FRACTURATION HÉRITÉE ET INDUITE CARACTÉRISÉE À PARTIR D'IMAGES ACOUSTIQUES ET ÉLECTRIQUES DE PAROIS DE FORAGES

INHERITED AND INDUCED FRACTURES CHARACTERIZED FROM ACOUSTIC AND ELECTRIC BOREHOLE IMAGES

Chrystel DEZAYES, Albert GENTER et Thierry VILLEMIN



DEZAYES, C., GENTER, A. & VILLEMIN, T. (1996). – Fracturation héritée et induite caractérisée à partir d'images acoustiques et électriques de parois de forages. [*Inherited and induced fractures characterized from acoustic and electric borehole images*]. – *Bull. Centres Rech. Explor.- Prod. Elf Aquitaine*, **20**, 1, 197-212, 14 fig. ; Pau, June 28, 1996. – ISSN : 0396-2687. CODEN : BCREDP.

In the framework of a European Geothermal Project, three boreholes were drilled at Soultz-sous-Forêts, Rhinegraben, which reached the hot and fractured granitic basement. Fresh water will be injected into one borehole, and recovered hot from the other. To design this reservoir, a knowledge of both the paleo-fracture pattern in the granite and the orientation of the present-day stress field is required.

Fracture analysis was carried out on borehole images coming from different boreholes. Two types of logging tools were used to produce these images : acoustic tools (BHTV, UBI) and electric tools (FMI, FMS). Fractures observed have two origins : pre-existing fractures and induced fractures.

Pre-existing fractures showed a symmetrical pattern with a principally N-S direction. These fractures have been created during the tectonic history of the massif since the Visean. This fracture pattern appears to be related to the graben opening which took place during the E-W extensional Oligocene regime. The strike-slip fractures created from the other tectonic regimes (strike-slip compressive stress state) seem under-sampled by the borehole. However, another fracture set (N50°E) exists but is visible on the acoustic image only. The N-S fracture set is in the present-day horizontal stress direction and locally contains natural fluid. Electric tools are very sensitive to the occurence of fluid. Fractures with offset are easily detected by acoustic tools.

The analysis of induced fractures indicates directly the present-day stress field. Their direction is parallel to the direction of the maximum stress in the plane perpendicular to the borehole axis. This direction is N125°E in the EPS1 well and N160°E in the upper part of the GPK1 well, located 500 m apart, but N180°E in the lower part of the GPK1 well and N170°E in GPK2 well. These variations of the direction of induced fractures are due to a variation of the present-day stress field at the site scale and at the borehole scale. The results of other *in situ* present-day stress measurements confirm this variation of the stress field. This stress perturbation could be due to the occurence of major faults in the rock volume. The boreholes have intersected a fault zone, which may be the cause of stress deviation.

Chrystel Dezayes, Thierry Villemin, Laboratoire de Géodynamique des Chaînes Alpines, UPRES-A CNRS 5025, Université de Savoie, F-73376 Le Bourget-du-Lac ; Albert Genter, BRGM, D.R., G.I.G., BP 6009, F-45060 Orléans CEDEX *2.- May 20, 1996.*

Key words : Acoustic logging, Electric logging, Fractures, Granite, Geothermal reservoirs, Hot dry rocks, Natural fractures, Induced fractures, Bas-Rhin, Soulz-sous-Forêts.

0396-2687/96/0020-0197 $ 3.2

© 1996 elf aquitaine production, F-64018 Pau

RÉSUMÉ

La fracturation du réservoir géothermique granitique de Soultz-sous-Forêts (fossé du Rhin, France) a été analysée à partir d'images de paroi provenant de différents puits. Deux types d'outils diagraphiques ont réalisé ces images : des outils acoustiques (BHTV, UBI) et des outils électriques (FMI, FMS). Nous avons pu mettre en évidence quatre signatures types de fractures et distinguer les fractures préexistantes des fractures induites.

Les fractures préexistantes résultent de l'histoire tectonique du granite depuis sa mise en place au Viséen. Les fractures identifiées s'organisent pour l'essentiel autour de deux familles conjuguées subméridiennes. Il pourrait donc s'agir de failles ou de joints de cisaillement créés lors de la distension E-W, à l'Oligocène, lors de l'ouverture du graben du Rhin. Les décrochements liés aux autres régimes mis en évidence par ailleurs (pour l'essentiel des régimes compressifs décrochants) semblent sous-échantillonnés par le forage. De plus, certaines familles de fractures ne sont pas détectées par tous les types d'outils. Les fractures sèches ne seront pas visibles sur des images électriques. En revanche, si elles présentent un décalage, elles seront alors détectées par l'outil acoustique.

Les fractures induites renseignent sur l'orientation de la contrainte horizontale maximale dans la mesure où les forages sont subverticaux. Celle-ci serait N125°E dans EPS1 et N160°E dans la partie supérieure de GPK1, situé à 500m, mais N180°E dans sa partie inférieure et N170°E dans GPK2. Cette variation du champ de contrainte est confirmée d'après d'autres mesures de contrainte *in situ* réalisées par injection hydraulique.

Mots-clefs : Diagraphie sonique, Diagraphie électrique, Fracture, Granite, Réservoir géothermique, Roche sèche, Fracture naturelle, Fracture induite, Bas-Rhin, Soulz-sous-Forêts.

TABLE DES MATIÈRES — *CONTENTS*

INTRODUCTION 200

Présentation du site - *Presentation of site* 200

But de l'étude - *Aim of the study* 200

Les outils d'analyse - *Analysis tools* 200

1. – CARACTÉRISATION DES FRACTURES – *FRACTURE CHARACTERISATION* 201

1.1. Les données disponibles - *Available data* 201

1.2. La typologie des fractures - *Fracture typology* 202

1.3. L'orientation des fractures préexistantes - *Orientation of preexisting fractures* 205

1.4. L'orientation des fractures induites - *Orientation of induced fractures* 207

2. – DISCUSSION – *DISCUSSION* 208

2.1. Les fractures naturelles et l'histoire tectonique - *Natural fractures and tectonic history* 208

2.2. Les fractures induites et le champ de contrainte actuel - *Induced fractures and present-day stress field* 208

2.3. Mesures de contraintes *in situ* et sismicité induite - In situ *stress measurements and induced seismicity* 210

3. – CONCLUSIONS 210

4. – RÉFÉRENCES 210

FIGURE 1

Localisation du site géothermique de Soultz-sous-Forêts.

