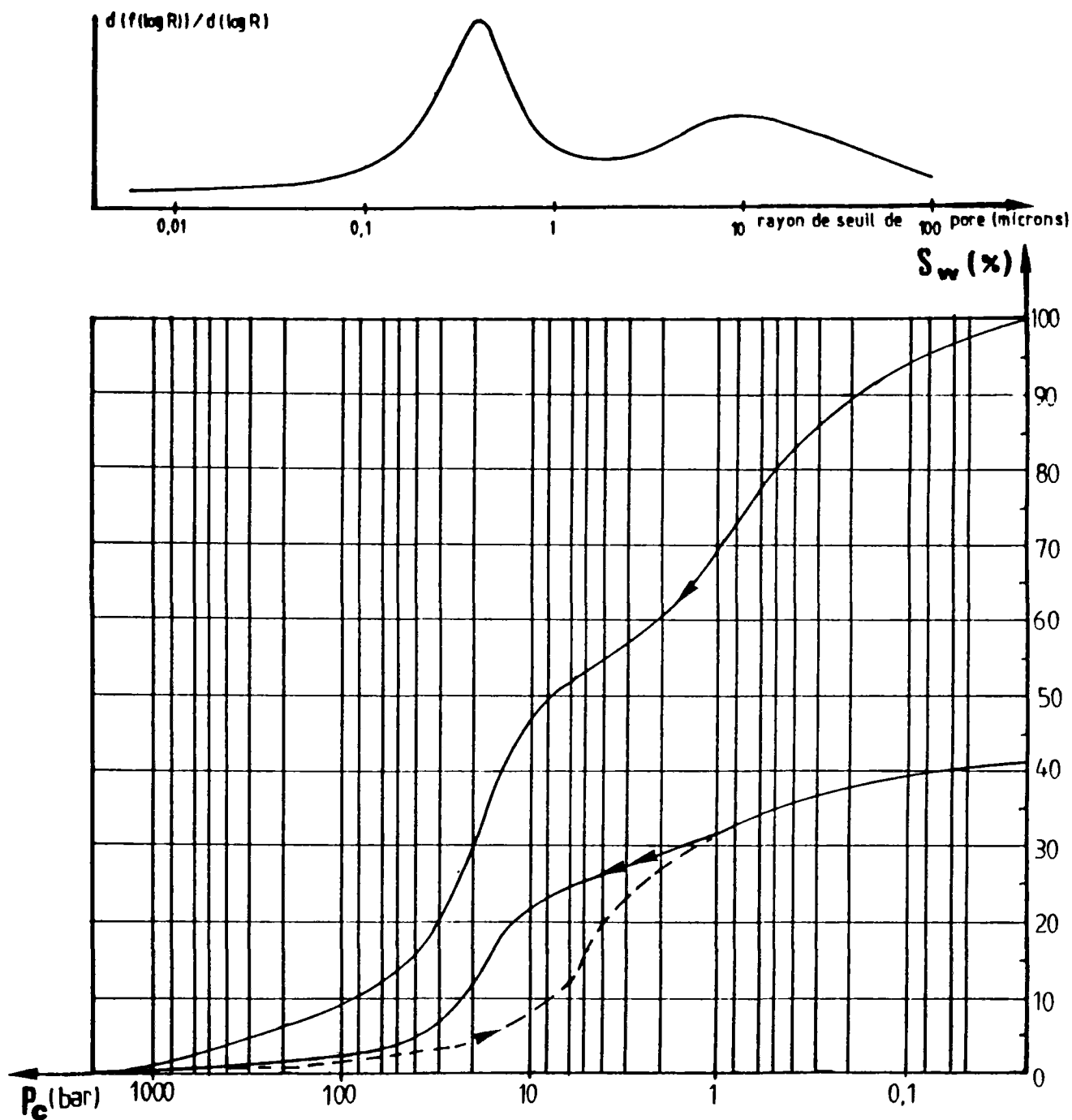


Courbe de perméabilité relative



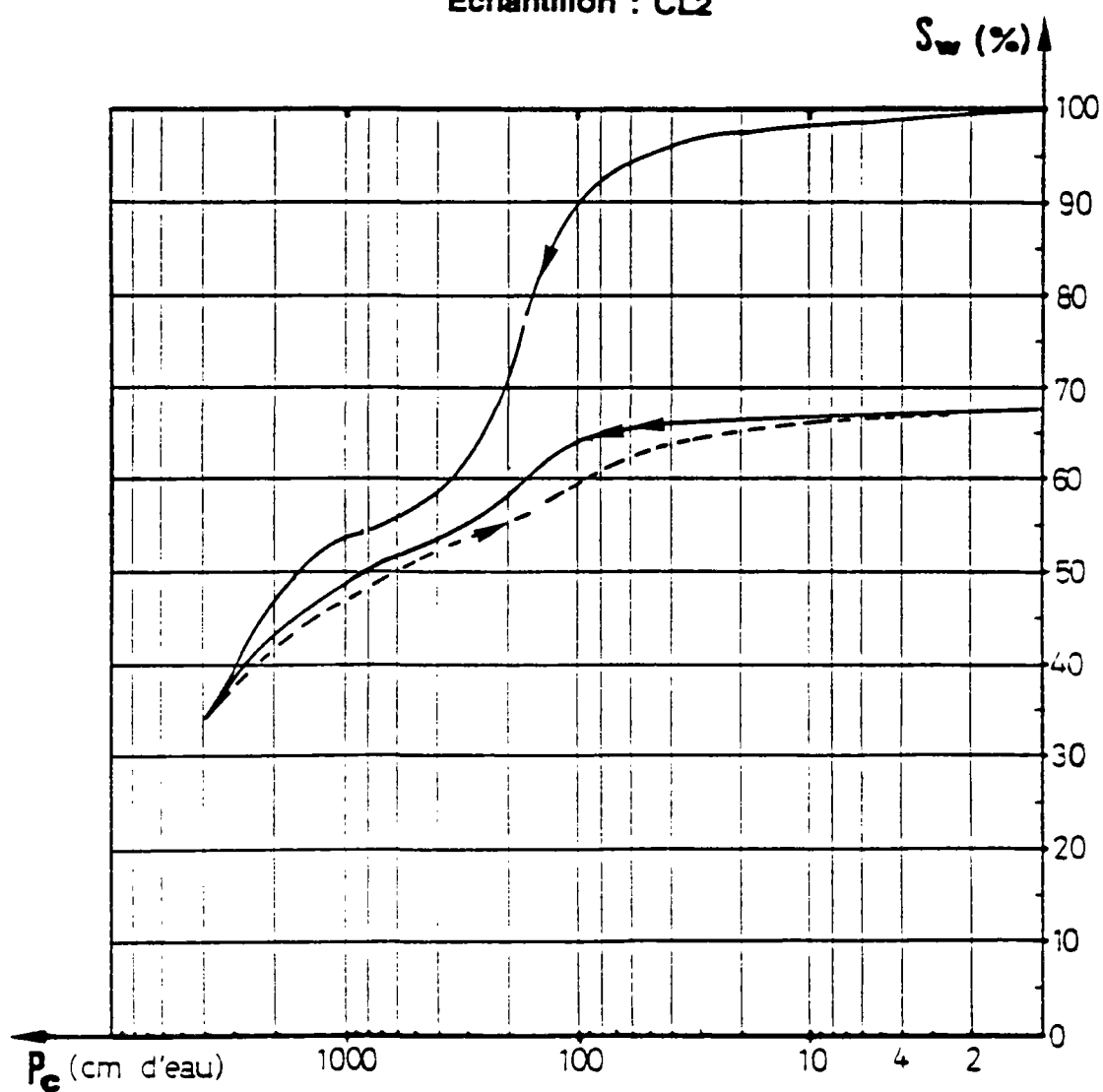
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CL2

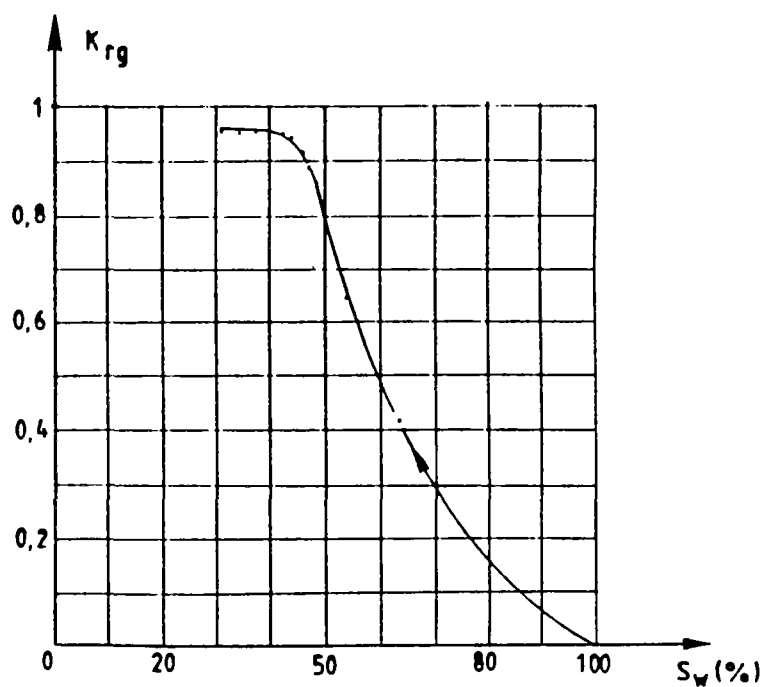


COURBE 'P_f'

Echantillon : CL2

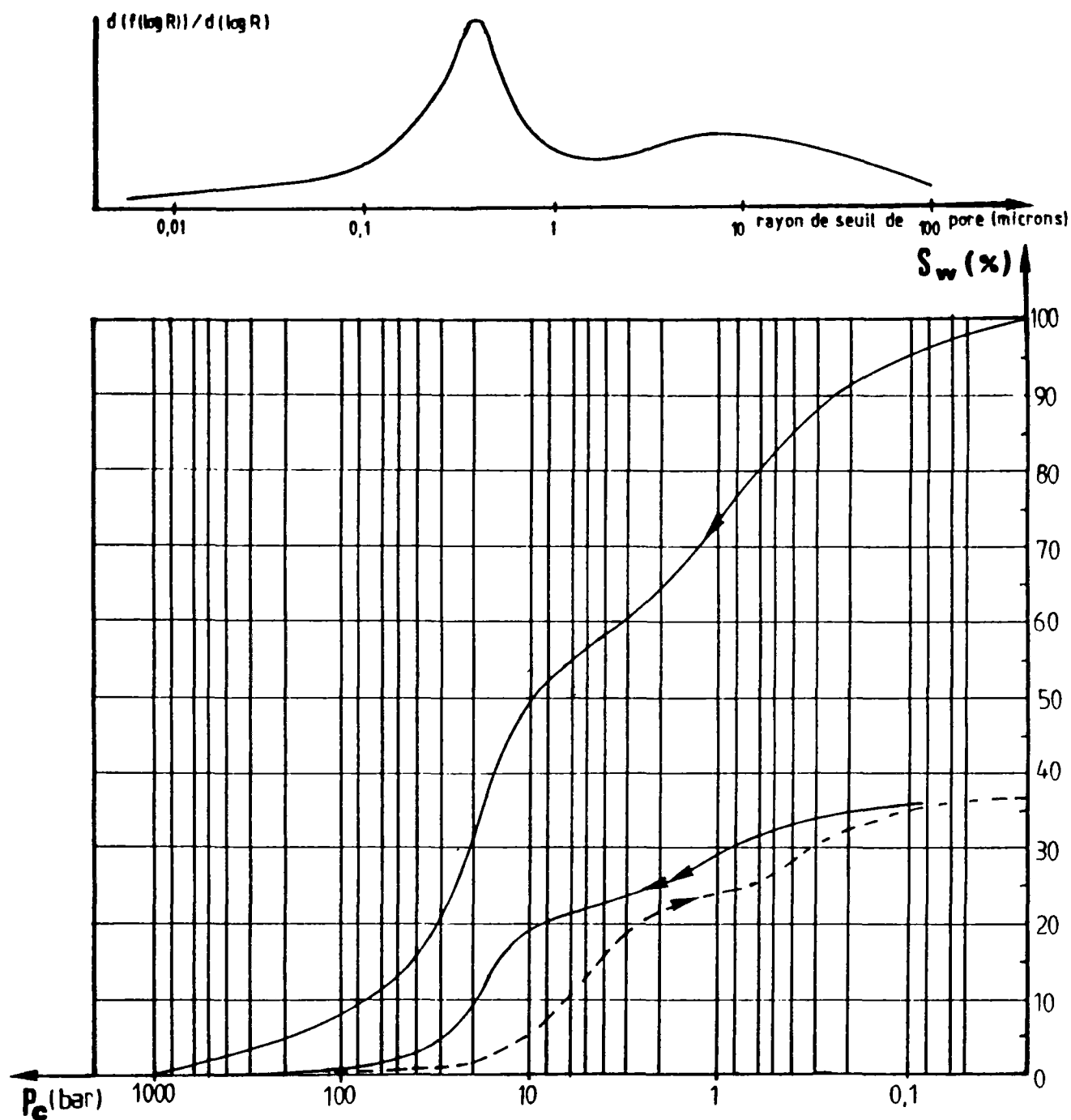


Courbe de perméabilité relative



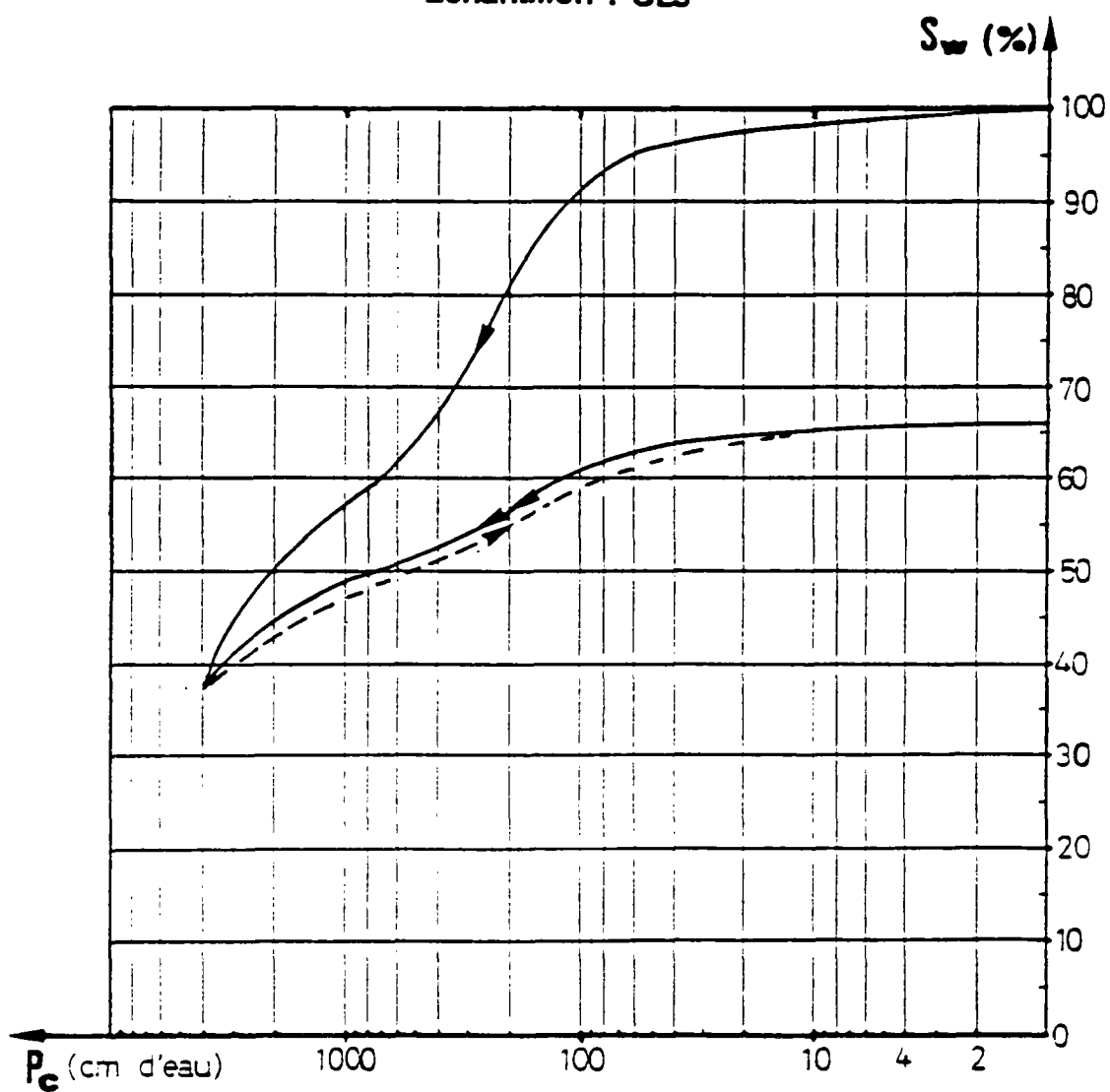
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CL3

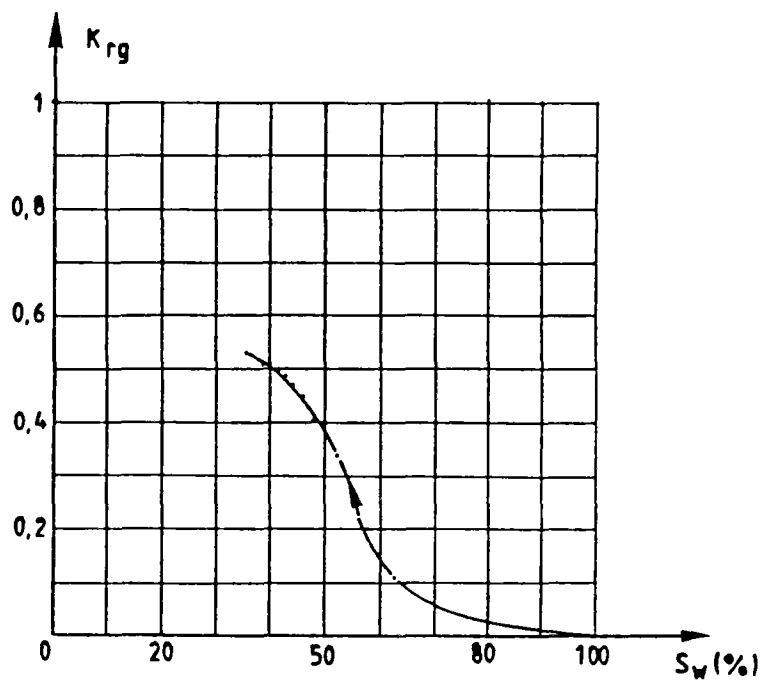


COURBE 'P_f'

Echantillon : CL3

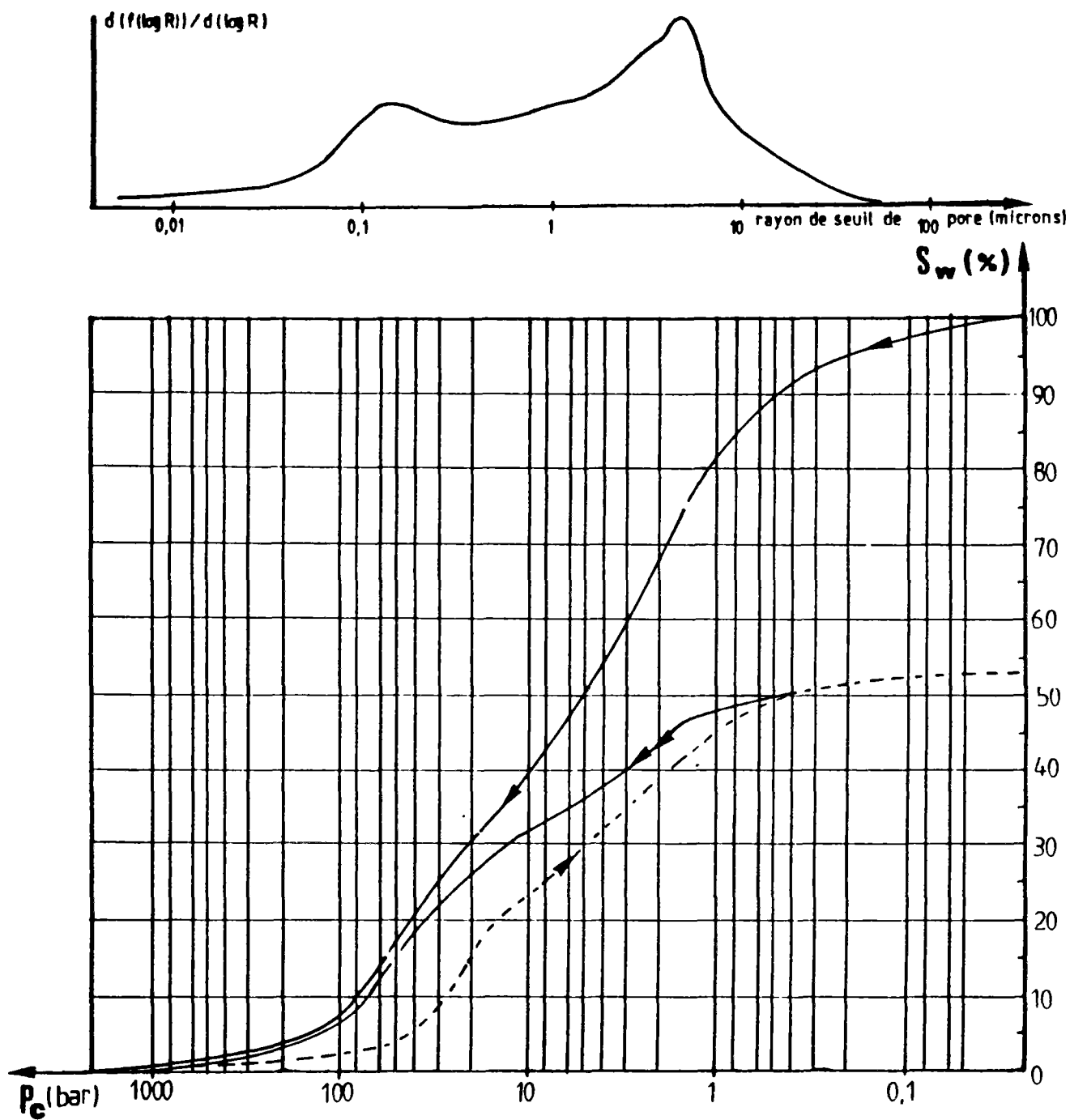


Courbe de perméabilité relative



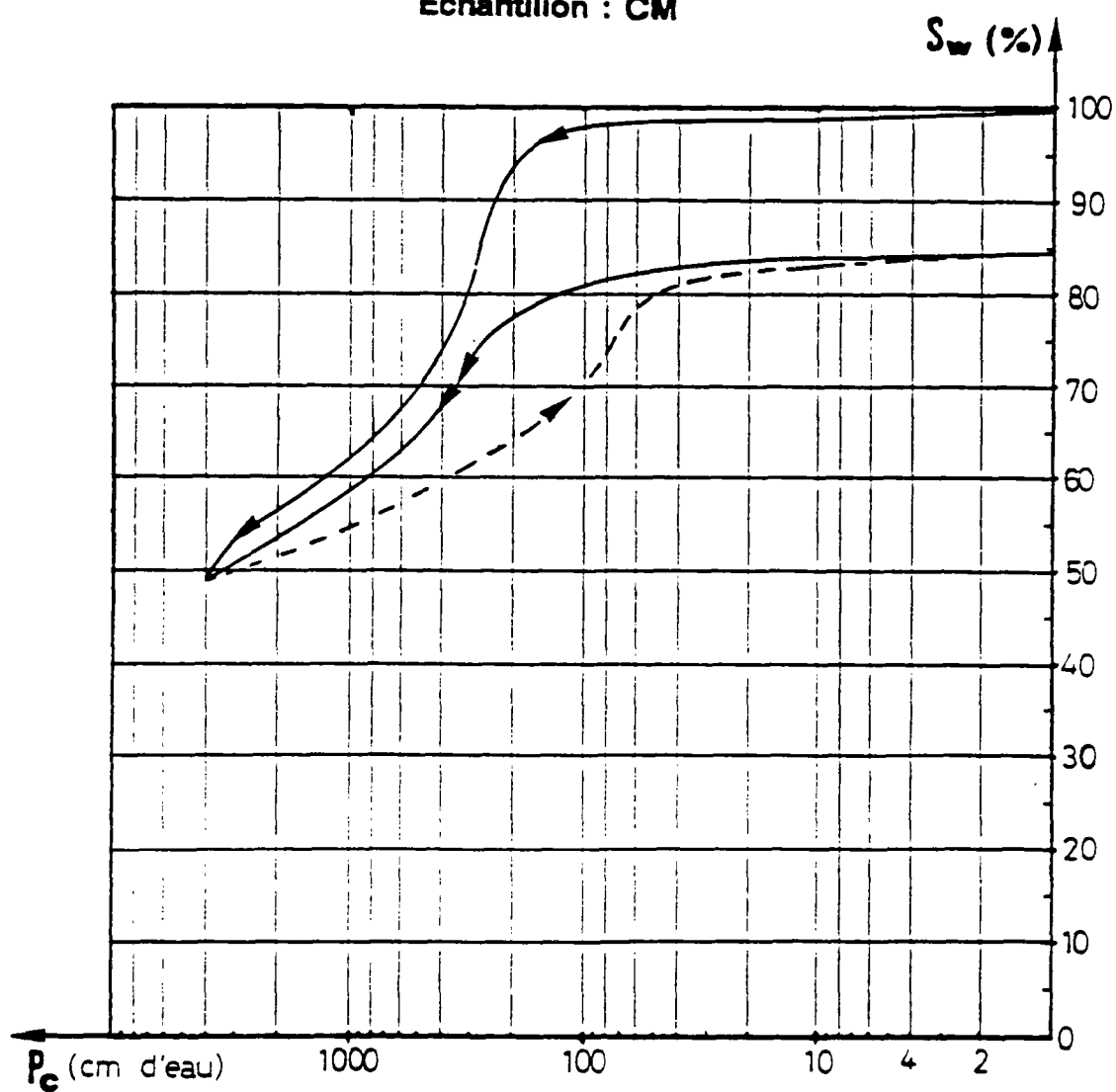
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CM

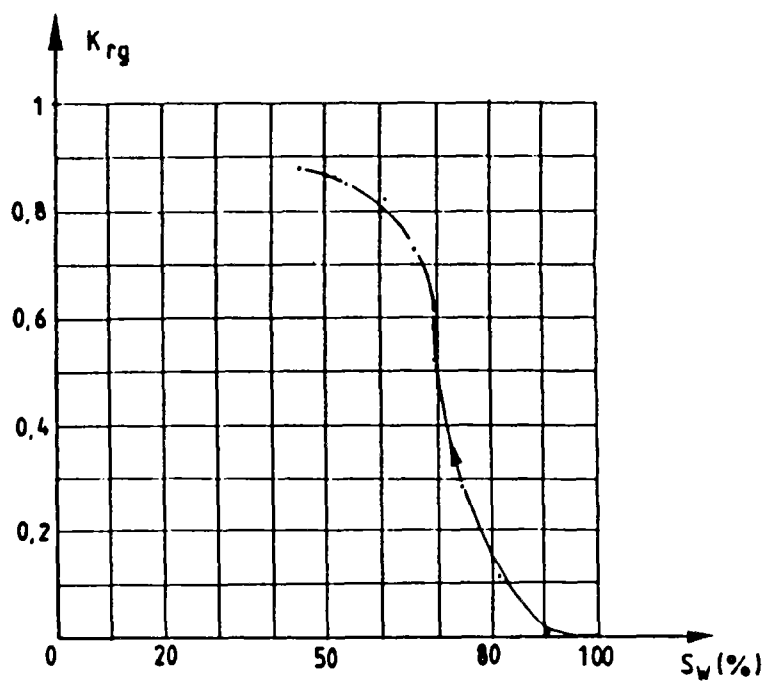


COURBE 'P_f'

Echantillon : CM

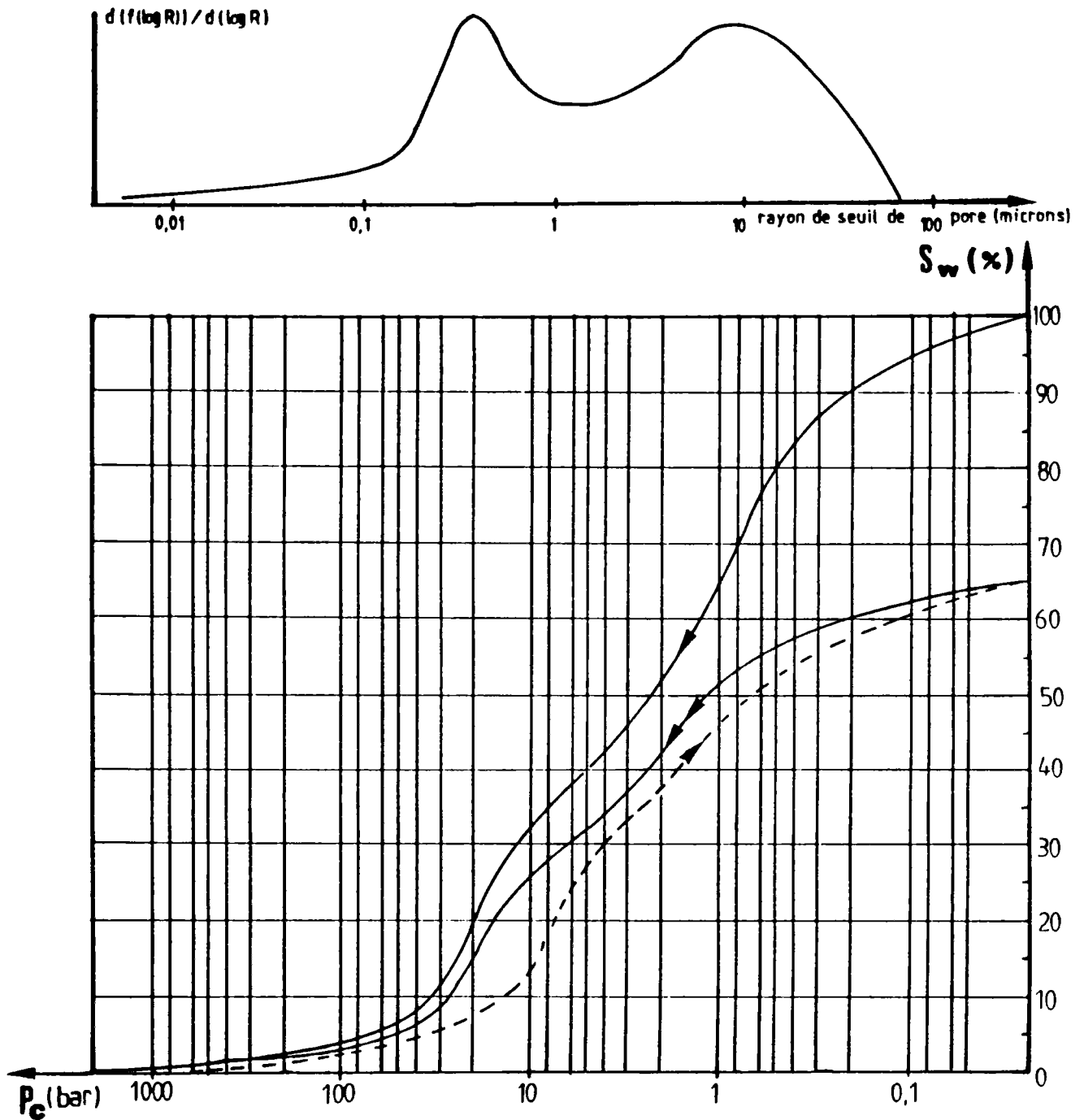


Courbe de perméabilité relative



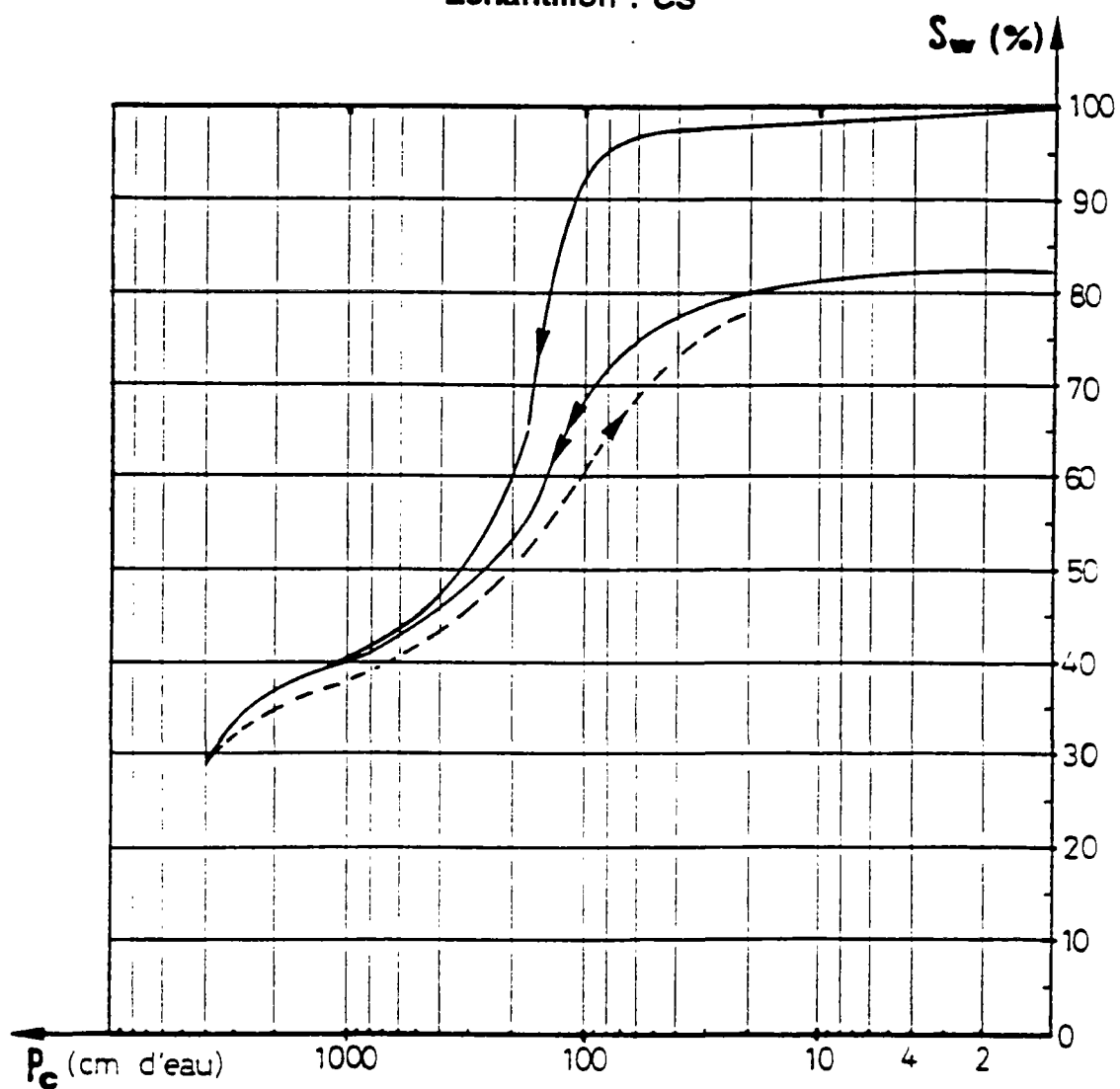
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CS

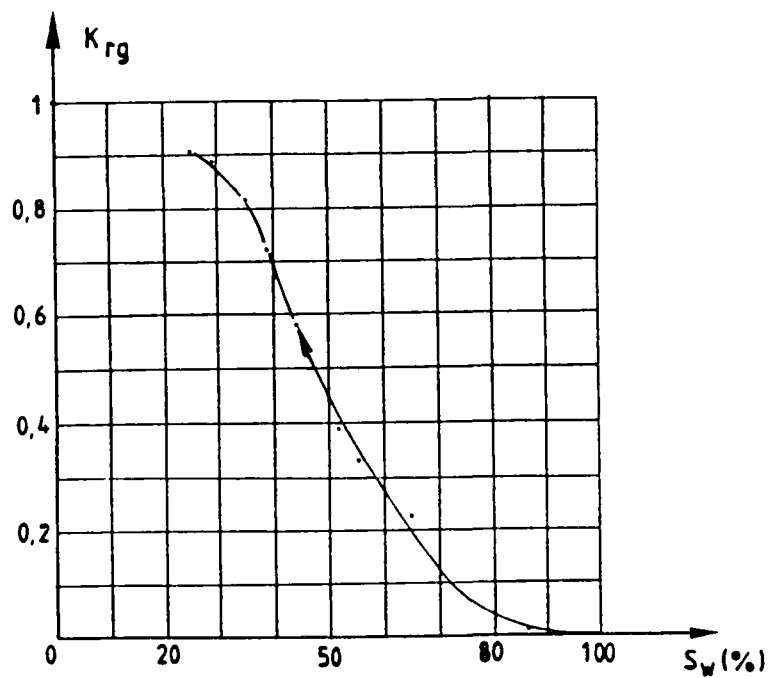


COURBE 'P_f'

Echantillon : CS

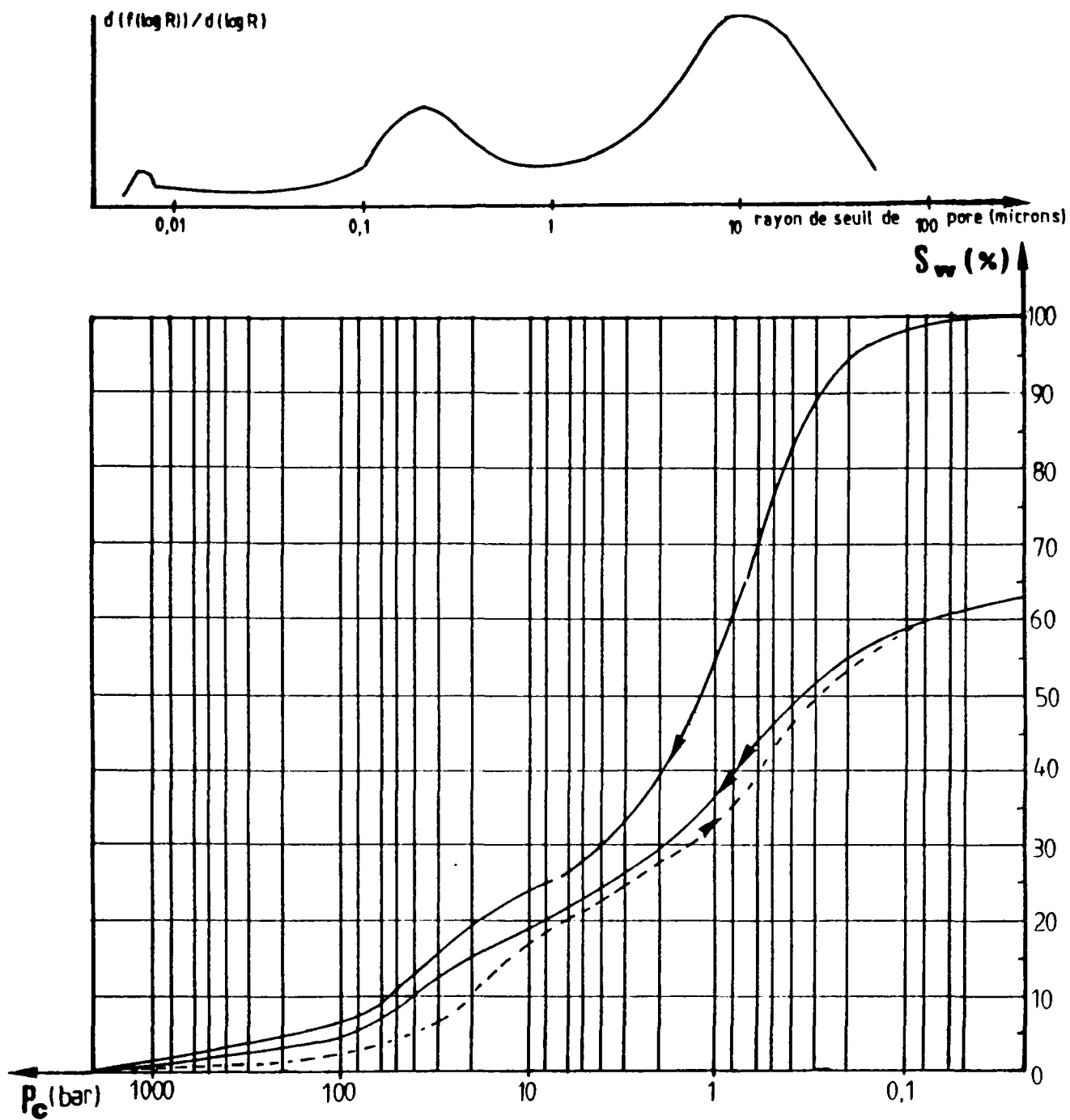


Courbe de perméabilité relative



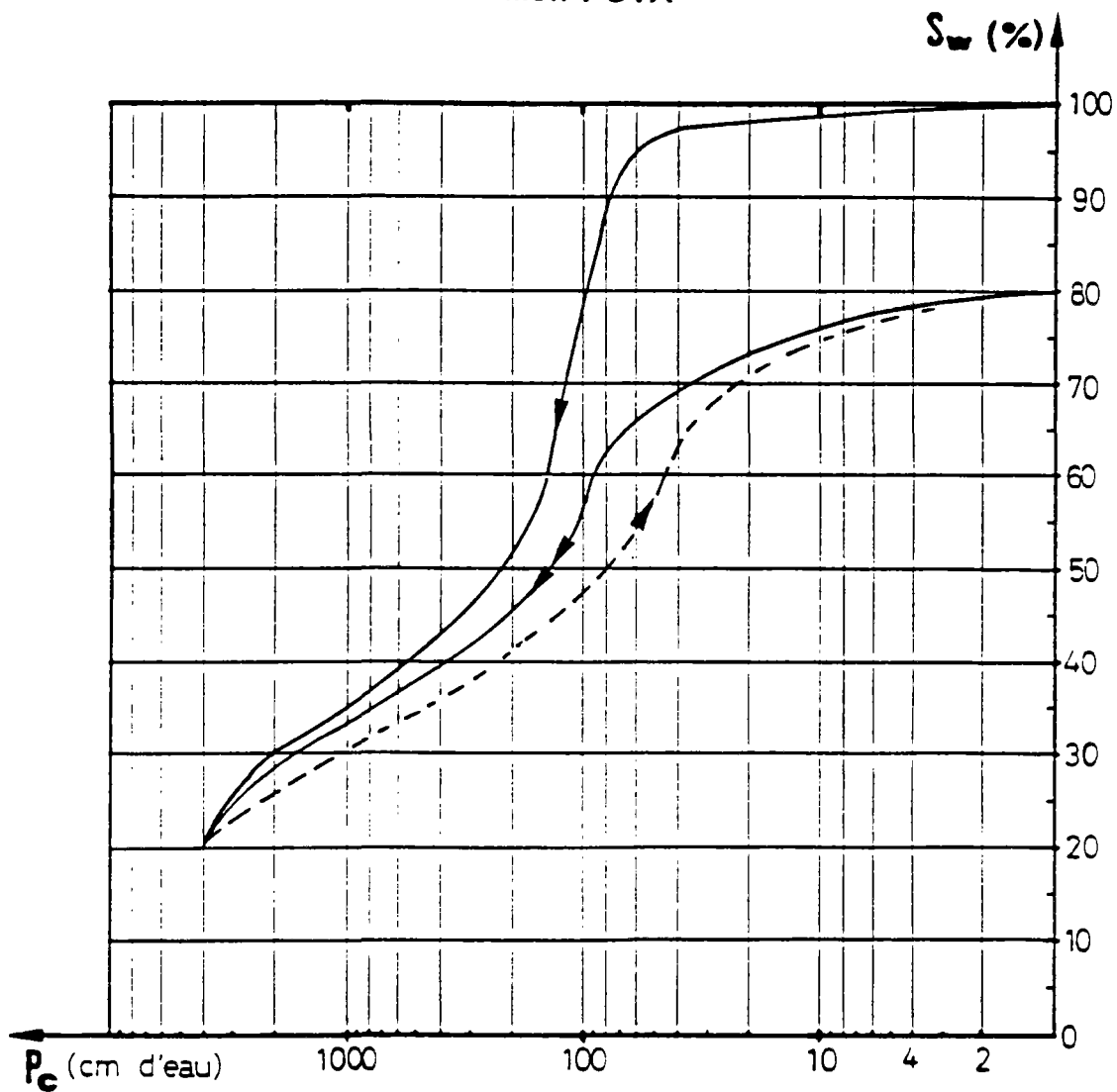
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CVA