1a - Carte géologique simplifiée du fossé rhénan. (1) remplissage sédimentaire oligocène et miocène. (2) Jurassique (Lias et Dogger). (3) Trias germanique. (4) bassins permo-carbonifères. (5) socle hercynien. (6) failles principales délimitant le graben. (7) courbes isothermes à 1 500 m de profondeur (température en °C). (8) anomalies thermiques locales ((7) et (8) d'après Atlas Géothermique de l'Europe, 1980).

1b - Coupe géologique à l'extrémité du champ de fractures de Saverne et du bassin pétrolifère de Pechelbronn (d'après SITTLER, 1974). 1- socle granitique. 2- Buntsandstein (Trias gréseux). 3- Muschelkalk (Trias calcaire). 4- Keuper (Trias marneux à évaporites). 5- Jurassique (Lias argileux et Dogger calcaire). 6- Éocène (argileux et sidérolithique) et Lattorfien (zone dolomitique). 7- Lattorfien-couche rouge. 8- Lattorfien-couches de Pechelbronn inf. et moy. 9- Lattorfien-couches de Pechelbronn sup. 10- Rupélien-marnes à foraminifères et schistes à poissons. 11- Rupélien-couches à mélettes et marnes à Cyrènes. 12- Pliocène et Quaternaire.

1c - Localisation des trois forages géothermiques sur le site de Soultz-sous-Forêts (d'après la carte IGN 1/25 000 Haguenau).

Location of the geothermal drill site of Soultz-sous-Forêts in the Rhinegraben.

1a- Simplified geological map of Rhinegraben. (1) Oligocene and Miocene sediments ; (2) Jurassic (Lias and Dogger) ; (3) Trias ; (4) Permo-Carboniferous basins ; (5) Hercynian basement ; (6) main faults ; (7) temperature distribution at 1 500 m depth ; (8) local anomalies ((7) and (8) from Atlas Géothermique de l'Europe, *1980).*

1b- Cross section AB (from SITTLER, 1974) : 1- granitic basement. 2- Buntsandstein (Triassic sandstone). 3- Muschelkalk (Triassic limestone). 4- Keuper (Triassic marl and evaporite). 5- Jurassic (Liassic clay et Dogger limestone). 6- Eocene (clay and siderolithic) and Lattorfian (dolomitic zone). 7- Lattorfian-red bed. 8- Lattorfian-lower and middle Pechelbronn beds. 9- Lattorfian-upper Pechelbronn beds. 10 and 11- Rupelian. 12- Pliocene and Quaternary.

1c- Location of the three geothermal drills at the Soultz-sous-Forêts site (from IGN 1/25,000 map, Haguenau).