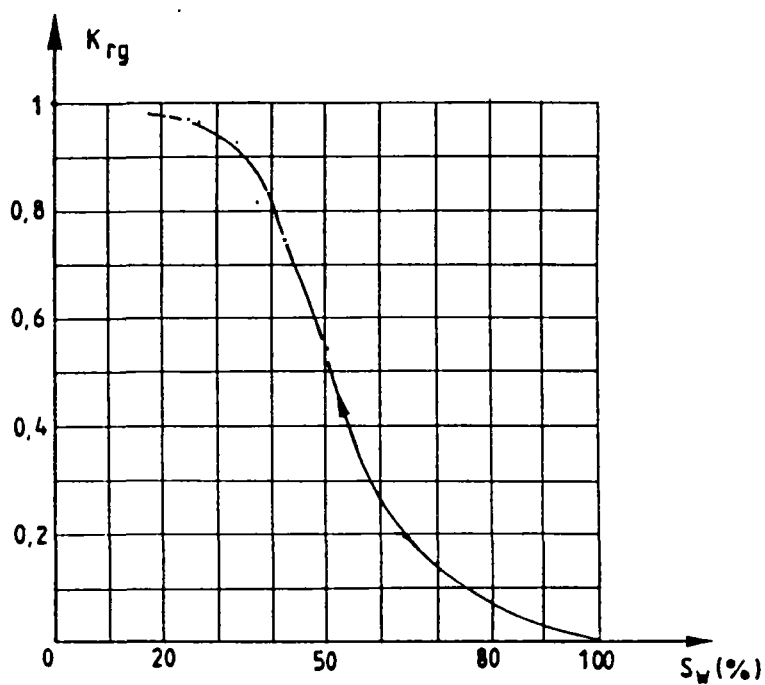


COURBE 'P_f'

Echantillon : CVA

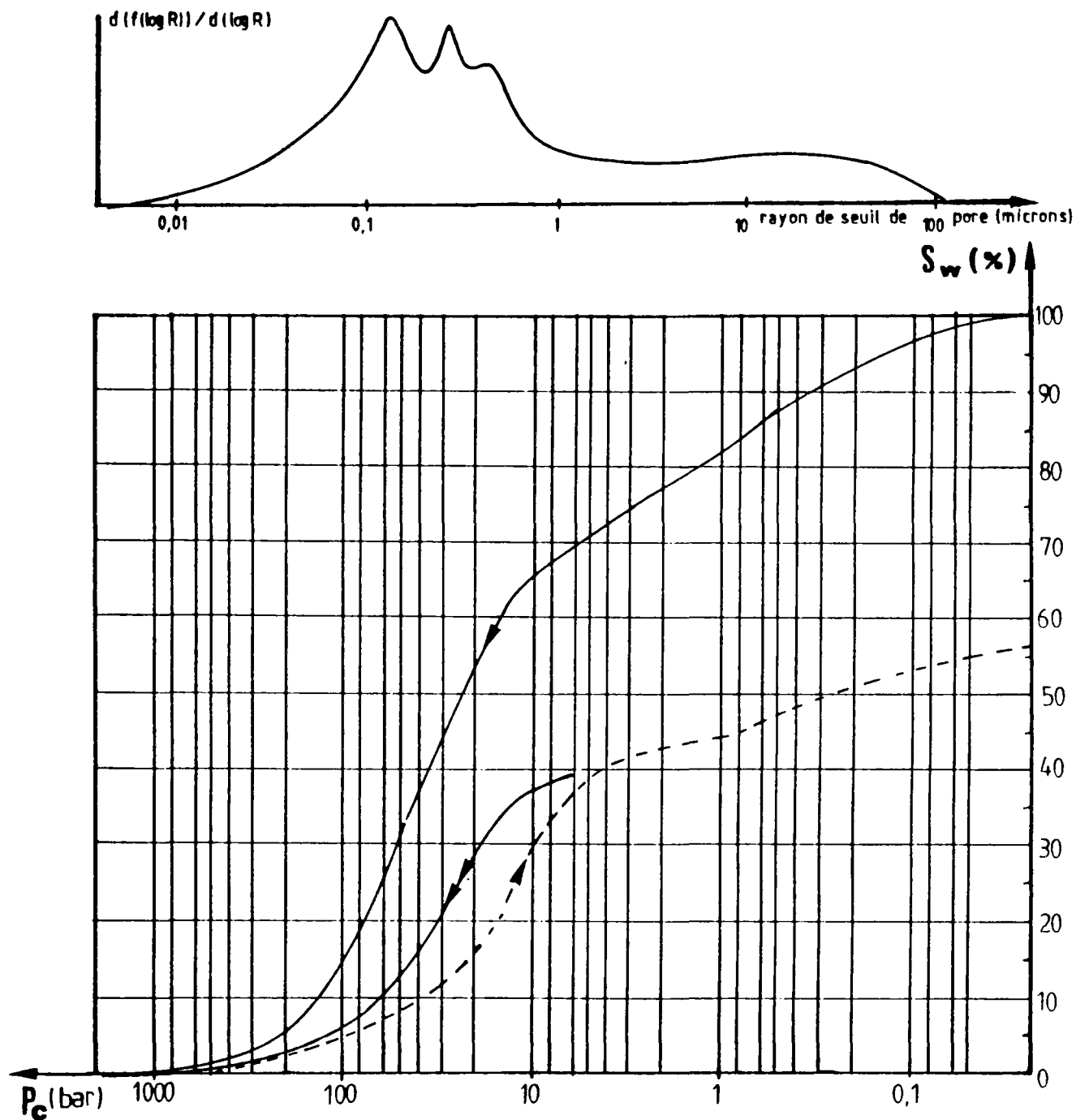


Courbe de perméabilité relative



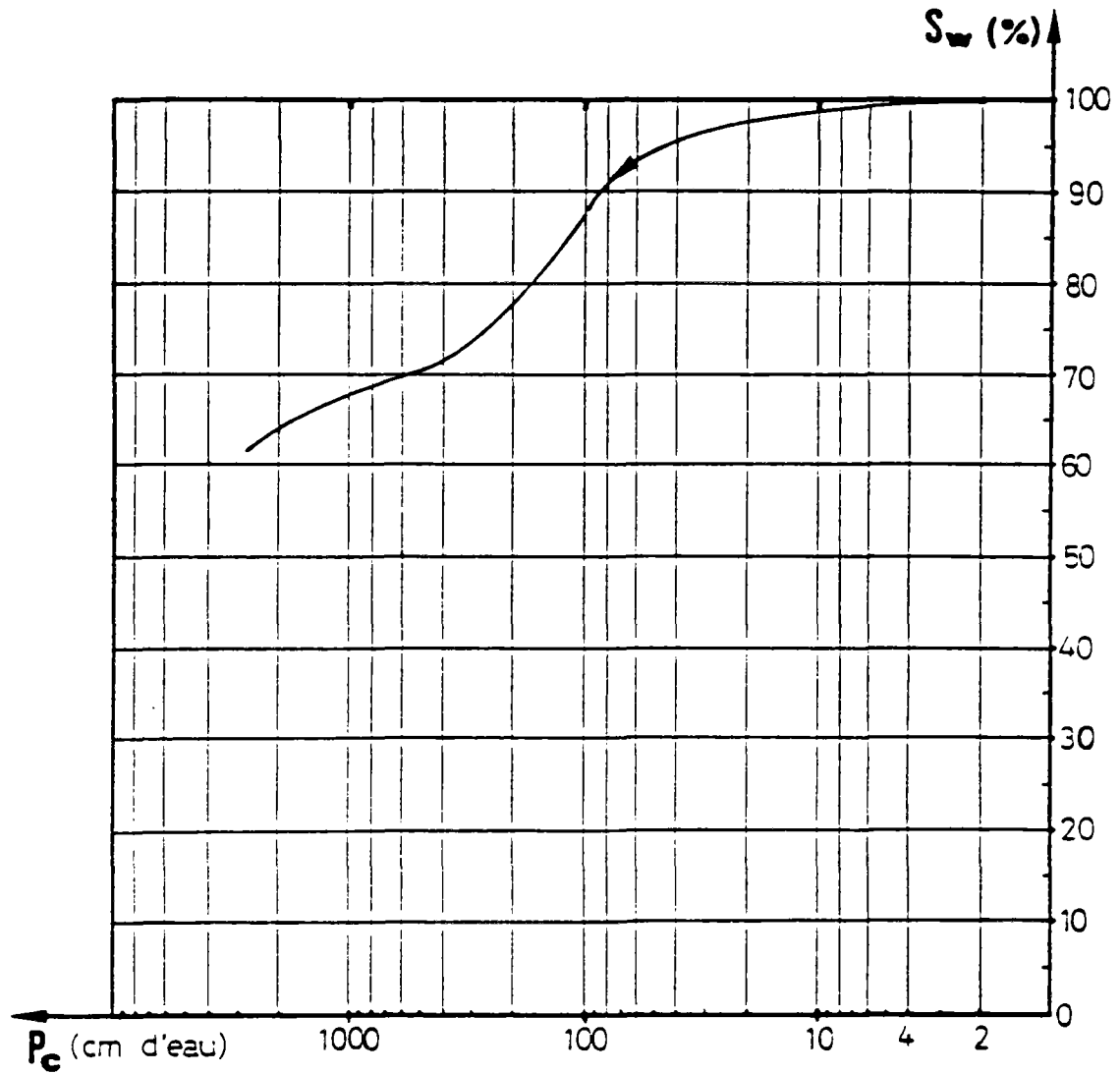
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CV1

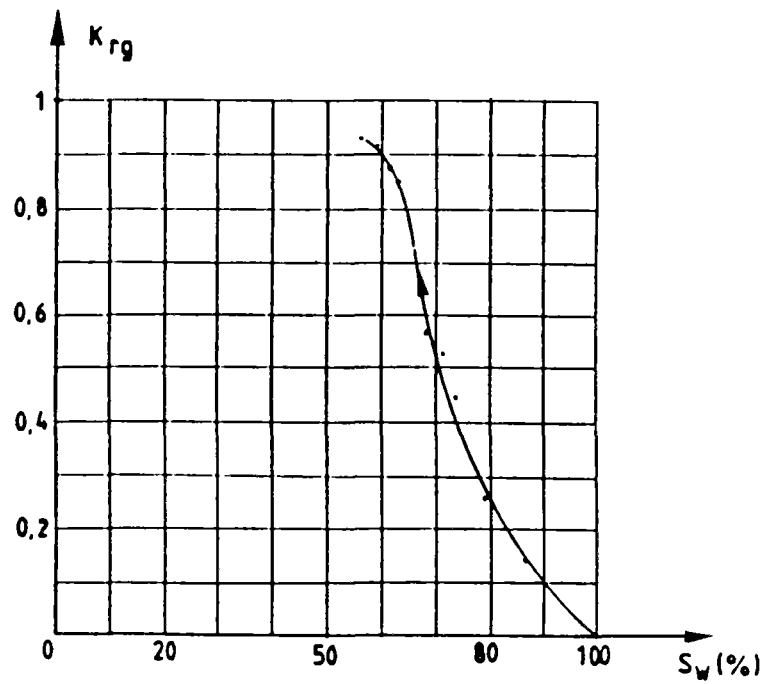


COURBE 'P_f'

Echantillon : CV1

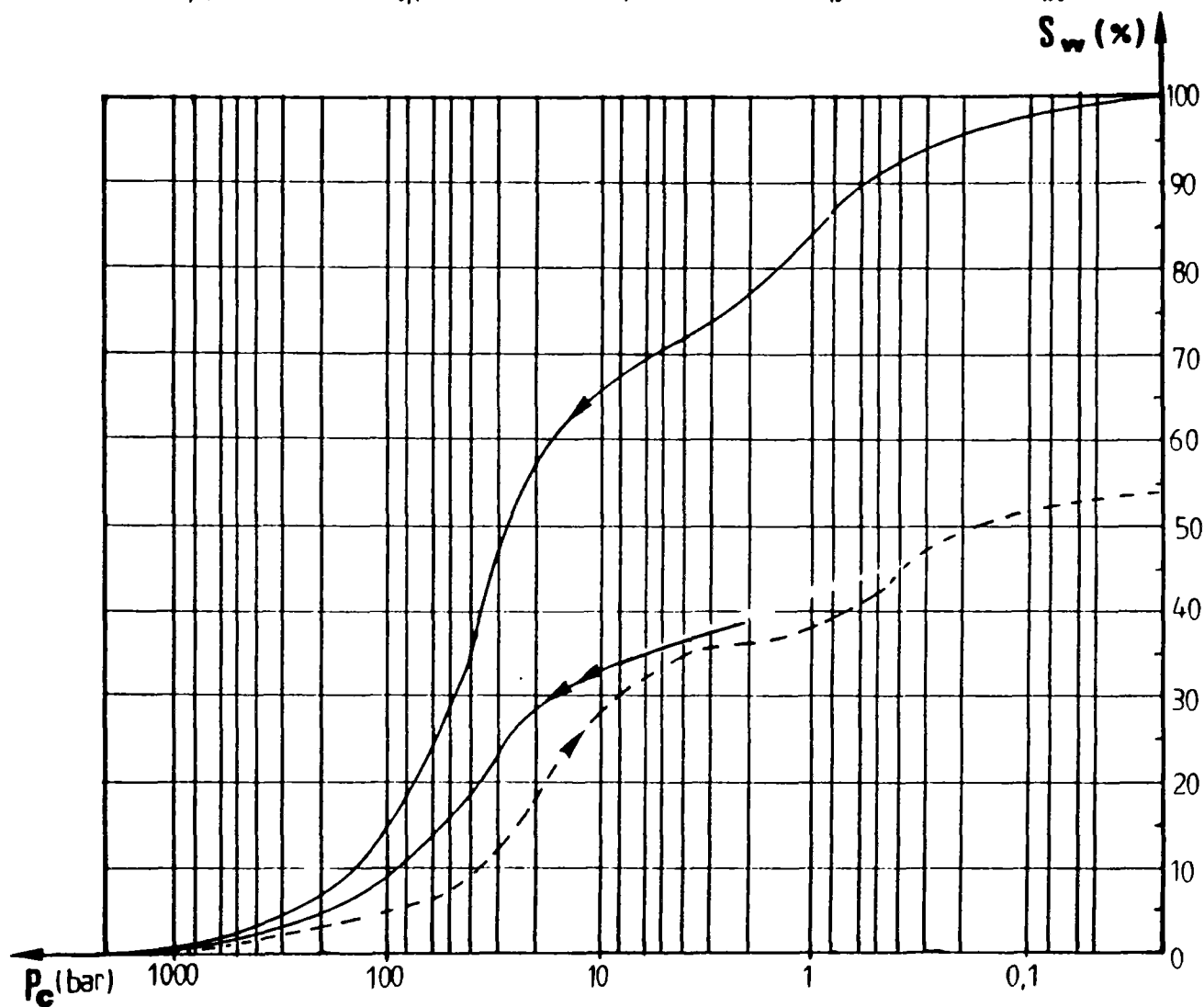
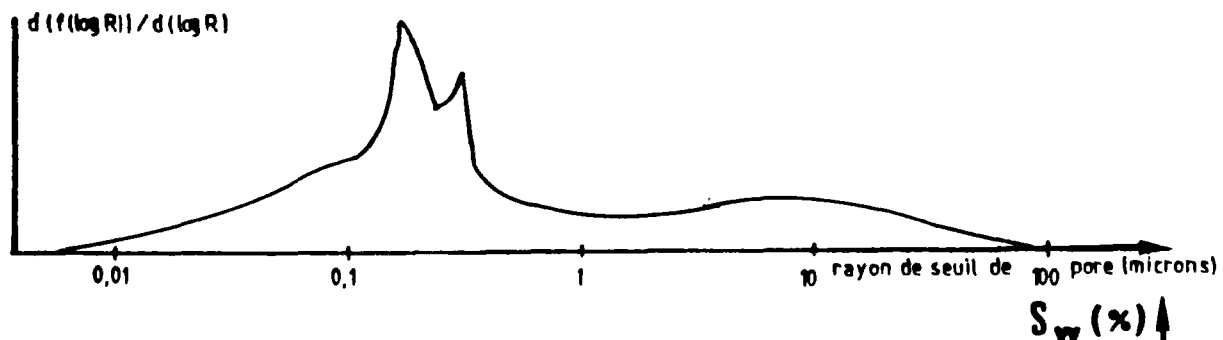


Courbe de perméabilité relative



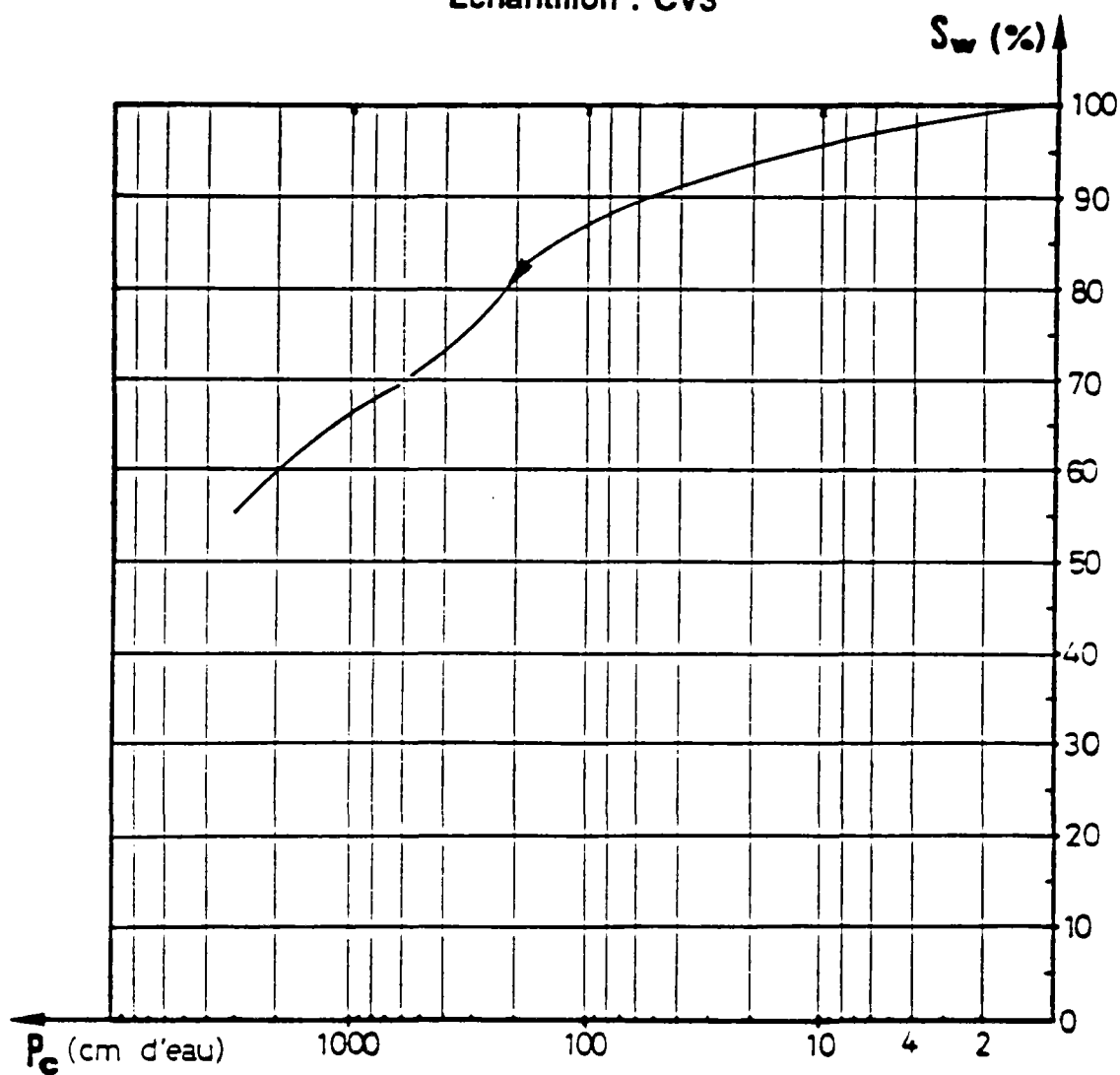
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CV3