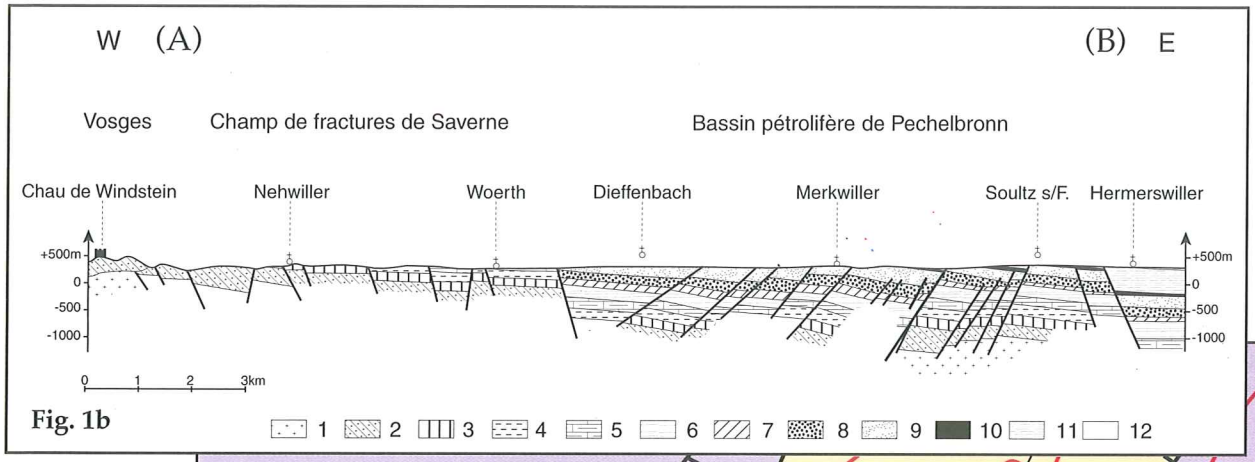


Fig. 1b

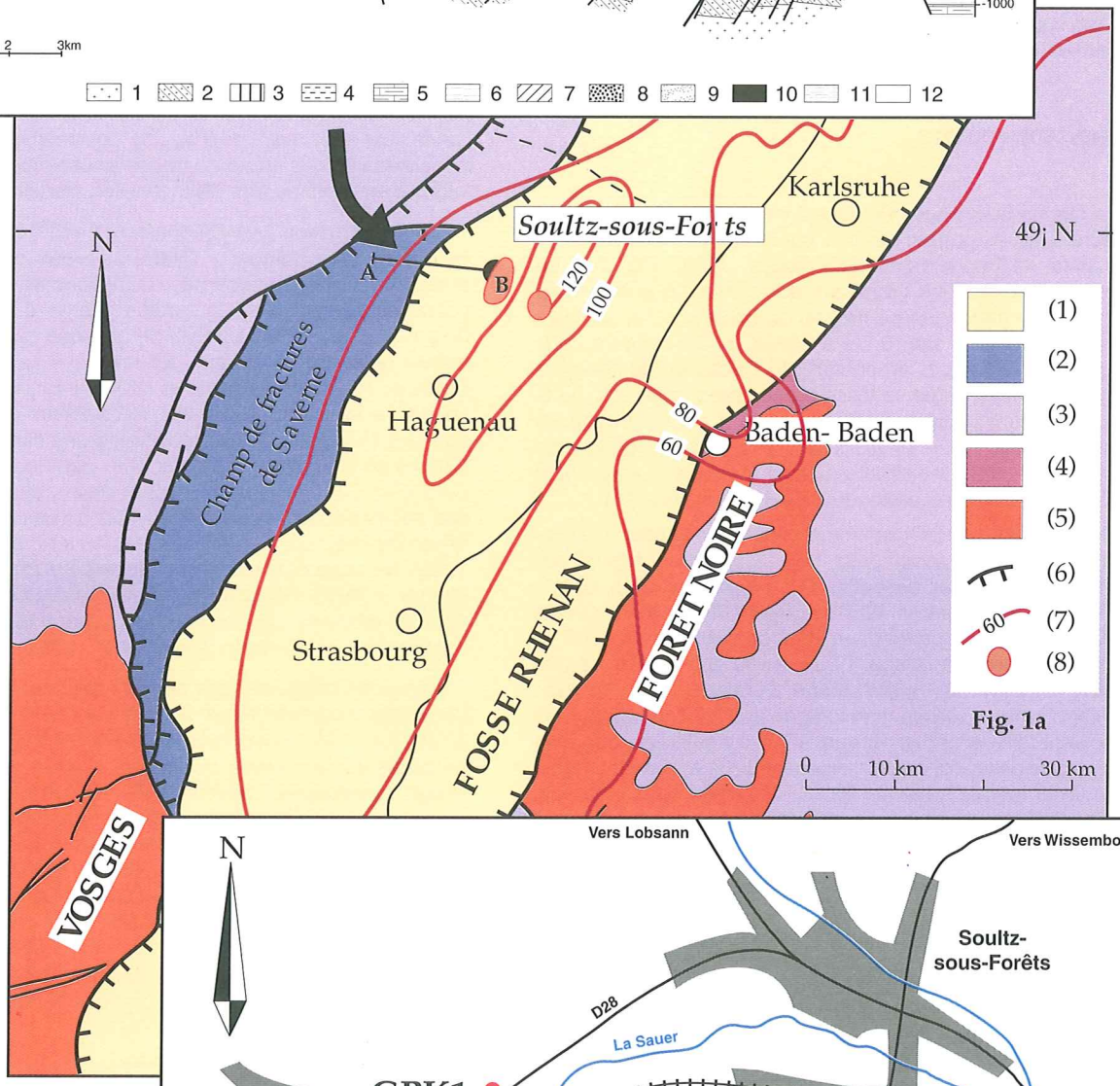


Fig. 1a

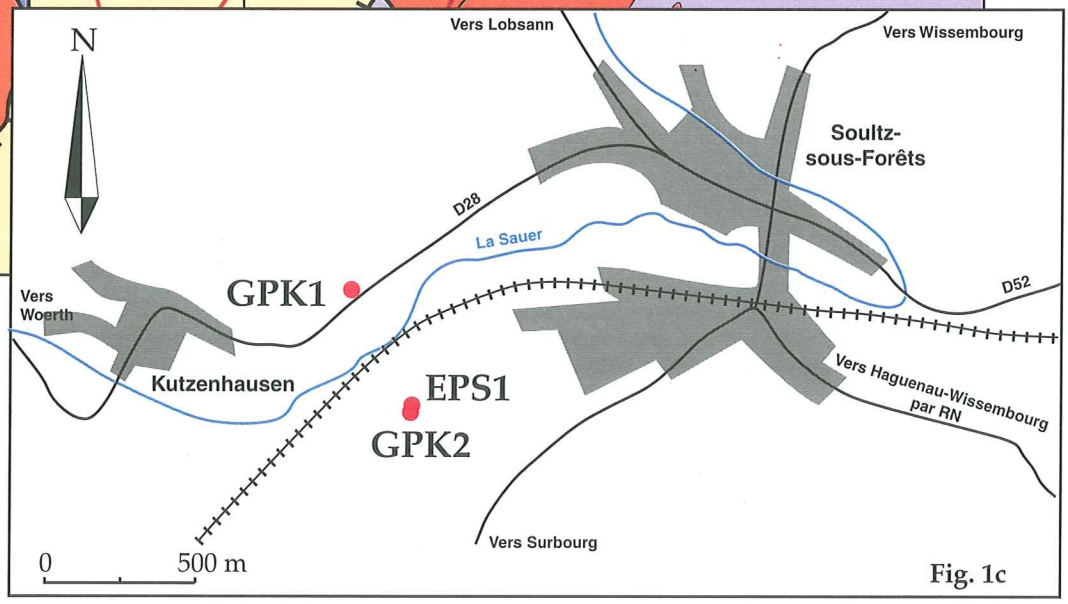


Fig. 1c

INTRODUCTION

Les forages de Soultz-sous-Forêts constituent l'un des sites expérimentaux de géothermie profonde « Roches Chaudes Sèches » (RCS ou HDR « Hot Dry Rock »). Ce type de géothermie cherche à extraire la chaleur emmagasinée dans des massifs peu perméables et chauds. A Soultz-sous-Forêts, le réservoir géothermique est constitué d'un granite porphyroïde, situé sous le remplissage tertiaire du graben du Rhin. La création d'un échangeur thermique souterrain à l'intérieur du réservoir granitique se fait par augmentation de la perméabilité des fractures. Dans un tel contexte, la circulation du fluide caloporteur est conditionnée à la fois par le réseau de fractures existant et l'état de contrainte actuel.

PRÉSENTATION DU SITE

Le site de Soultz-sous-Forêts est implanté à proximité de la bordure ouest du graben du Rhin, sur le site de l'ancien champ pétrolifère de Pechelbronn (SCHNAEBELE, 1948 ; Fig. 1a). Le réservoir géothermique granitique coïncide avec le maximum de l'anomalie thermique du graben du Rhin (Fig. 1a). La faille rhénane, proche du site (6 km à l'WNW du site) sépare deux ensembles. A l'ouest, le champ de fractures de Saverne (SITTLER, 1974) et à l'est, le fossé rhénan proprement dit, où la couverture sédimentaire méso-cénozoïque est découpée en blocs basculés (BRUN *et al.*, 1991 ; Fig. 1b). Au niveau de Soultz-sous-Forêts, une structure en horst permet d'atteindre le socle granitique à une profondeur de 1 400 m (Fig. 1b).

Dans le cadre du programme européen de géothermie profonde HDR à Soultz-sous-Forêts, trois forages profonds ont été réalisés entre 1987 et 1994 (Fig. 1c). Le premier puits, GPK1, non carotté, a été foré en 1987 jusqu'à -2 000 m (KAPPELMEYER *et al.*, 1991), puis approfondi en 1992 pour atteindre -3 600 m. En 1990, un second forage, EPS1, a été entièrement carotté jusqu'à -2 230 m où il a été stoppé en raison d'une déviation trop importante, dépassant en fond de trou 22° par rapport à la verticale. Enfin, le dernier forage GPK2 a également été réalisé en mode destructif durant l'automne 1994 et a atteint -3 900 m où la température est de 160°C. Les deux puits profonds, GPK1 et GPK2, sont très peu déviés et servent maintenant à des essais d'échange hydraulique.

BUT DE L'ÉTUDE

Ces trois puits ont été partiellement scrutés par des outils diagraphiques d'imagerie de paroi. Deux types d'outils ont été utilisés : des outils acoustiques (BoreHole TeleViewer, BHTV®, et Ultrasonic Borehole Imager, UBI®) et des outils électriques (Fullbore Formation MicroImager, FMI®, et Formation MicroScanner, FMS®). A partir de l'observation de ces diagraphies, nous avons pu distinguer deux catégories de fractures. Les fractures antérieures au forage, appelées ici fractures naturelles ou préexistantes, sont liées à l'histoire tectonique du granite et résultent des différents états de contrainte tectonique qu'a subi le granite depuis sa mise en place au Viséen. Pour cette première catégorie de fractures, nous avons comparé la réponse des différents outils d'image de paroi devant ces fractures anciennes. La seconde catégorie de fractures concerne les fractures induites par le forage. Nous avons précisé dans cette note les renseignements que l'analyse des fractures induites peut apporter.

® Marque déposé SCHLUMBERGER

LES OUTILS D'ANALYSE

Le « Borehole TeleViewer » (BHTV®) et l'« Ultrasonic Borehole Imager » (UBI®) sont des outils acoustiques qui procurent une image développée et orientée de la paroi du puits (ZEMANEK *et al.*, 1969). Une onde émise par l'outil est réfléchie par la roche (Fig. 2a) ; l'amplitude et le temps de parcours de l'onde sont alors mesurés (Fig. 2b). Les anomalies d'amplitude apparaissant sous forme de traces sinusoïdales sombres sont interprétées comme des discontinuités planaires (Fig. 2c).

Le « Formation MicroScanner » (FMS®) et le « Fullbore Formation Micro Imager » (FMI®) sont des outils électriques enregistrant plusieurs courbes de microrésistivité grâce à des patins en contact avec la surface interne du puits (Fig. 3a) (EKSTRÖM *et al.*, 1986). Le FMS ne possède que 4 patins et ne couvre qu'en partie la paroi. En revanche, le FMI possède 8 patins et 192 capteurs plaqués contre la roche (Fig. 3b), couvrant ainsi la totalité de la paroi si le diamètre du puits est inférieur à 6,25 *inches*. L'outil produit ainsi une cartographie orientée des contrastes de la conductivité électrique de la paroi du puits (Fig. 3c). Les fractures apparaissent en général comme des traces sinusoïdales sombres où la conductivité est forte en raison de l'eau qui s'infiltre dans les ouvertures (PÉZARD *et al.*, 1989). Un autre outil électrique, appelé « Azimuthal Resistivity Imager » (ARI), livre douze résistivités profondes et ne met donc en évidence que les fractures ayant une extension significative dans la formation (DAVIES *et al.*, 1992).

Les outils diagraphiques peuvent détecter des fractures de très faible ouverture (10 µm à 1 mm pour le FMS, d'après LUTHI & SOUHAITÉ, 1990). Cependant, le ré-échantillonnage du signal en pixels sur la surface cylindrique scrutée, pour former une image développée, diminue considérablement la résolution finale. Pour le BHTV, le balayage de la paroi se fait sur 360° en remontant l'outil. Les données sont donc acquises avec une distribution hélicoïdale le long du puits. Il faut ensuite ré-échantillonner ces données pour former une image développée de la paroi. Les images après ré-échantillonnage présentent une largeur de 128 pixels. Ces pixels ne sont pas carrés mais ont une largeur dépendant du diamètre du puits (3,9 mm pour un diamètre de 6,25 in) et une hauteur fixée en fonction de la remontée de l'outil (6,1 mm dans notre cas).

Pour le FMI, chaque pixel correspond à un capteur. Le pixel est alors carré et de dimension 2,6 mm.

Lorsque seul un tirage papier était disponible, les traces de fractures ont été digitalisées ; l'orientation et la profondeur des fractures correspondantes ont été calculées par ajustement des traces digitalisées avec une sinusoïde parfaite. Cependant, la plupart des diagraphies sur lesquelles nous avons travaillé étaient disponibles sous forme numérique. Nous en avons fait une analyse directe sur le site de Soultz-sous-Forêts grâce au logiciel spécifique développé par l'Université de Stanford (BARTON *et al.*, 1991) et adapté par K. Hubert & R. Apel à l'Université de Karlsruhe (Allemagne).