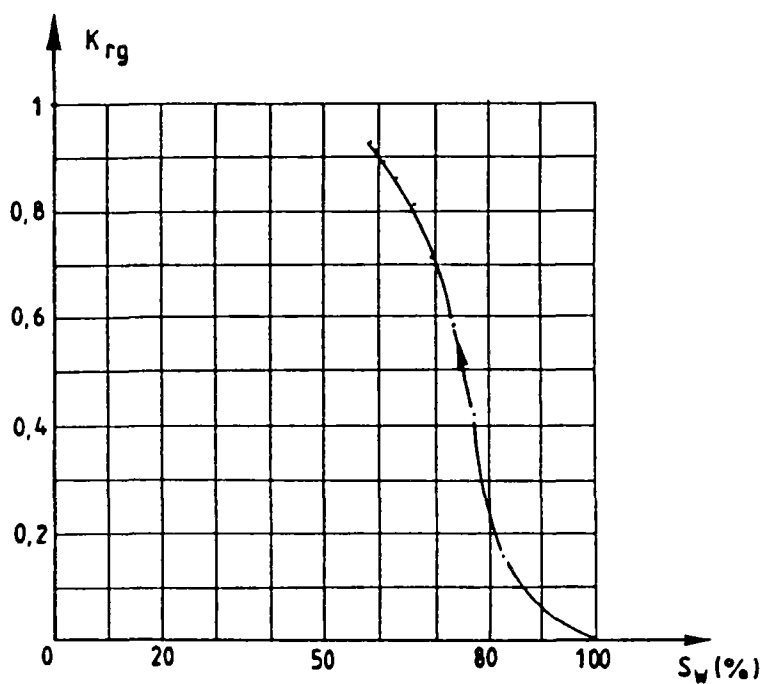


COURBE 'P_f'

Echantillon : CV3

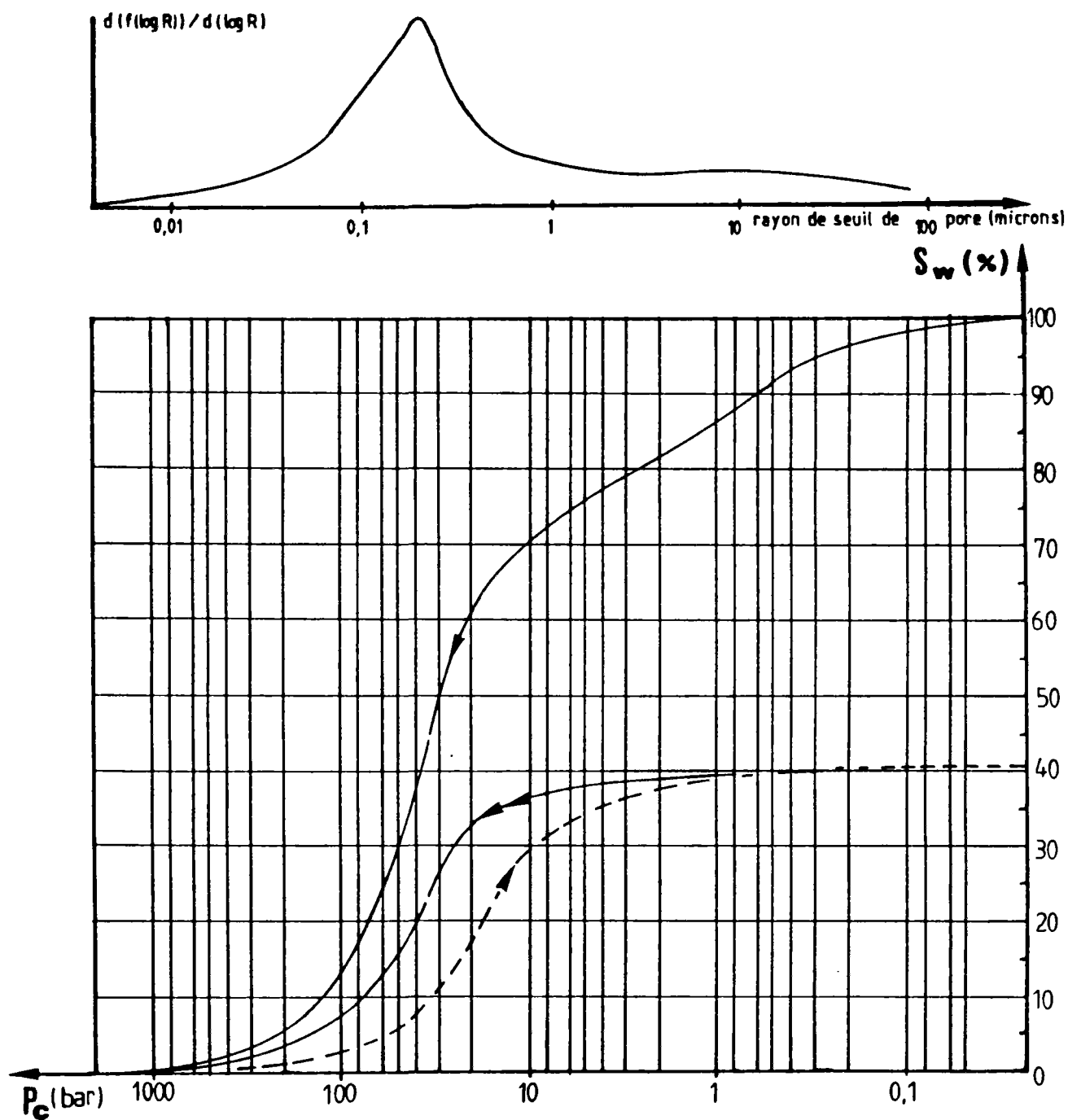


Courbe de perméabilité relative



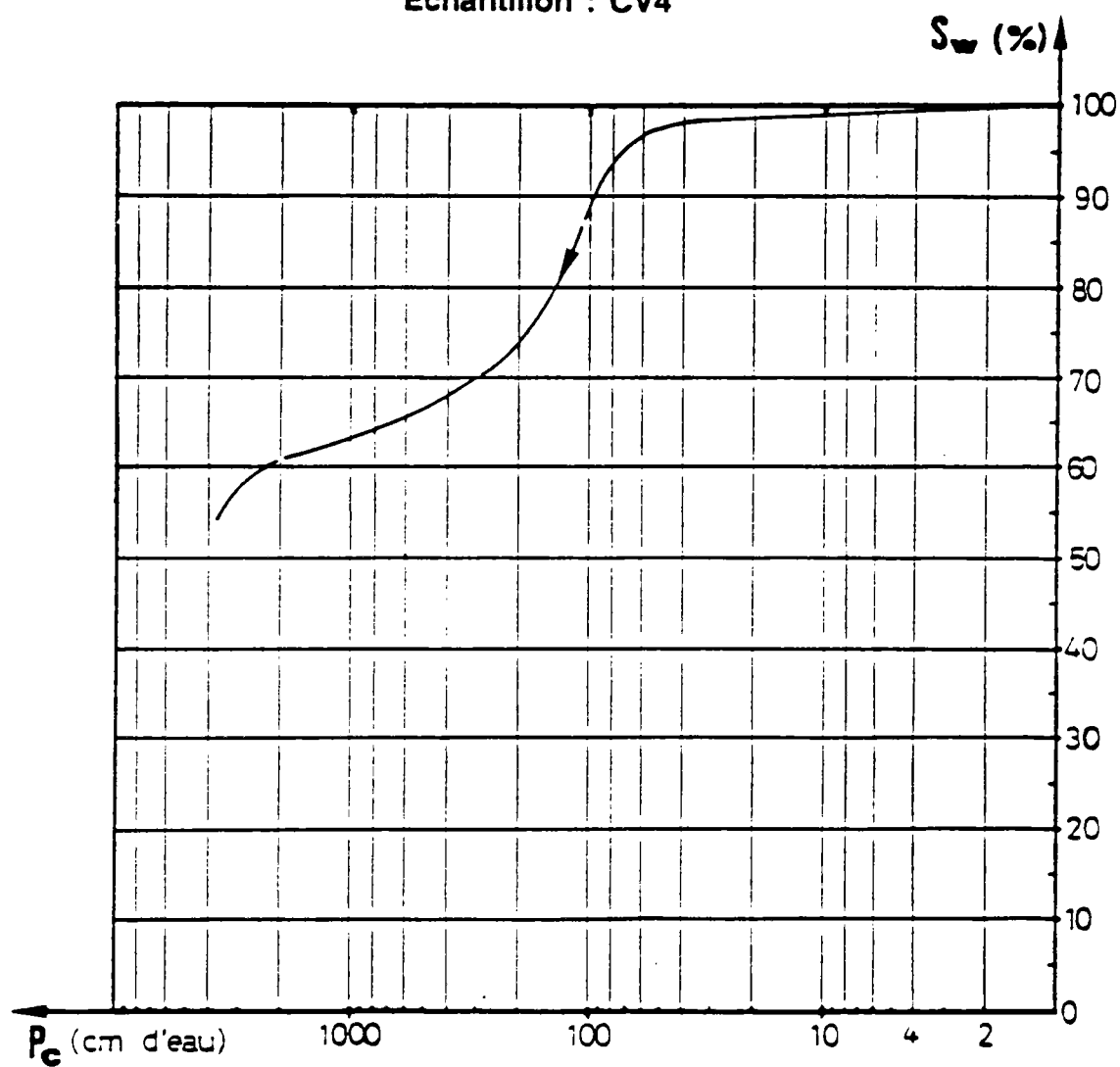
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CV4



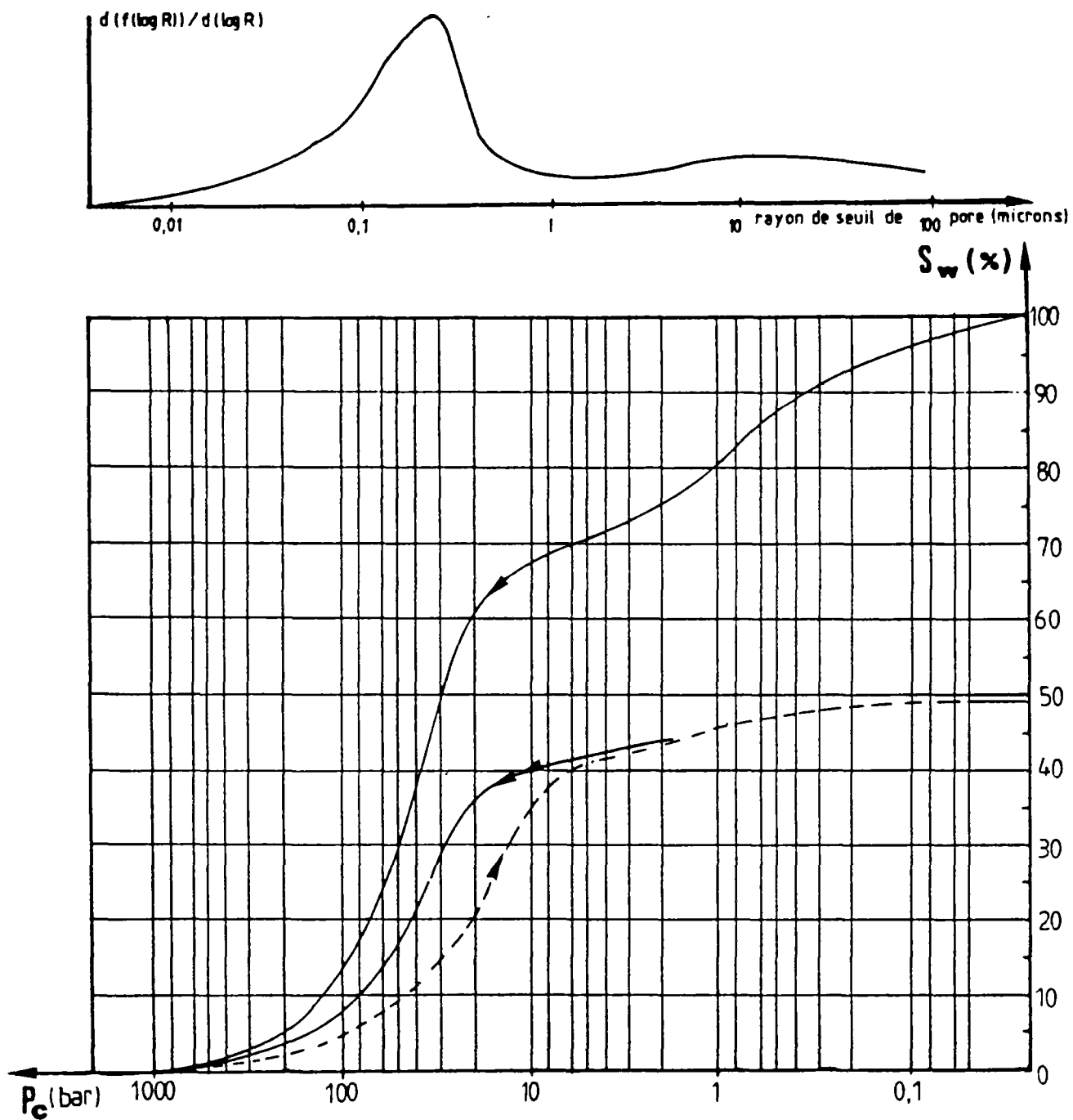
COURBE 'P_f'

Echantillon : CV4



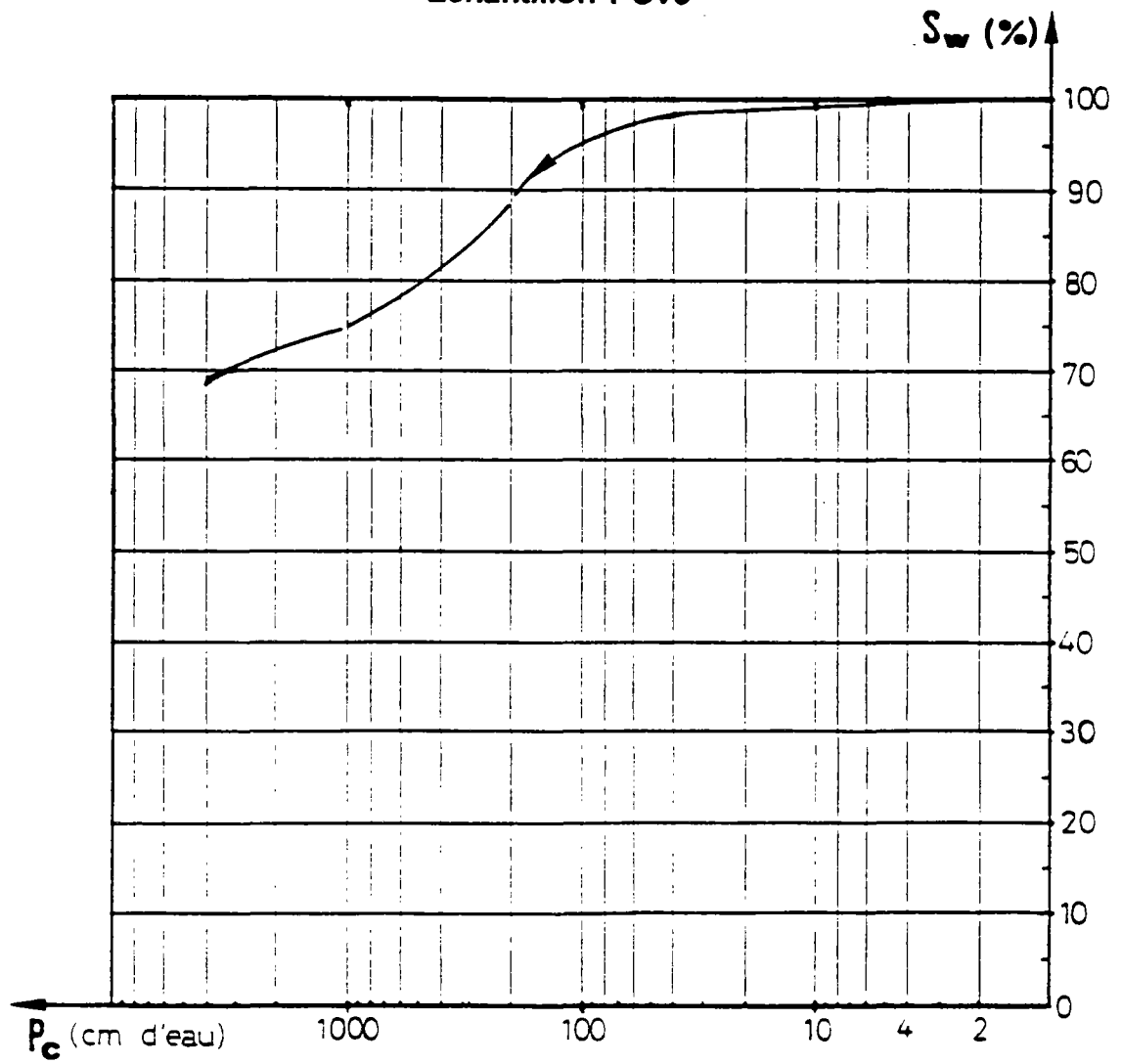
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CV5



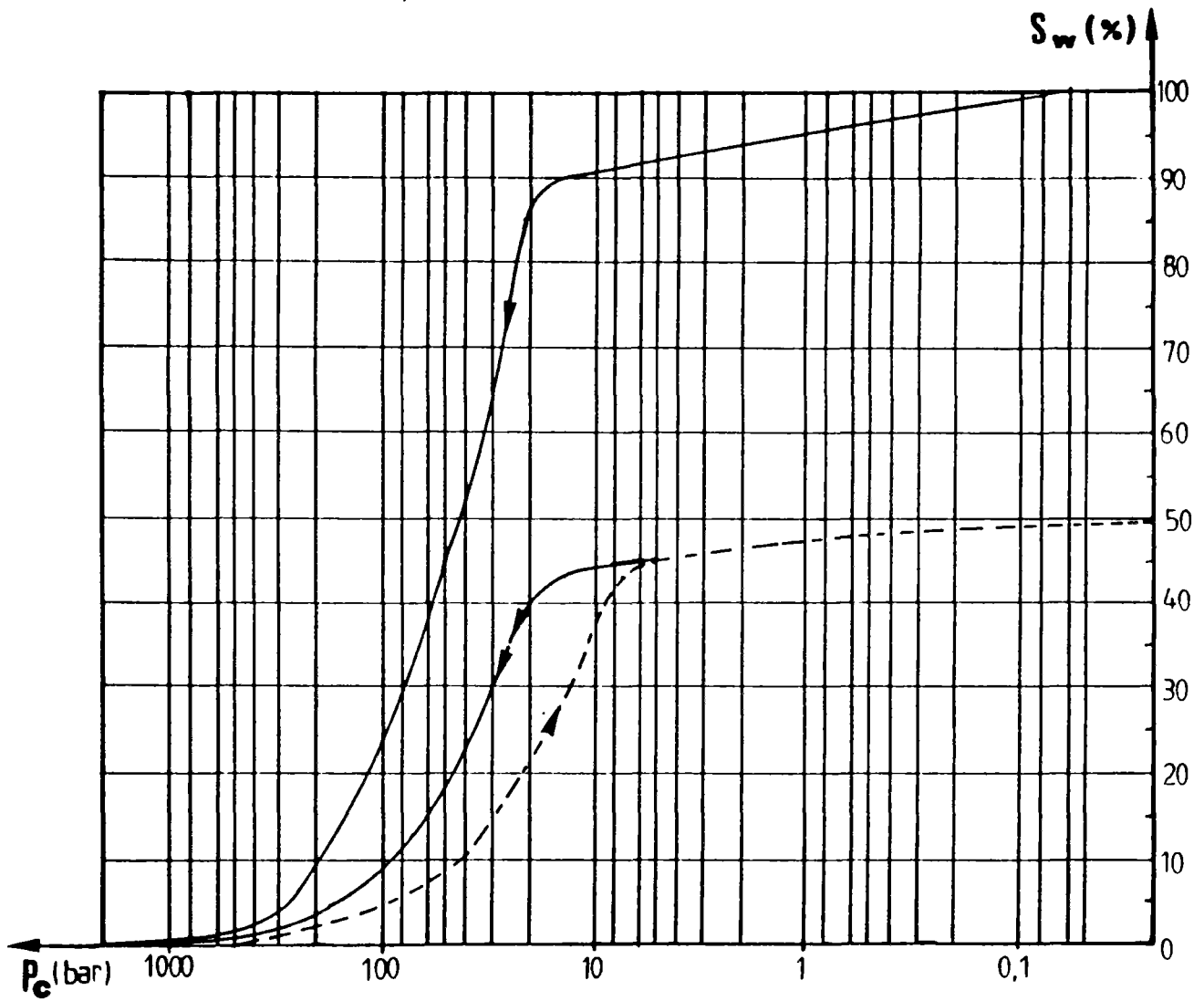
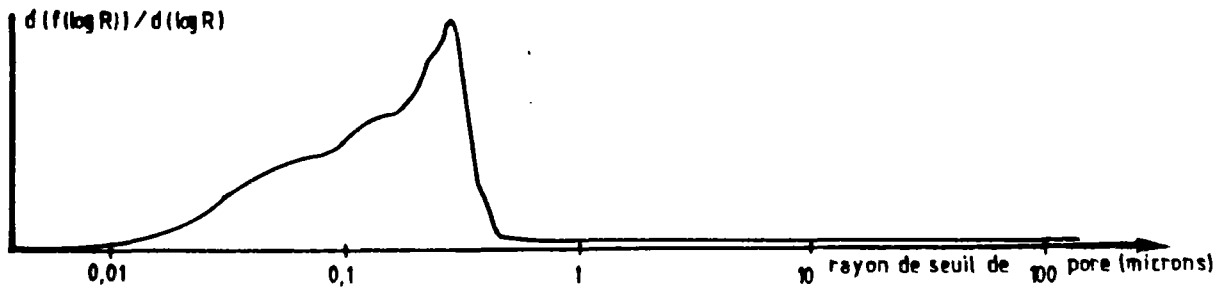
COURBE 'P_f'

Echantillon : CV5



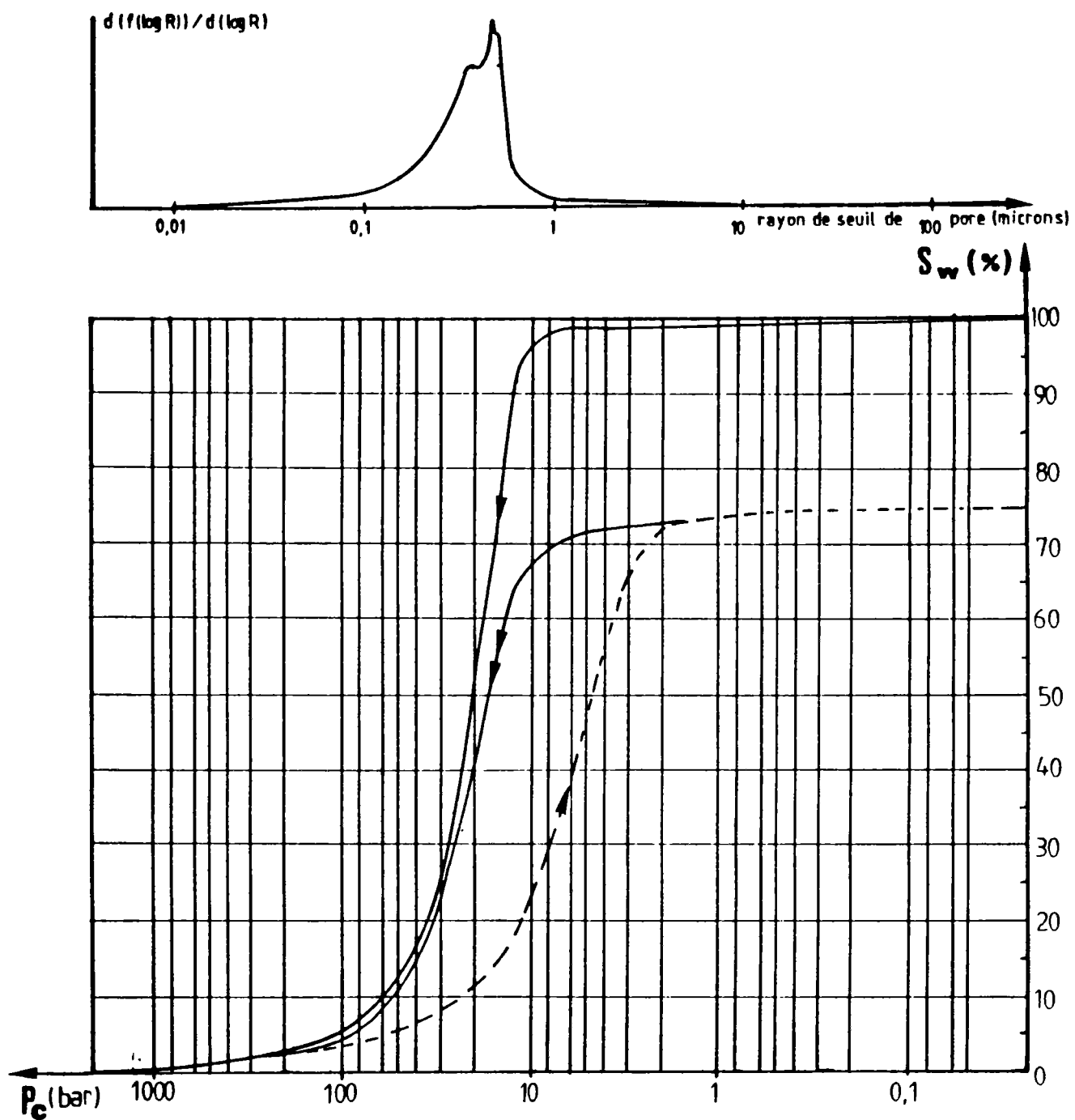
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CV2



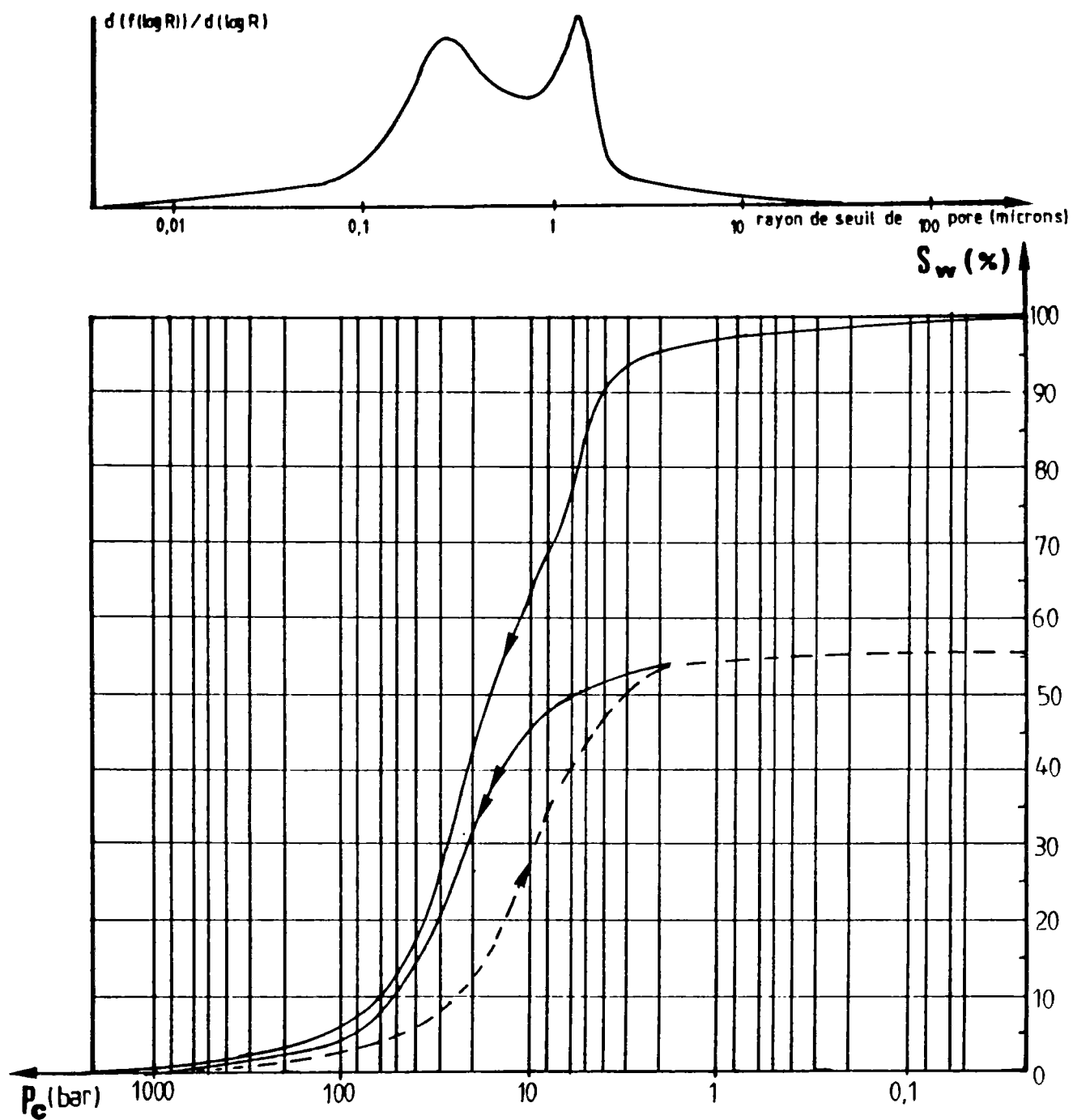
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CT



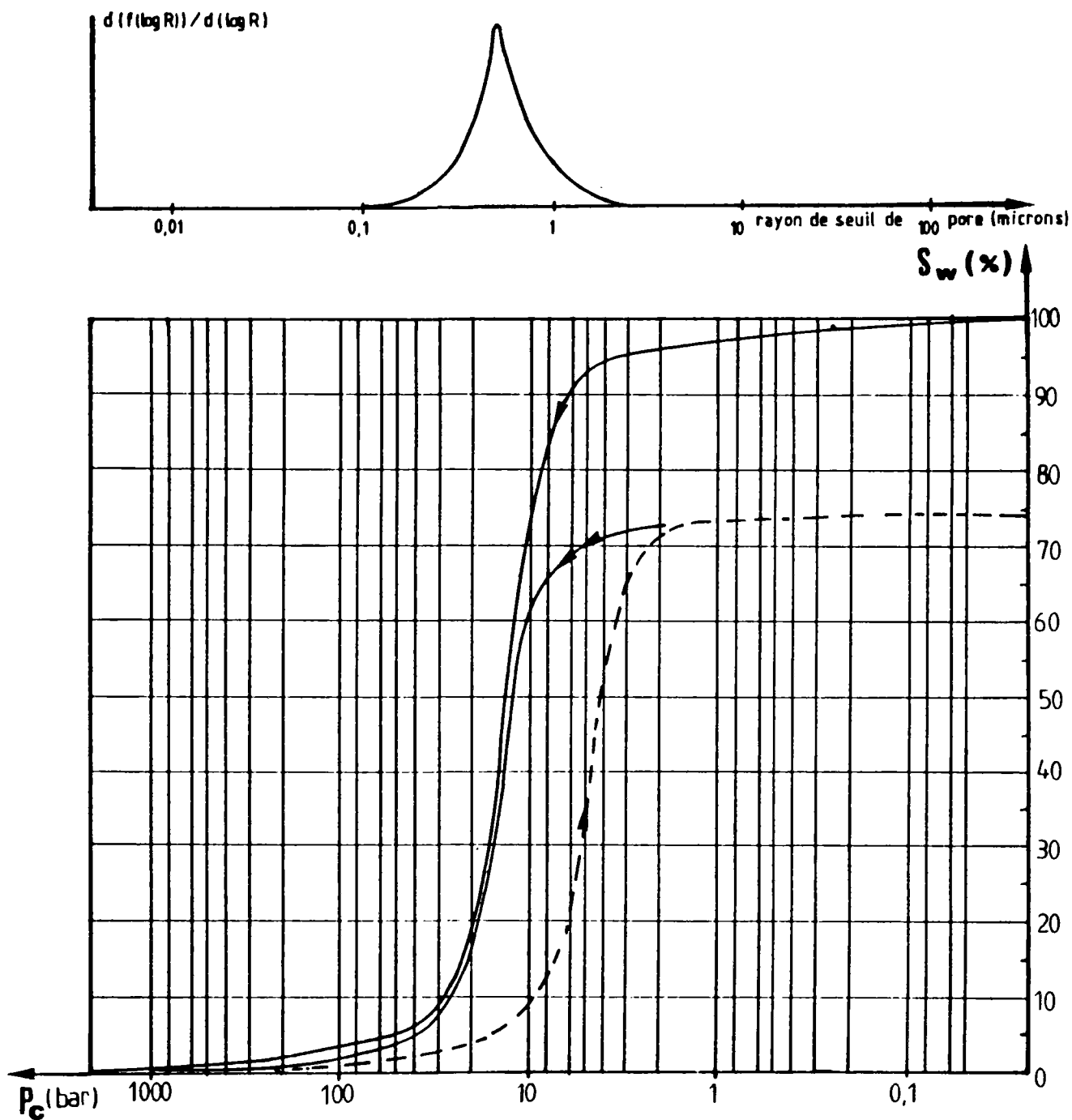
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CLA



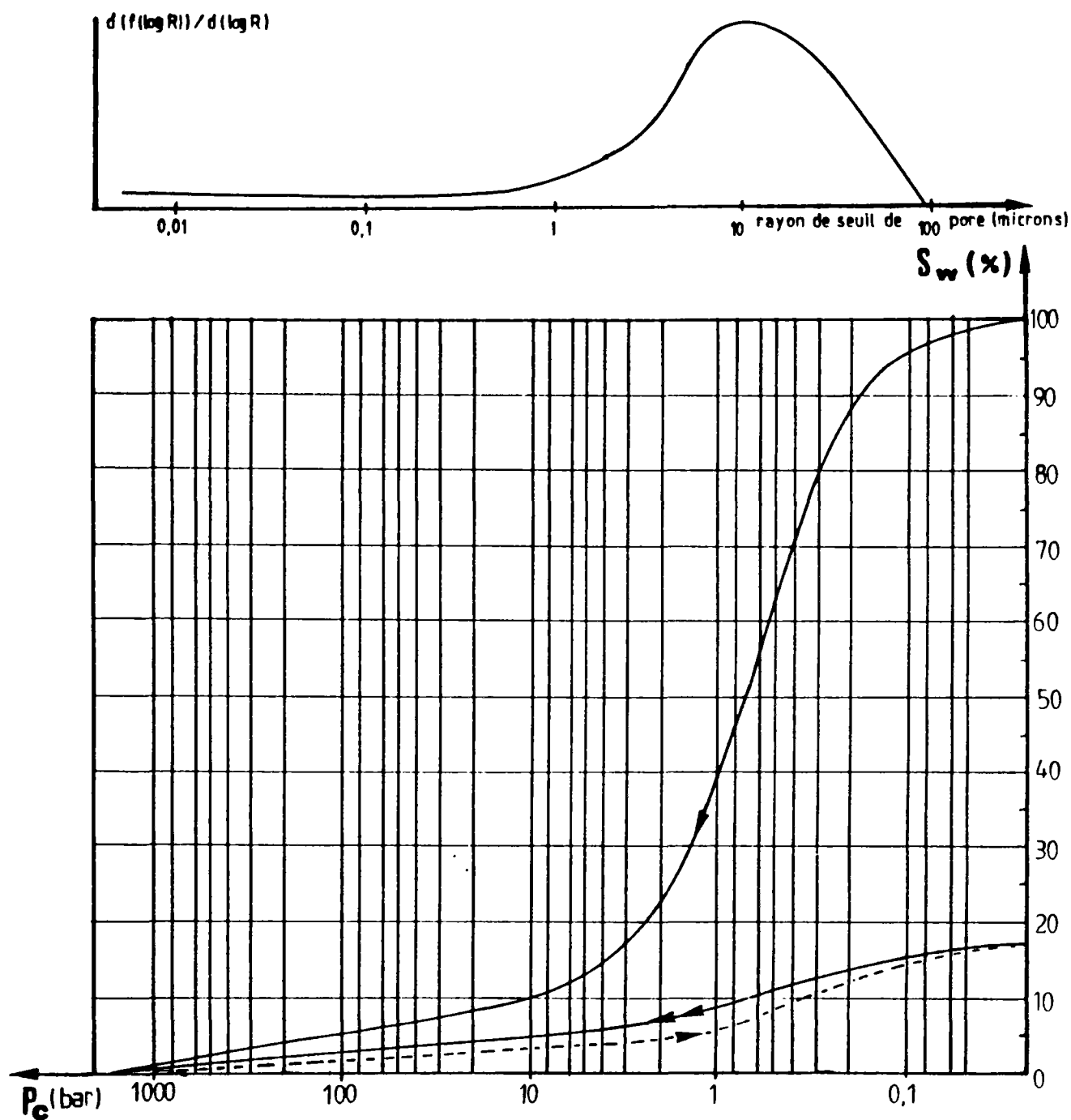
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : CG



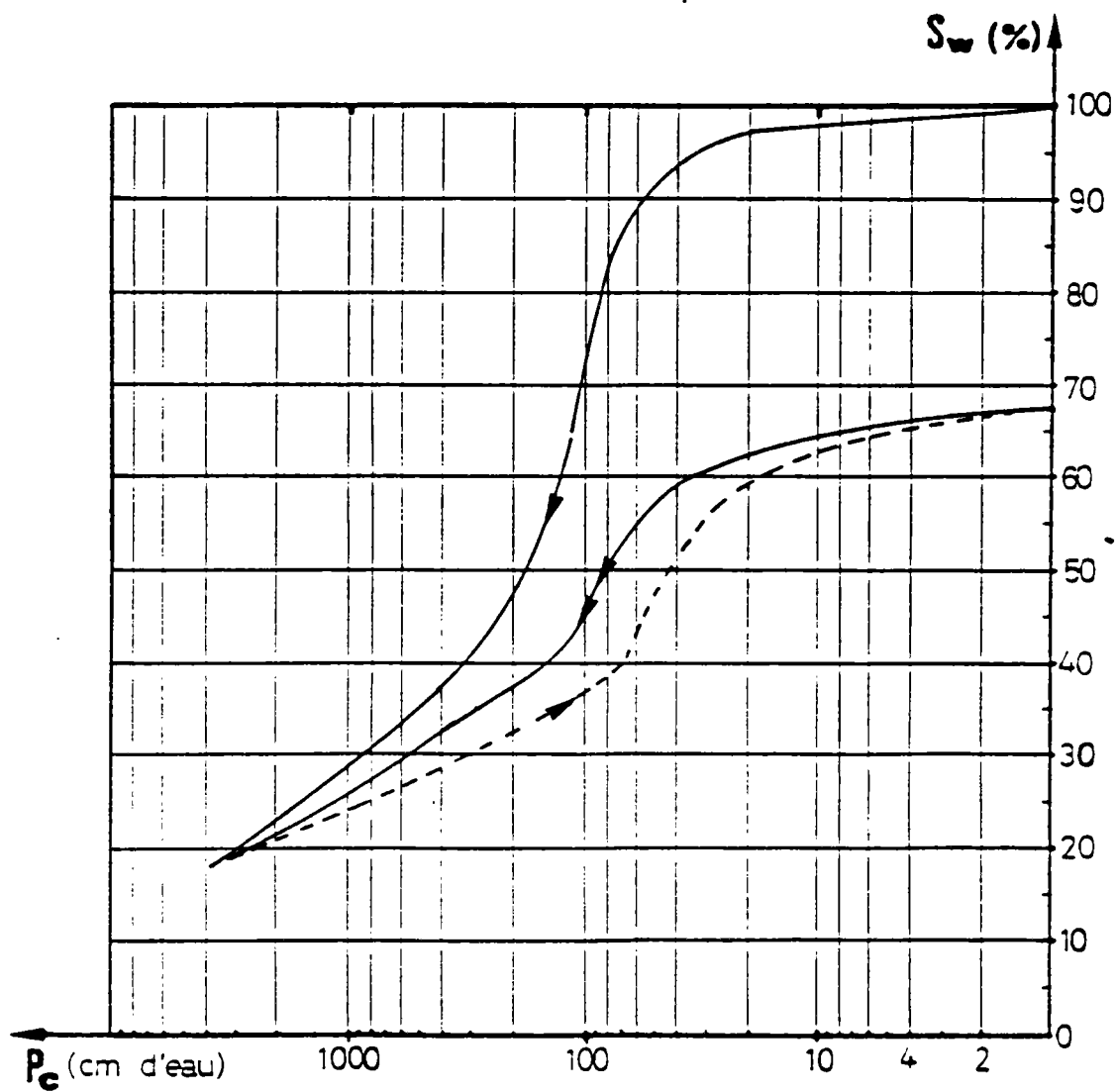
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : DO

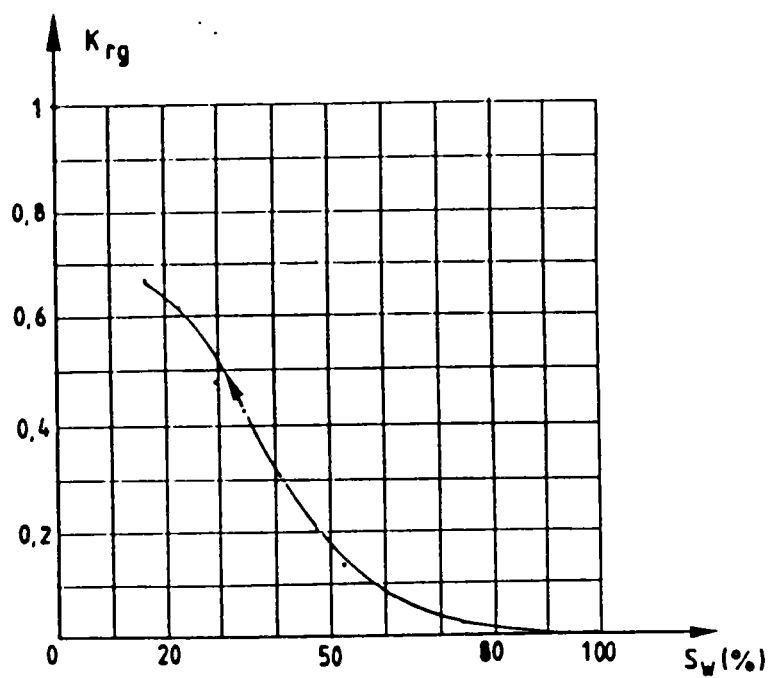


COURBE 'P_f'