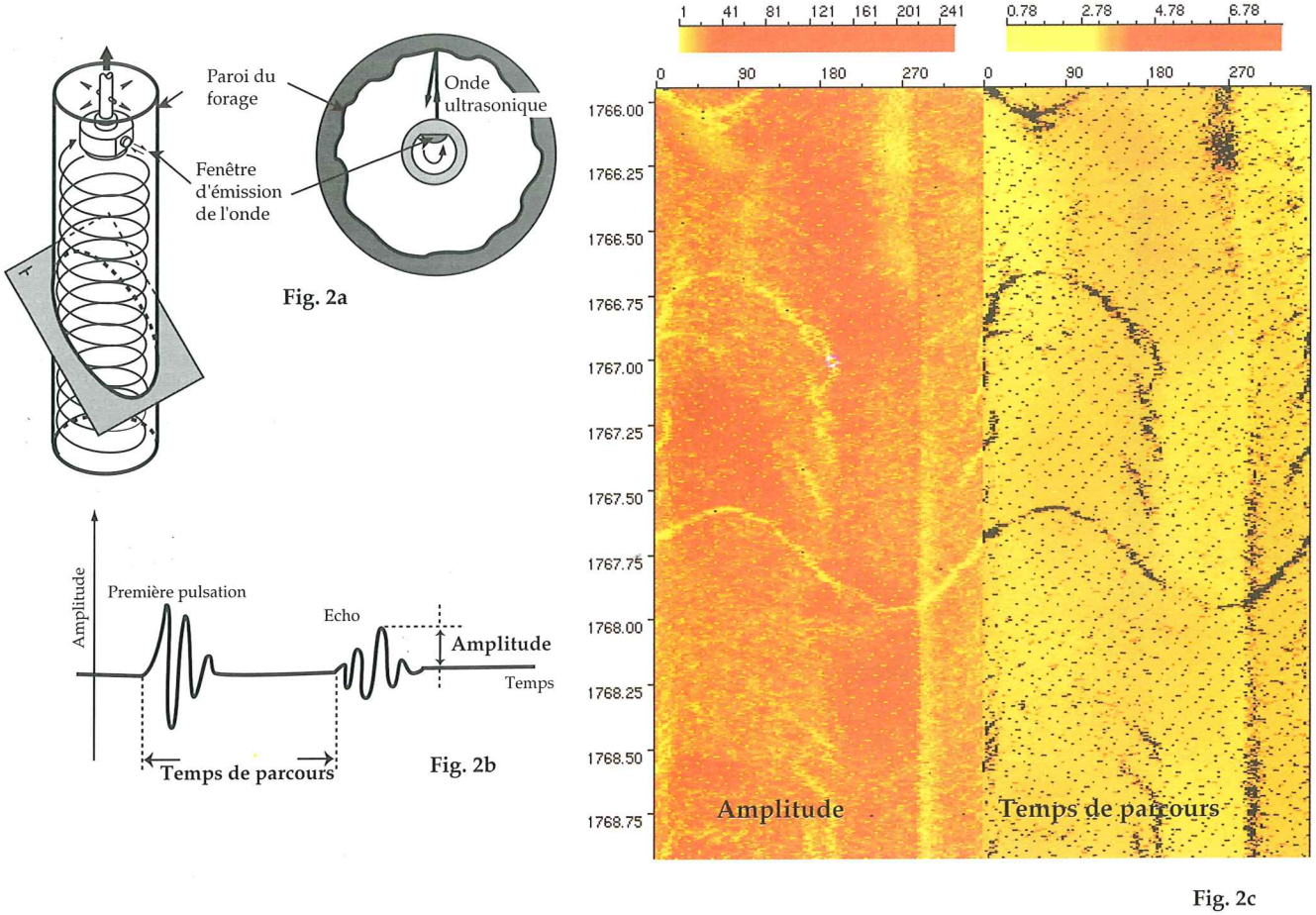


FIGURE 2

Principe de l'outil BHTV® (d'après ELLIS, 1987).

2a- Un transducteur en rotation rapide émet les pulsations acoustiques dans le puits et reçoit l'écho après réflexion sur la paroi.

2b- L'outil analyse l'amplitude de l'onde réfléchie et le temps d'aller-retour de l'onde.

2c- Image BHTV provenant du puits GPK1 de Soultz-sous-Forêts traversant une formation granitique. Les palettes au-dessus des images représentent l'étalement des couleurs des deux images respectives. L'image de gauche représente l'amplitude de l'onde réfléchie. L'image de droite représente le temps de parcours de l'onde. Les graduations horizontales représentent la direction des données par rapport au Nord magnétique (en degré). Les graduations verticales représentent les cotes de profondeur du forage (en m). Les discontinuités planaires recoupées produisent une trace sinusoïdale caractéristique sur l'image développée de la paroi de forage.

Principle of BHTV® tool (from ELLIS, 1987).

2a- A transductor in rotation movement aims an ultrasonic beam at the borehole wall and receives the reflected beam.

2b- The tool analyses the reflected beam in terms of amplitude and transit time.

2c- BHTV image coming from the GPK1 borehole of Soultz-sous-Forêts reached a granitic formation. The colour scale above images indicates the colour spreading of the both images respectively. The image on the left shows the amplitude of reflected beam. The image on the right shows the transit time. The horizontal graduations indicate the direction in relation to magnetic North (in degree). The vertical scale indicates the depth of borehole (in metre). The planar discontinuities form a characteristic sinusoidal trace on the borehole image.

1. — CARACTÉRISATION DES FRACTURES

1.1. LES DONNÉES DISPONIBLES

Seul le forage EPS1 a été carotté, offrant 800 m d'échantillons continus de granite (Fig. 4). Sur cet intervalle, nous disposons aussi d'images BHTV, réalisées par la compagnie DMT (Fig. 4).

GPK1 n'a fourni qu'une cinquantaine de mètres de carotte dont 3,3 m en fond de puits (-3 514 m), mais de nombreuses diagraphies ont été réalisées.

Des images BHTV ont été réalisées par DMT dans la partie supérieure du puits entre -1 400 et -2 000 m (Fig. 4). Dans la partie approfondie, une diagraphie FMI (Schlumberger) est disponible en continu sur 1 610 m (Fig. 4). Des images ARI (Schlumberger), entre -2 820 et -3 500m, sont également disponibles sous forme de tirages papier (Fig. 4).