Echantillon : DO

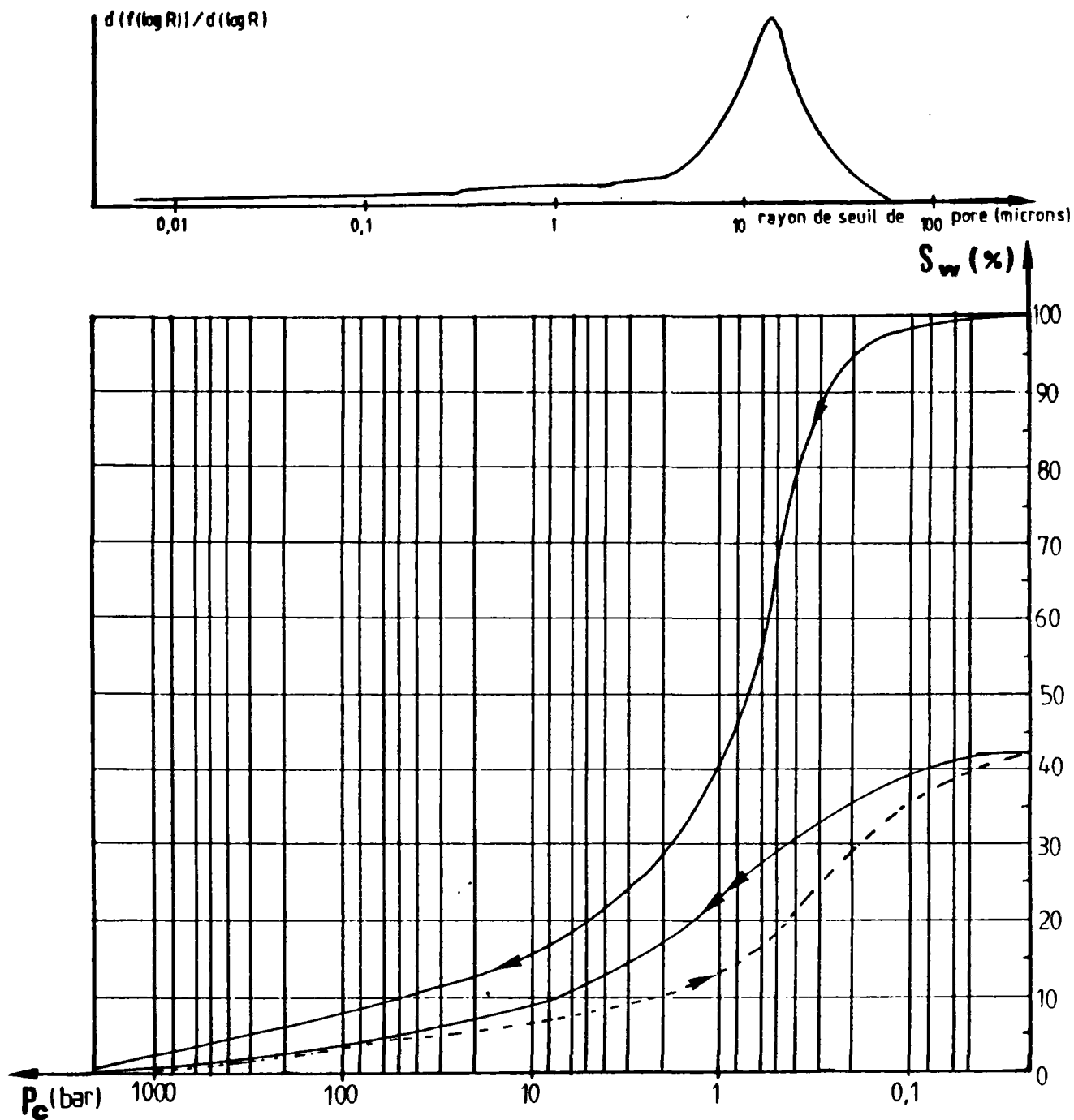


Courbe de perméabilité relative



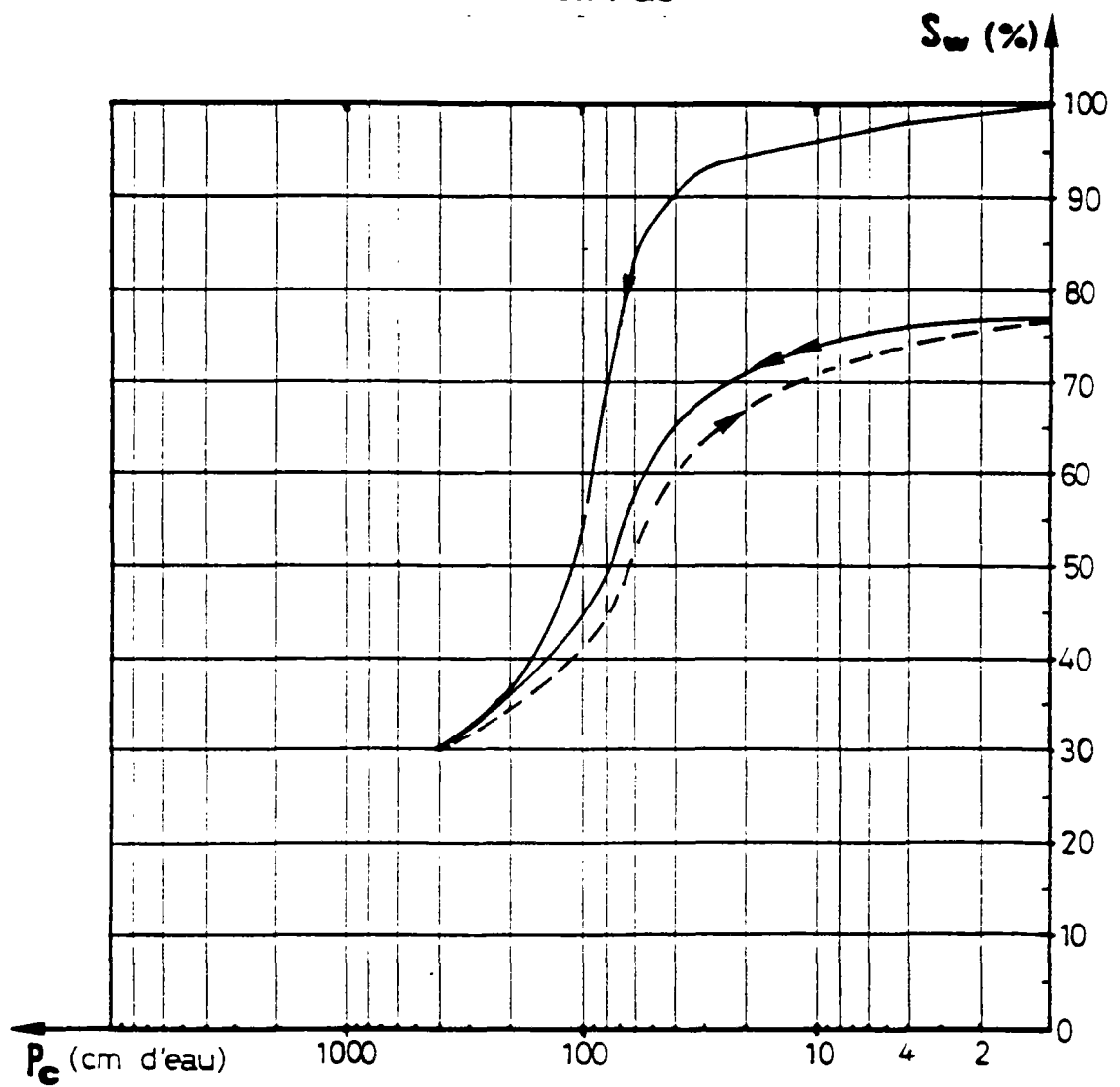
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : GC



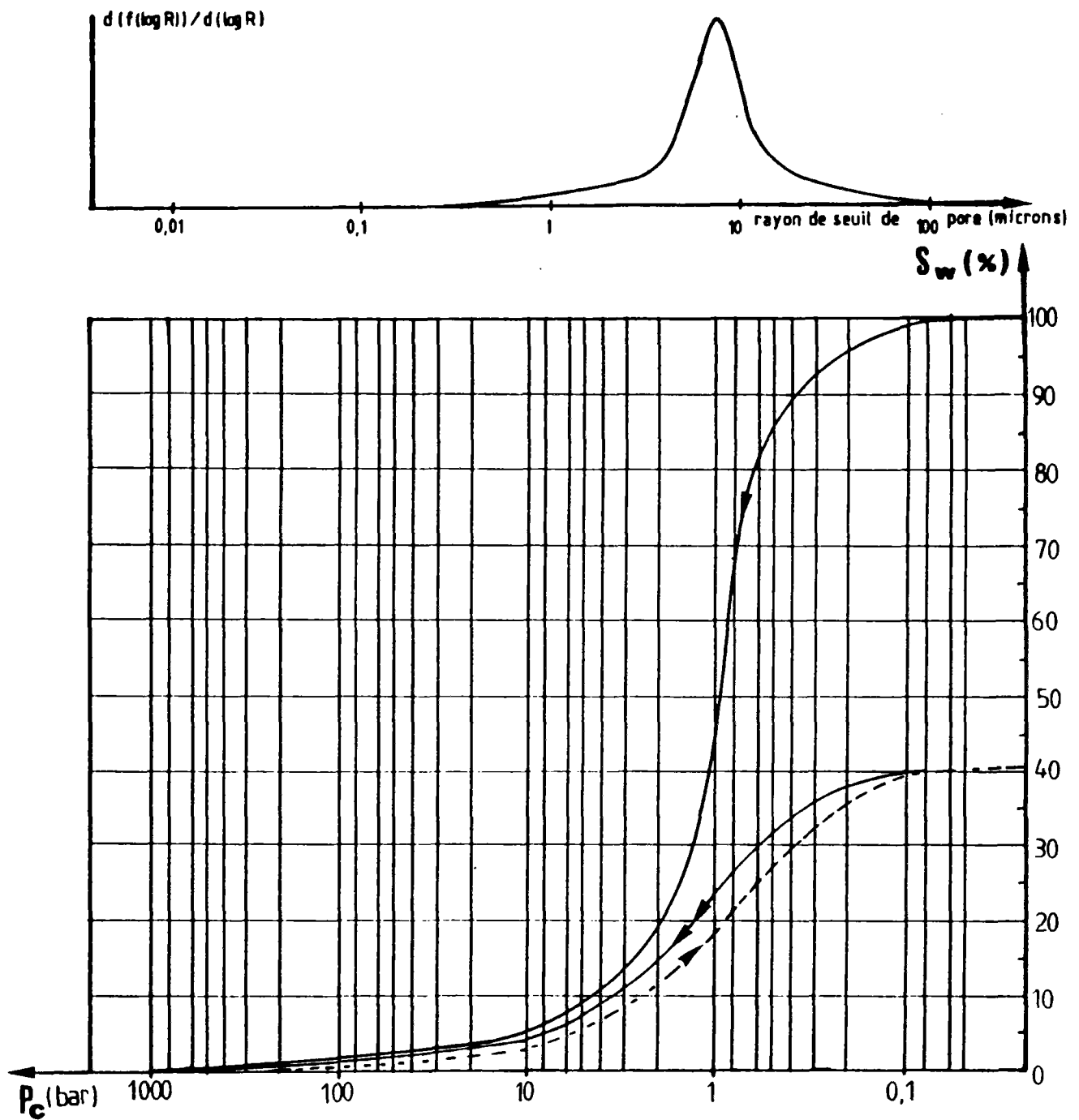
COURBE 'P_f'

Echantillon : GC



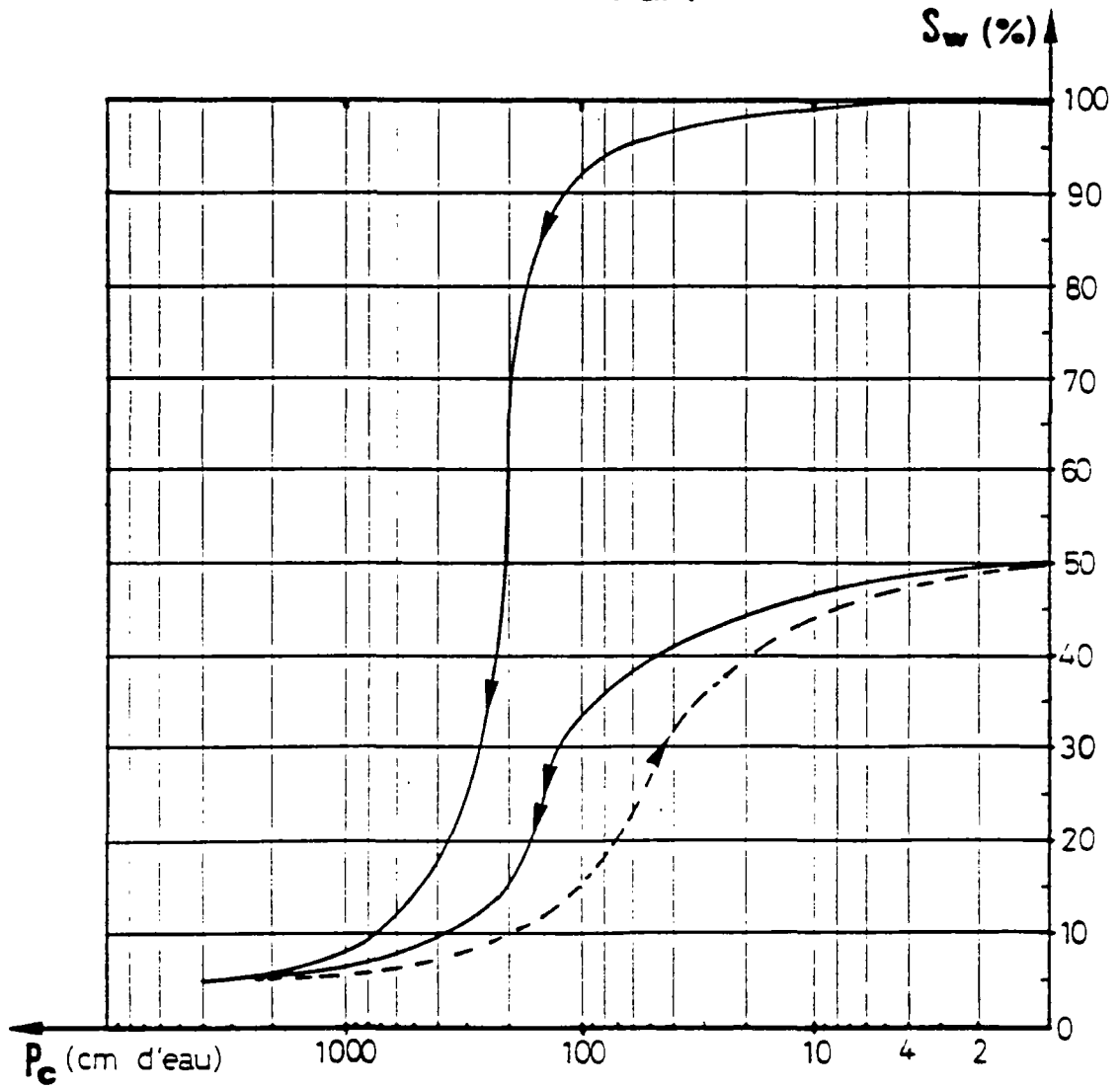
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : GF1

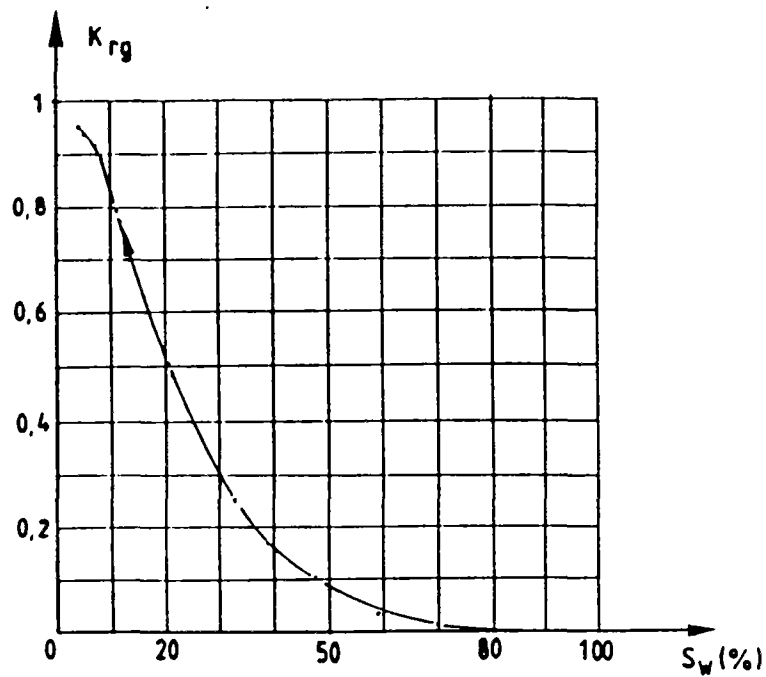


COURBE 'P_f'

Echantillon : GF1

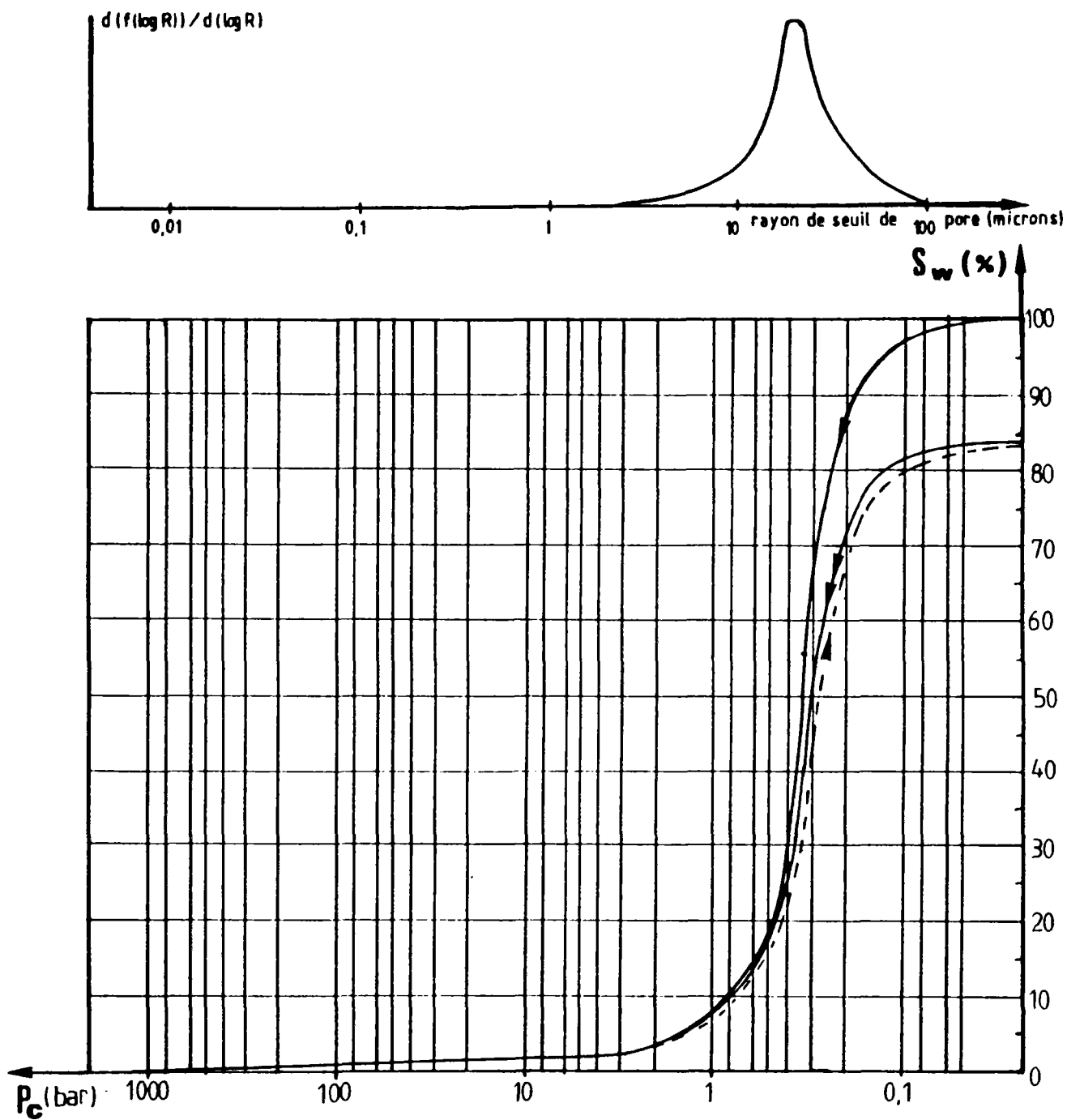


Courbe de perméabilité relative



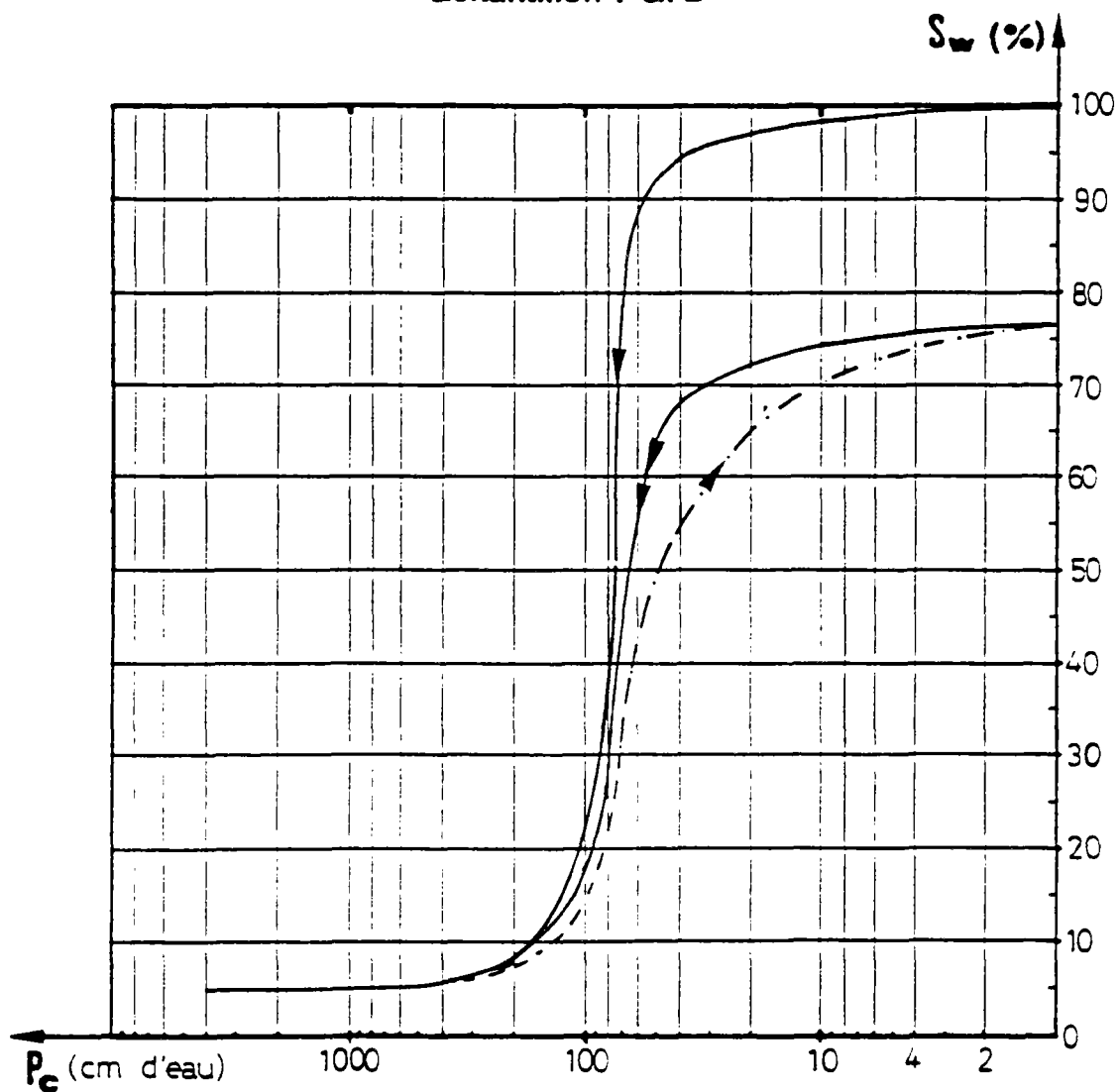
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : GF2