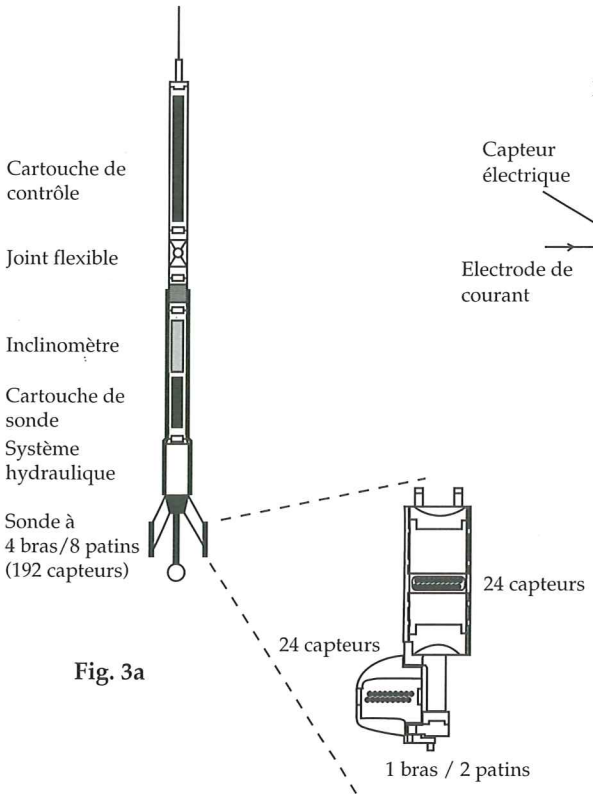


Fig. 3a

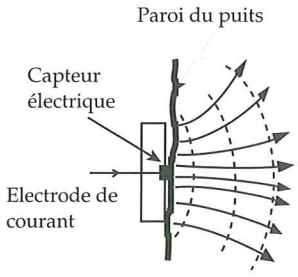


Fig. 3b

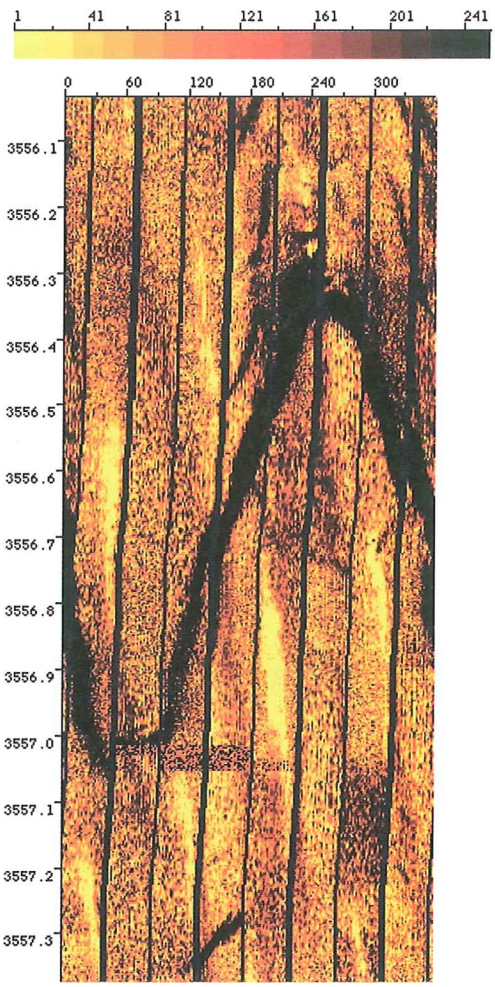


Fig. 3c

FIGURE 3

Principe du FMI 8 patins (d'après document SCHLUMBERGER, 1987, ELLIS, 1987).

3a- Une série de 8 patins comportant chacun 24 électrodes sont en contact avec la roche.

3b- Ces électrodes mesurent les différences de résistivité locale de la paroi.

3c- Image FMI à 8 patins provenant du puits GPK1 de Soultz-sous-Forêts. La palette au-dessus de l'image représente l'étalement des couleurs. Les graduations horizontales représentent la direction des données par rapport au nord magnétique (en degré). Les graduations verticales représentent les cotes de profondeur du forage (en m). Les bandes noires verticales correspondent à des zones sans enregistrement. Le puits a donc un diamètre supérieur à celui que peuvent recouvrir les patins de mesure. Les traces sinusoïdales noires indiquent la présence de fractures.

Principle of 8 pad FMI (from SCHLUMBERGER document, 1987, ELLIS, 1987).

3a- A series of 8 pads, each containing 24 electrodes in contact with the rock.

3b- These electrodes measure local resistivity of the drill wall.

3c- FMI 8-pad image coming from the GPK1 well of Soultz-sous-Forêts. The colour scale above image indicates the colour spreading. The horizontal scale indicates the direction in relation to magnetic north (in degree). The vertical scale indicates the depth of borehole (in metre). The vertical black bands show no record zones. The sinusoidal black traces indicate fractures.

Pour le forage GPK2, nous ne disposons d'aucune carotte et de très peu de déblais de forage (cuttings), en raison des pertes totales de boues pendant la foration. Néanmoins, des images UBI ont été réalisées par Schlumberger entre -1 420 et -3 800 m (Fig. 4).

Au total, 4 430 m d'images répartis sur les trois puits du site de Soultz ont été analysées (Fig. 4).

1.2. LA TYPOLOGIE DES FRACTURES

L'intersection d'un plan (fracture, joint libre, etc.) et de l'enveloppe cylindrique d'un forage correspond à une ellipse. En représentation déroulée, cette ellipse devient une trace sinusoïdale. Toutes les images (FMI ou BHTV) observées présentent des traces ou des portions de traces sinusoïdales correspondant à des fractures. Nous avons ainsi distingué quatre

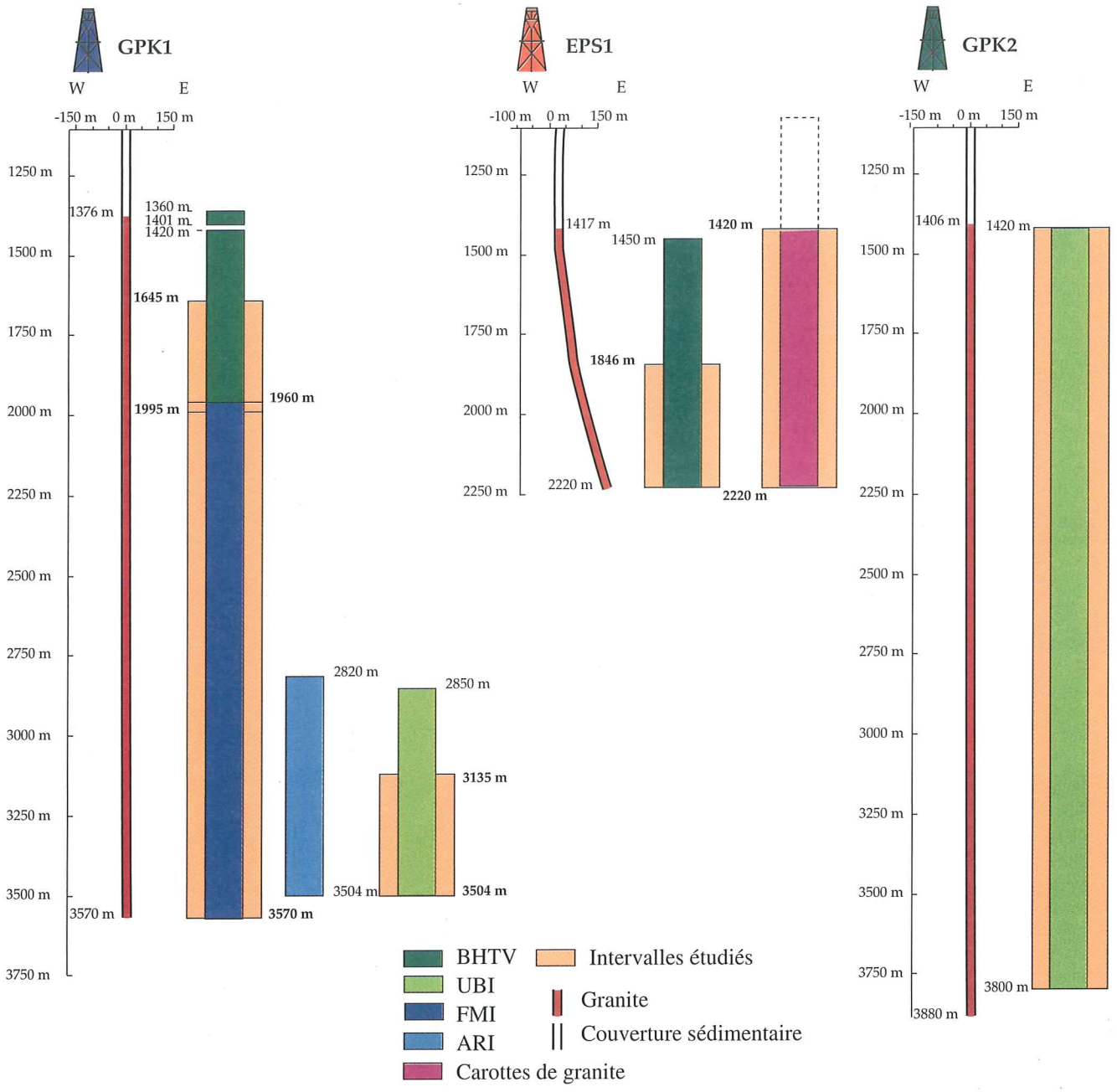


FIGURE 4
Les trois forages HDR de Soultz-sous-Forêts.
Données disponibles et intervalles étudiés.
The three HDR boreholes of Soultz-sous-Forêts.
Available data and investigated sections.

types de fractures en fonction des caractéristiques de la trace sinusoïdale identifiée (Fig. 5) :

— type 1 : les fractures dites « complètes », identifiées par une sinusoïde complète (Fig. 5 et 6) ;

— type 2 : les fractures dites « partielles » représentées par les parties inférieure et supérieure de la sinusoïde (partie centrale non visible) (Fig. 5 et 7). Malgré leur trace incomplète et comme dans le cas suivant, il est possible de retrouver l'orientation de ces fractures par interpolation ;

— type 3 : les fractures dites « en échelon » auxquelles correspond une succession verticale serrée de branches médianes de sinusoïdes. Ces fractures correspondent pratiquement toujours à des plans de forte inclinaison (≈ 80°) (Fig. 5 et 8) ;

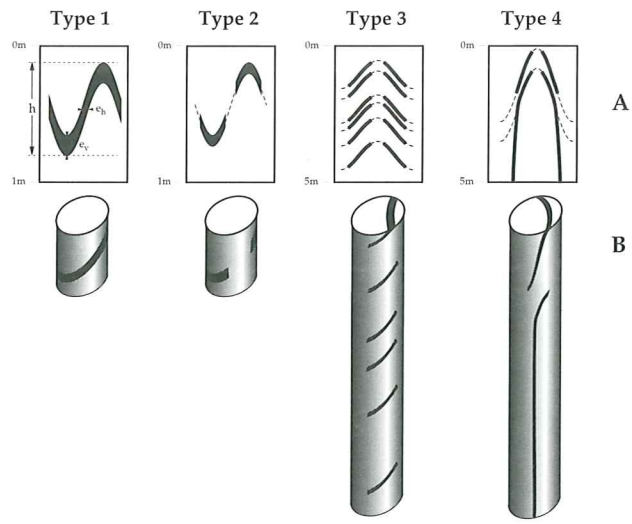


FIGURE 5

Aspect des fractures sur une image de paroi.

Différents types de signatures sur les images développées (A) et leur correspondance sur la contre-empreinte vue en perspective (B). Type 1- fracture complète ; type 2- fracture partielle ; type 3- fractures en échelon ; type 4- fractures en échelon se prolongeant en fracture axiale.

Fracture shapes on borehole images.

Different types of signatures on the images (A) and corresponding 3D cylinder view (B). Type 1- continuous fracture ; type 2- partial fracture ; type 3- en echelon fracture ; type 4- axial fracture.

— type 4 : les fractures dites « axiales » à trace parallèle au forage, identifiable sur plusieurs mètres (Fig. 5 et 9).

Les fractures de type 1 ont été retrouvées sur les carottes où leurs équivalents sont antérieurs à la foration.

L'orientation des fractures de type 2 est statistiquement semblable à celle des fractures de type 1 (cf. § 2.3 ; Fig. 12). La comparaison avec les carottes est difficile à effectuer, car, dans les zones où sont observées ces fractures partielles, les carottes montrent une intense fracturation. Il est donc probable que ces fractures aient également une origine tectonique antérieure à la foration. Dans ce cas une partie des fractures n'est pas détectée à cause de leur épaisseur trop faible. Par ailleurs, ces fractures ne sont pas détectées par l'outil ARI (GENTER & GENOUX-LUBAIN, 1994), c'est-à-dire qu'elles n'ont pas d'extension visible au-delà de la paroi du forage. Ces fractures trop fines ne semblent pas, dans ce cas encore, pouvoir être détectées complètement. Cette épaisseur n'est en effet pas constante le long de l'ellipse d'intersection : pour une fracture d'inclinaison supérieure à 45°, cette épaisseur est plus faible dans les parties latérales de l'ellipse, qu'à la base et au sommet de celle-ci. Les arcs haut et bas de l'ellipse sont donc dans ce cas plus facilement détectés que les parties latérales.

Ces deux premiers types de fractures sont donc des fractures anciennes résultant de l'histoire tectonique du granite. Ces fractures peuvent être soit des failles (ou joints de cisaillement si le déplacement est négligeable), soit des fentes de tension (ou joint de tension si l'ouverture est négligeable). A l'affleurement, ces deux catégories de structures cassantes peuvent être distinguées par le mouvement relatif entre les deux blocs séparés par la fracture. Ce mouvement est très difficile, voire impossible à déterminer dans le cas d'un puits scruté par images de paroi. Les fentes et les joints de tension, résultant d'un épisode tectonique donné, s'organisent en une seule famille. Dans le cas des failles et des joints de cisaillement, les fractures se regroupent autour de deux familles conjuguées (direction de plongement opposé ; Fig. 10). Les failles sont le plus souvent situées dans des zones altérées où plusieurs fractures se regroupent. La saturation des outils rend difficile la caractérisation des traces de fractures (Fig. 11).



FIGURE 6

Fracture complète de type 1 (Fig. 5) sur une image FMI réalisée dans le puits GPK1.

La sinusoïde blanche représente le pointé de la fracture. Les chiffres à droite indiquent l'orientation du plan en degré : direction de plongement/plongement. Les deux traces verticales noires correspondent à une fracture de type 4 (Fig. 5 et 9). Échelles, voir Fig. 3.

Continuous fracture of type 1 (Fig. 5) on an FMI image, GPK1 well.

The white sinusoide shows the line-drawing of the fracture. Numbers on the right indicate the dip direction and the dip of the plane. The vertical black traces correspond to a type 4 fracture (Fig. 5 and 9). Scales, see Fig. 3.