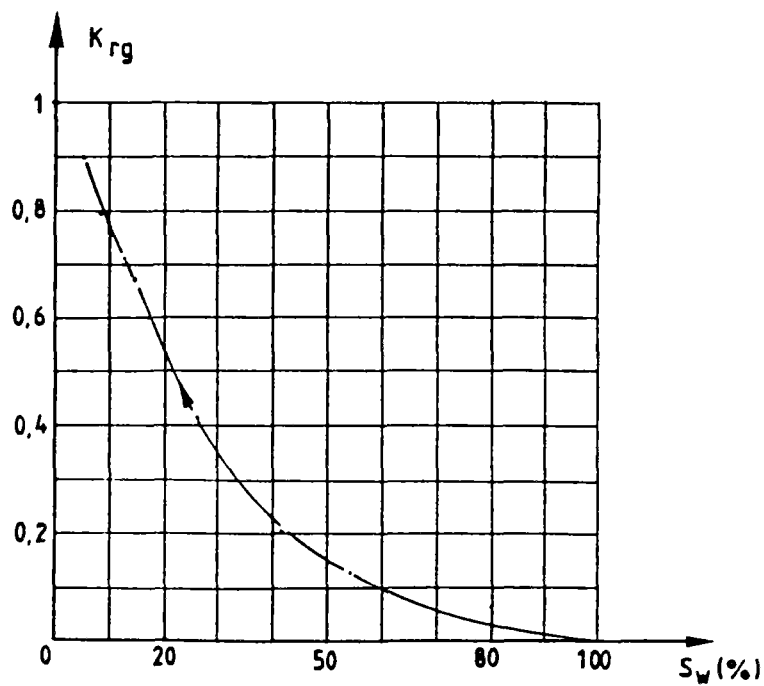


COURBE 'P_f'

Echantillon : GF2

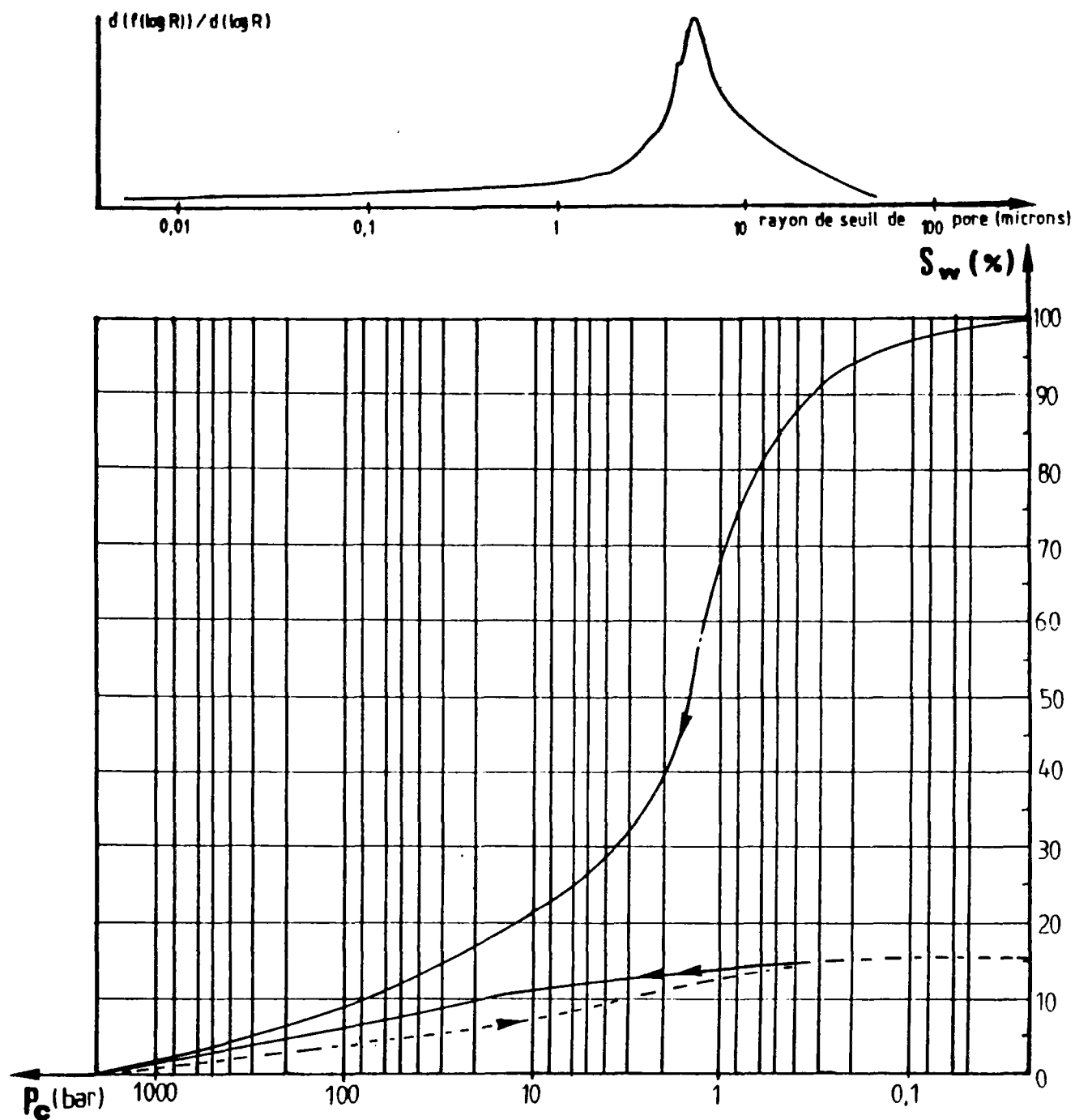


Courbe de perméabilité relative



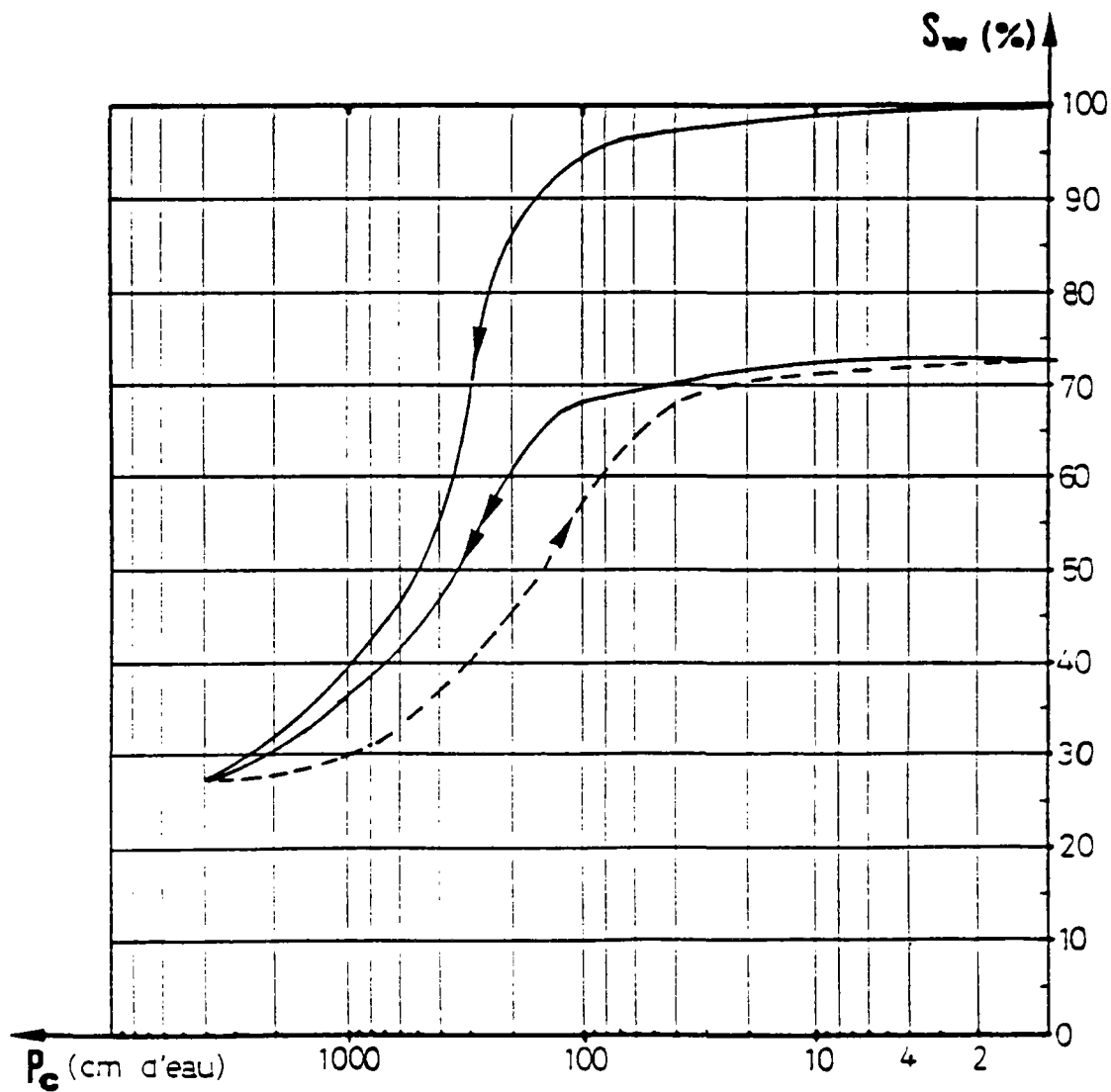
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : GM

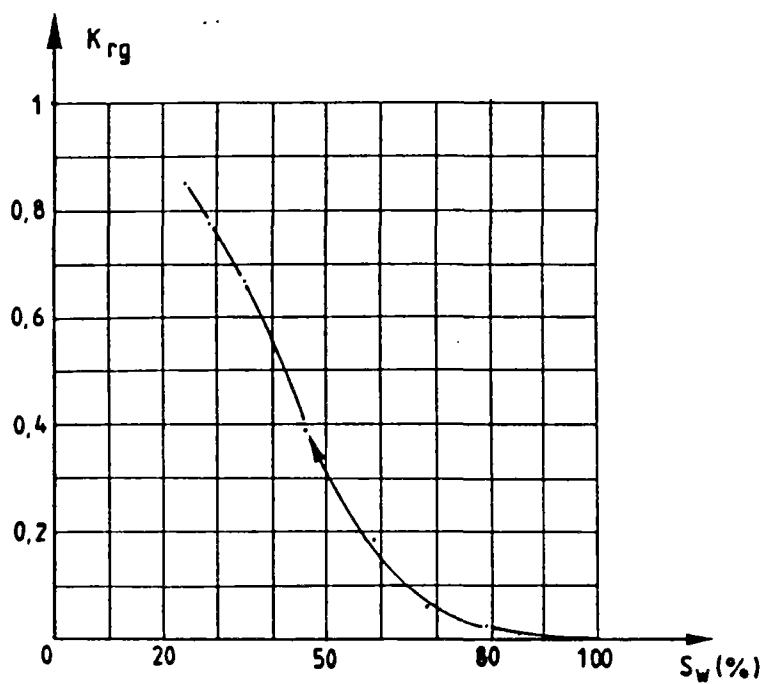


COURBE 'P_f'

Echantillon : GM

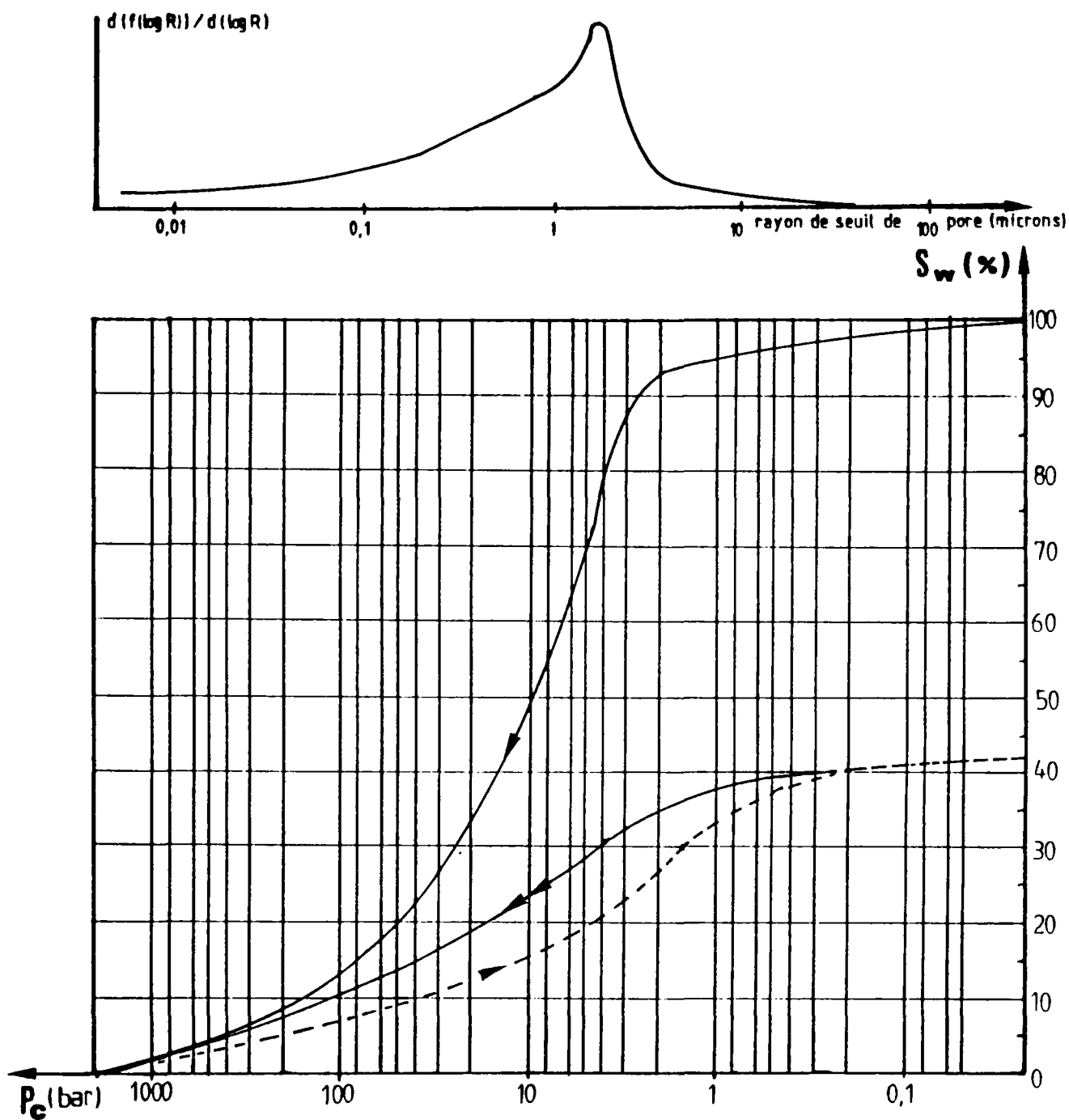


Courbe de perméabilité relative



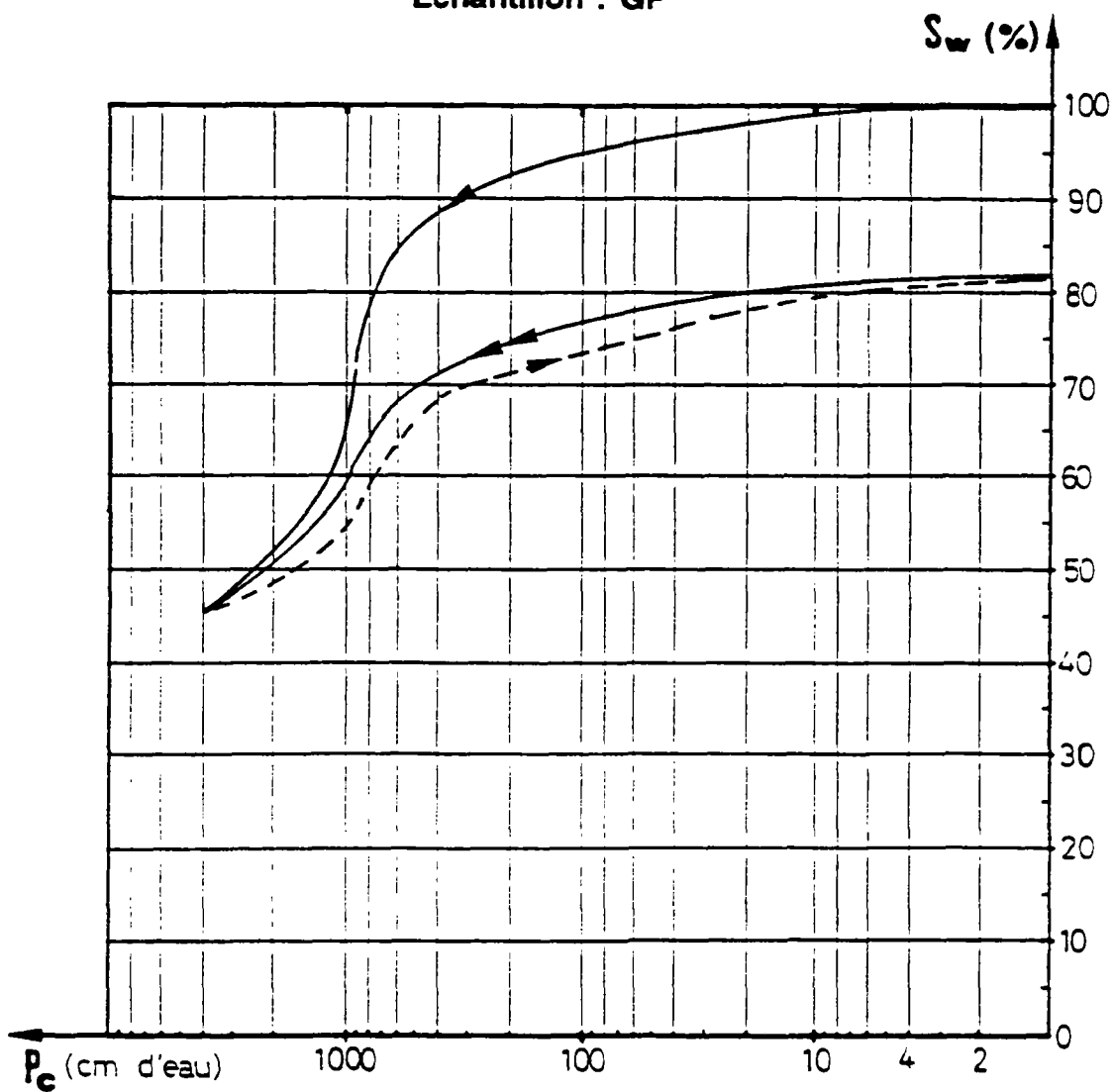
C O U R B E P O R O S I M E T R I Q U E

Echantillon : GP

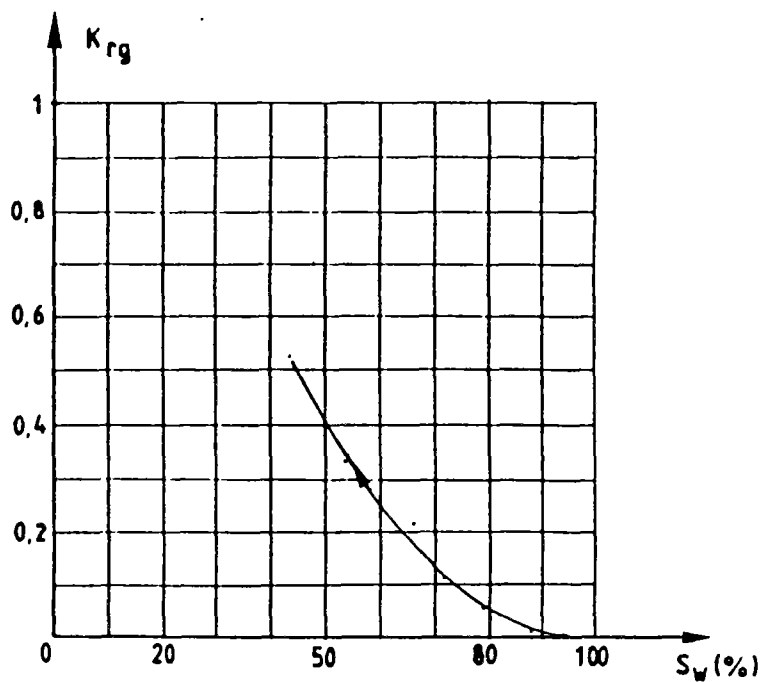


COURBE 'P_f'

Echantillon : GP

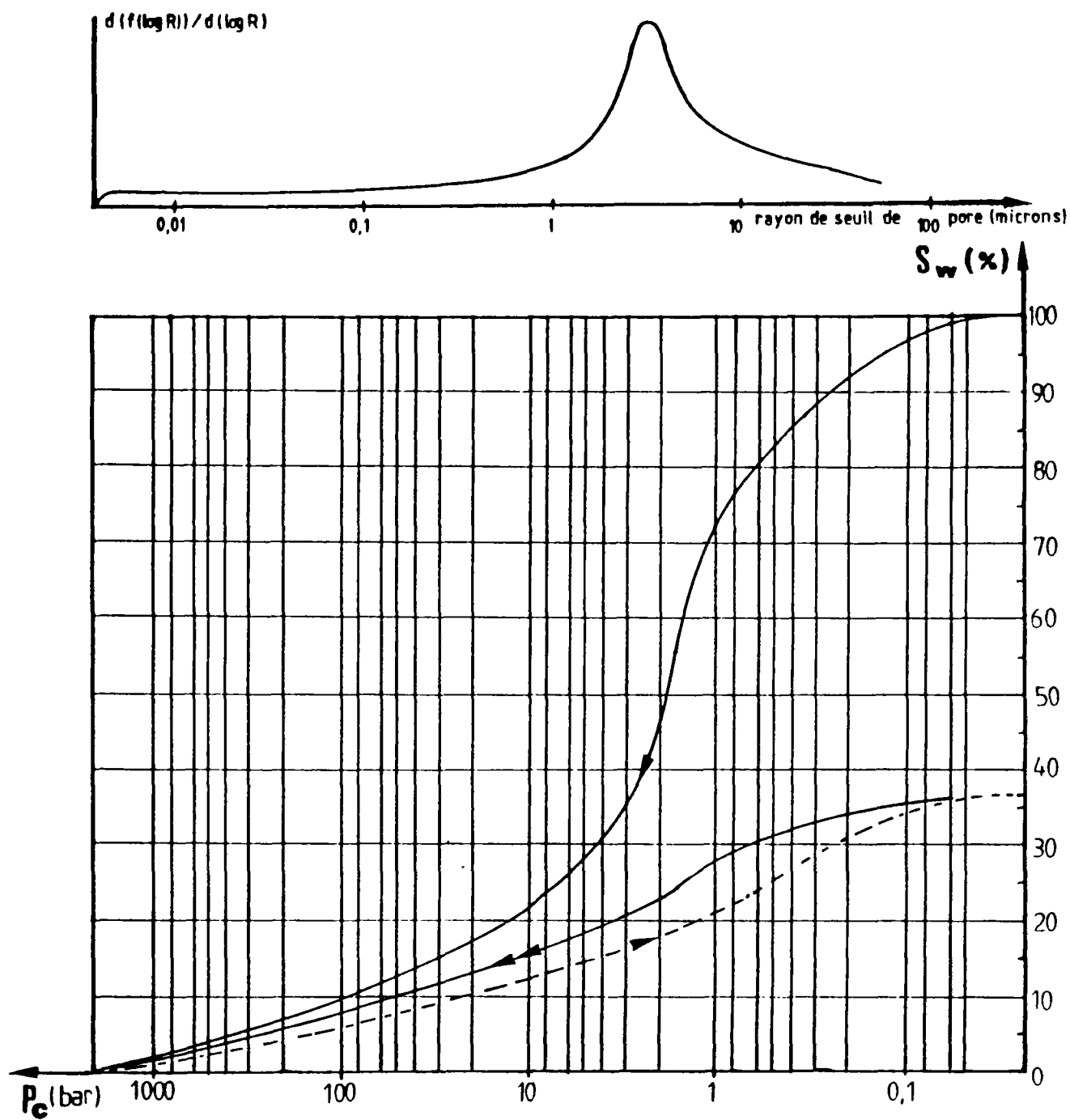


Courbe de perméabilité relative



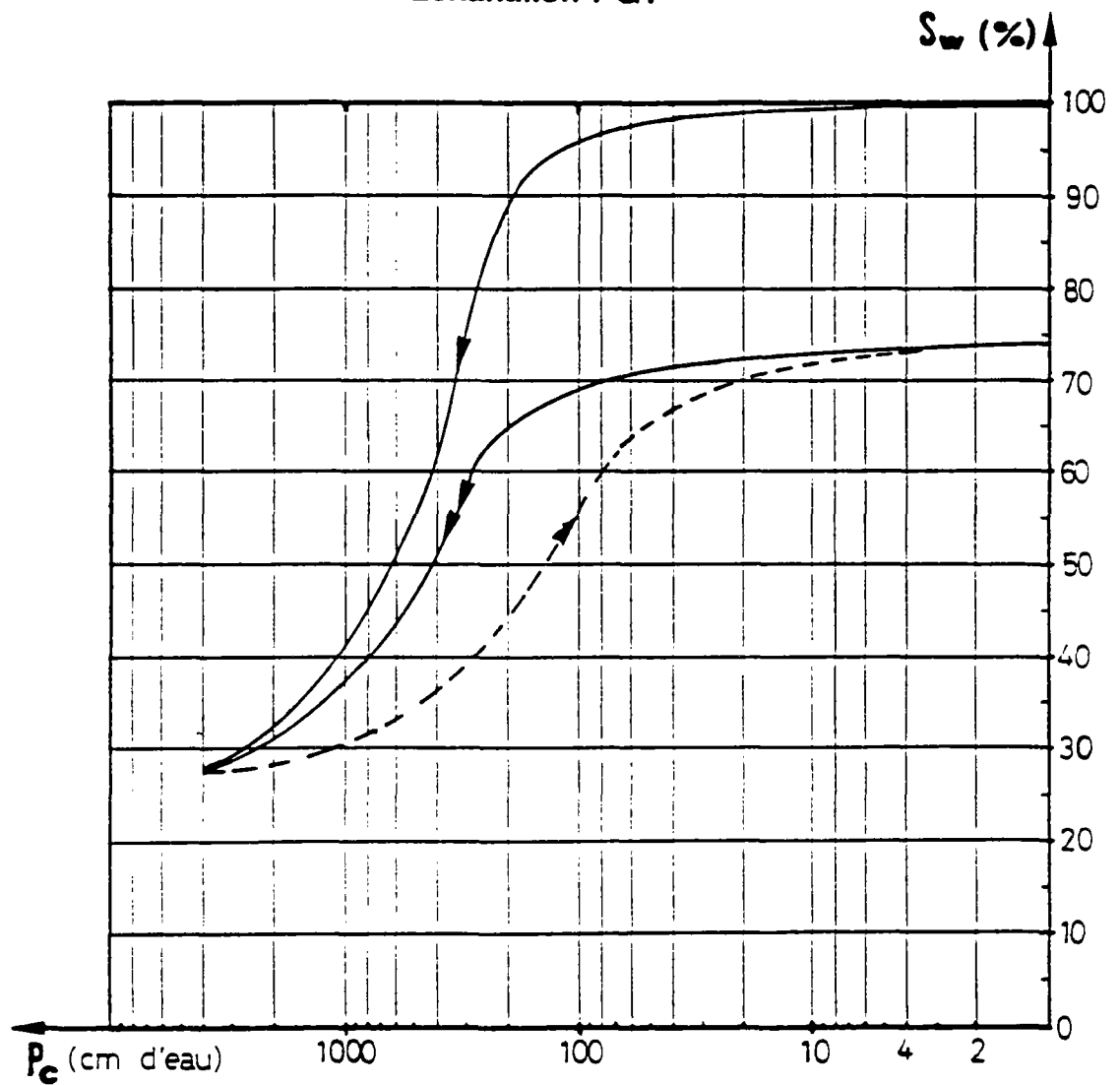
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : GT

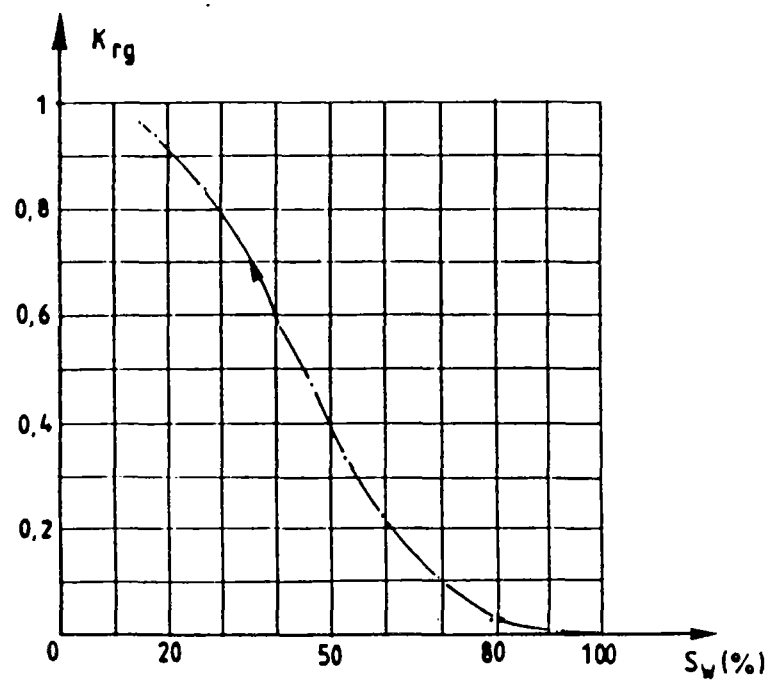


COURBE 'P_f'

Echantillon : GT

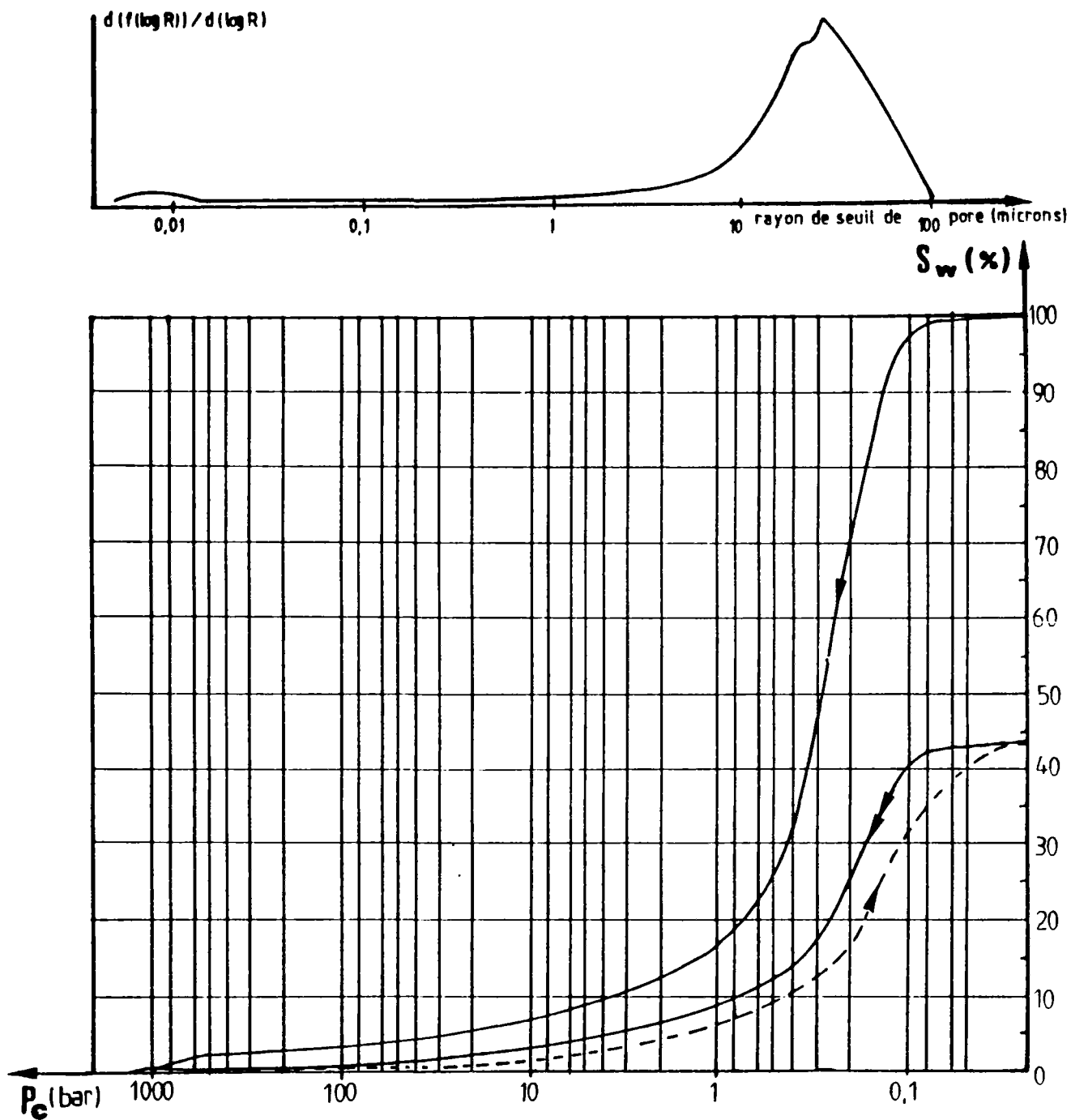


Courbe de perméabilité relative



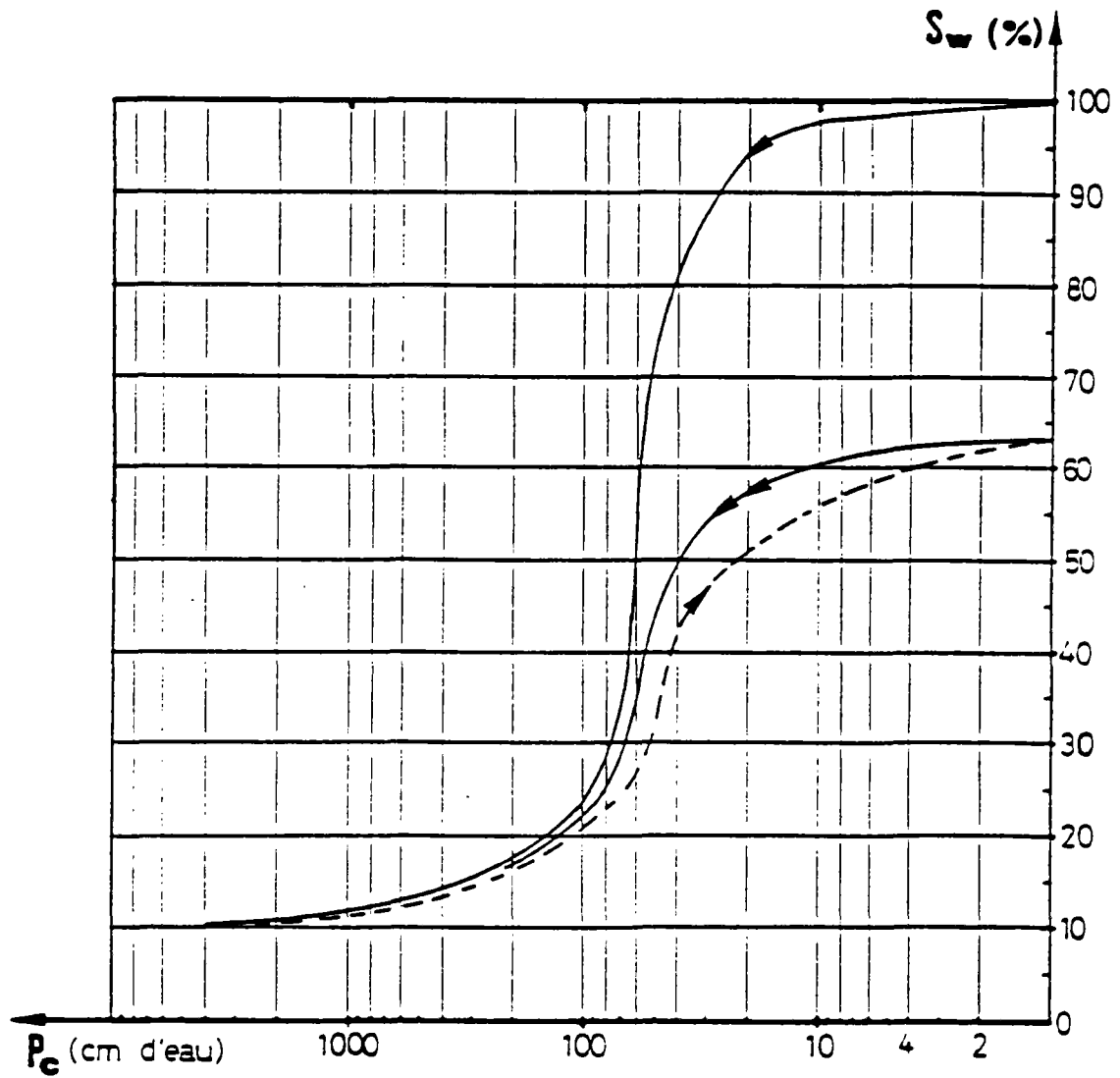
COURBE POROSIMETRIQUE

Echantillon : GV

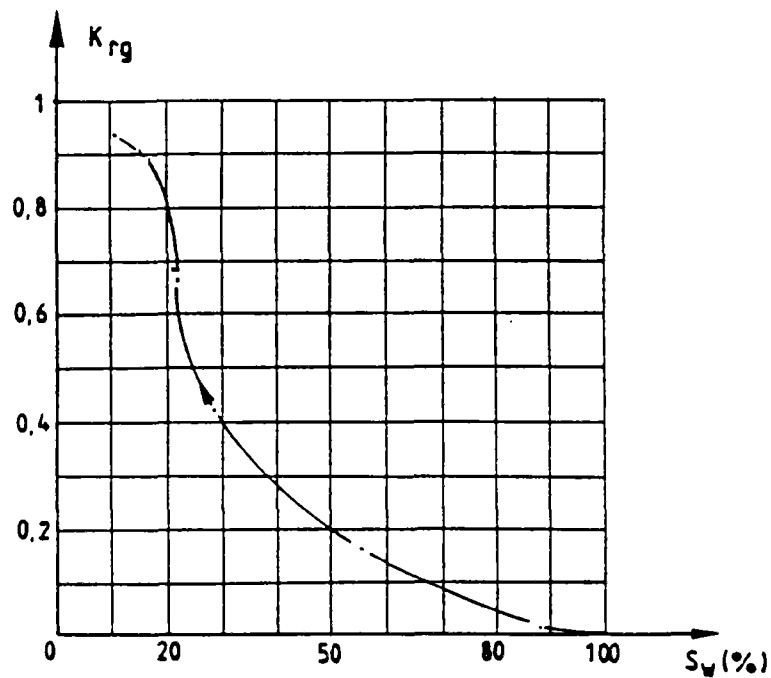


COURBE 'P_f'

Echantillon : GV



Courbe de perméabilité relative



CARACTERISATION DE L'ESPACE POREUX DE ROCHES SEDIMENTAIRES PAR L'ETUDE D'EQUILIBRES CAPILLAIRES

RESUME : Ce travail est une contribution à la caractérisation de l'espace poreux des roches sédimentaires, par l'étude des équilibres capillaires dans une vingtaine d'échantillons provenant de divers horizons géologiques et géographiques ; ce en relation avec une connaissance fine de la texture de ces roches.

Les caractéristiques pétrographiques des roches étudiées ont été définies grâce à la combinaison de divers moyens classiques : observation visuelle, lames minces, photographies au microscope électronique à balayage (MEB) et diffraction des rayons X. Quant aux caractéristiques pétrophysiques, 3 ont été mesurées : il s'agit de la porosité, de la perméabilité, et du facteur de formation.

L'analyse de la texture a été envisagée à partir de deux techniques basées sur l'étude de la répartition d'un couple de fluides non miscibles (air-eau et mercure-vapeur) dans les réseaux poreux. Il s'agit de la méthode des états restaurés et de porosimétrie au mercure. Elles permettent l'obtention de courbes de pression capillaire en fonction de la saturation (courbe P_f et courbe porosimétrique). De ces courbes on déduit plusieurs paramètres qui sont en relation avec la géométrie de l'espace poreux, tel que la décomposition de la porosité en deux classes : la macroporosité (rayon d'accès $> 1 \mu m$) et la microporosité (rayon d'accès $< 1 \mu m$), ainsi que le rayon moyen d'accès de chacune d'elles. Les échantillons ont été ensuite répartis dans deux catégories : les monoporeux et les biporeux.

La combinaison des mesures pétrophysiques et des paramètres issus des courbes de pression capillaire a permis l'obtention de nombreuses corrélations entre les différents facteurs. La confrontation entre l'observation des échantillons au MEB et les courbes de pression capillaire assimilées à des hyperboles d'équation $Y = A/X$ a montré que le facteur A est en relation directe avec le mode de la répartition des accès des pores. D'autre part la comparaison entre les courbes P_f et porosimétrique montre que l'on peut déduire l'une de l'autre moyennant quelques manipulations complémentaires simples.

Mots clés : microporosité, macroporosité, perméabilité, facteur de formation, pression capillaire, saturation, courbe porosimétrique, courbe P_f .

POROUS SPACE CHARACTERIZATION OF SEDIMENTARY ROCKS BY CAPILLARY EQUILIBRIUMS STUDY

ABSTRACT : This research is a contribution to the characterisation of porous space in sedimentary rocks. This was done by the study of capillary equilibrium in twenty different samples of which the texture was well known, belonging to various geological and geographical layers.

Petrographical characteristics of the studied rocks have been defined by using various classical methods such as : visual observation, thin sections, pictures obtained by scanning electron microscope and x-ray diffraction. Three petrophysical parameters were measured : the porosity, the permeability and the formation factor.

The texture analysis was conceived using two different technics, each based on the distribution of a pair of non miscible fluids (air-water and mercury-mercury vapour) in the porous environment. The used methods are restored states and mercury porosimetry. This permits obtaining the capillary pressure curves as a function of saturation (P_f and porosimetry curves). Several parameters related to the porous space geometry can be deduced from these curves, such as the decomposition of the porosity in 2 parts : The macroporosity (access radius > 1 micron) and the microporosity (access radius < 1 micron) as well as the average access radius of each of them. The result then allows a classification of the samples into two categories ; the monoporous and the biporous.

By combining petrophysical measurements with the parameters resulting from the capillary pressure curves, allow correlations between various factors. Comparing the observations obtained by the scanning electron microscope with the capillary pressure curves assimilated to a hyperbole $Y = A/X$, illustrates that the factor A is in direct relation with the distribution mode of the access radius. It has also been shown that the P_f curves and the porosimetry curve can be deduced, the one from the other, by using some simple complementary manipulations.

Key words : microporosity, macroporosity, permeability, formation factor, capillary pressure, saturation, porosimetric curve, P_f curve.

ENSMP-CGI, 60 boulevard Saint-Michel, 75272 PARIS CEDEX 06

Tel : (1) 40 51 90 00 Fax : (1) 43 26 36 56

ENPC-CGI, La Courtine Central 2, 93167 NOISY-LE-GRAND CEDEX

Tel : (1) 43 04 40 98