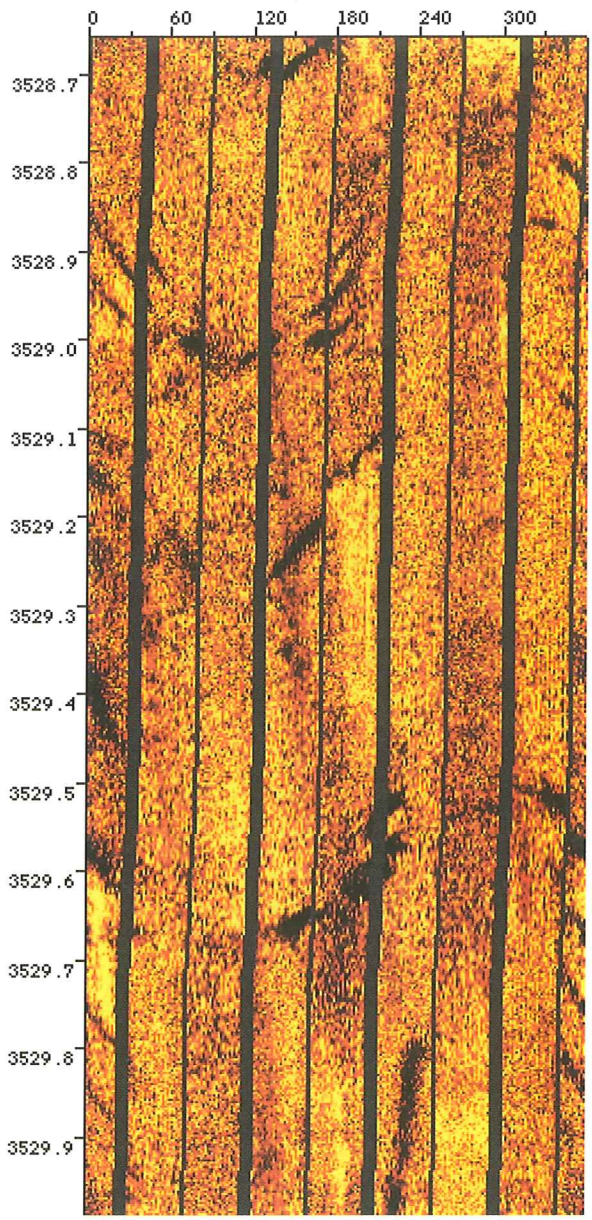


FIGURE 7

Fracture partielle de type 2 (Fig. 5) sur une image FMI provenant du puits GPK1.

La détection de la fracture ne se fait pas sur l'ensemble de la paroi. Ainsi, il n'apparaît que certaines parties de la sinusoïde. Échelles, voir Fig. 3.

Partial fracture of type 2 (Fig. 5) on an FMI image from GPK1 well.

The fracture is not detected on the whole section of the drillwall. We just see part of the sinusoid. Scales, see Fig. 3.

Les fractures axiales de type 4 n'ont aucun équivalent sur les carottes ; elles se sont donc formées après la foration. Elles ne sont pas visibles sur les diagraphies de type ARI (GENTER & GENOUX-LUBAIN, 1994) et n'ont donc pas d'extension significative autour du forage. Ces fractures sont donc induites par la foration et peuvent s'expliquer par différents effets : variation de température, injection, état de contrainte actuel, etc. D'après les expériences analogiques de DANESHY (1973) et BAUMGÄRTNER *et al.* (1989), les fractures induites se formeraient parallèlement à l'axe des trous, dans la direction de la contrainte maximale située dans le plan perpendiculaire à cet axe. C'est l'hypothèse que nous avons retenue : les fractures axiales résultent donc de l'application des contraintes locales actuelles au niveau du trou de forage.

Les fractures axiales sont souvent précédées d'une série de fractures en échelon (type 3), avec passage progressif à une seule déchirure axiale (Fig. 5). Ces fractures en échelon n'ont pas non plus d'équivalent sur les carottes et n'apparaissent pas sur les images ARI (GENTER & GENOUX-LUBAIN, 1994). En raison de ces similitudes par rapport aux fractures axiales, elles pourraient donc avoir également une origine induite. De telles fractures ont été reproduites expérimentalement par BAUMGÄRTNER *et al.* (1989). D'après ces auteurs, les fractures en échelon résultent de l'obliquité du forage par rapport à la direction de la contrainte principale.

1.3. L'ORIENTATION DES FRACTURES PRÉEXISTANTES

Les orientations des fractures préexistantes mesurées sur la paroi des puits sont représentées sur une série de diagrammes d'iso-densité (Fig. 12). Les données se regroupent le plus souvent autour de deux axes moyens, avec une dispersion peu importante (Fig. 12). Les inclinaisons sont fortes, en général supérieures à 60°. Pour établir ces diagrammes, nous n'avons pas tenu compte du biais statistique qu'engendre le forage. Les fractures verticales sont par conséquent sous-échantillonnées.

Dans le puits EPS1, la direction principale des fractures observées sur les images BHTV est N40°E-N50°E (Fig. 12-A1 et A2). Cette direction se retrouve parmi les fractures détectées sur les images BHTV de la partie supérieure du puits GPK1 (Fig. 12-B1 et B2). Cependant, dans ce puits, la famille inclinée vers le SE n'est pas présente et deux autres familles de fractures orientées N240°E-65° et N60°E-65° sont mises en évidence (Fig. 12-B1 et B2). Dans la partie approfondie de GPK1, 1 610 m d'image FMI en continu ont permis de distinguer une distribution des pôles de fractures en forme de « haricot » autour de deux axes moyens, N100°E-20° et N280°E-20° (Fig. 12-C1 et C2). La répartition des inclinaisons (70°) est symétrique autour de deux plans moyens de direction N10°E (Fig. 12-C1 et C2).

Dans GPK1, les deux intervalles de profondeur consécutifs (respectivement -1 645 à -1 990 m et -1 960 à -3 750 m) ont été analysés à partir de diagraphies de types différents (respectivement BHTV et FMI). Si l'on considère que ces deux méthodes donnent des résultats semblables du point de vue de la détection des fractures, il faut alors admettre un changement d'orientation des fractures en profondeur : la direction principale des fractures passerait de N150°E à N10°E entre la partie supérieure (-1 645 à -1 990 m) et la partie inférieure (-1 960 à -3 570 m) du puits GPK1. Cependant, l'analyse en continu des fractures observées sur les images FMI (-1 960 à -3 570 m) ne montre pas de rotation significative le long de cet important intervalle. La variation des directions principales des fractures ne se fait donc pas progressivement, mais probablement de façon brutale vers -2 000 m. Cette profondeur correspondant malheureusement au changement d'outil (Fig. 4), il est donc difficile de préciser les modalités de ce changement d'orientation de la fracturation.

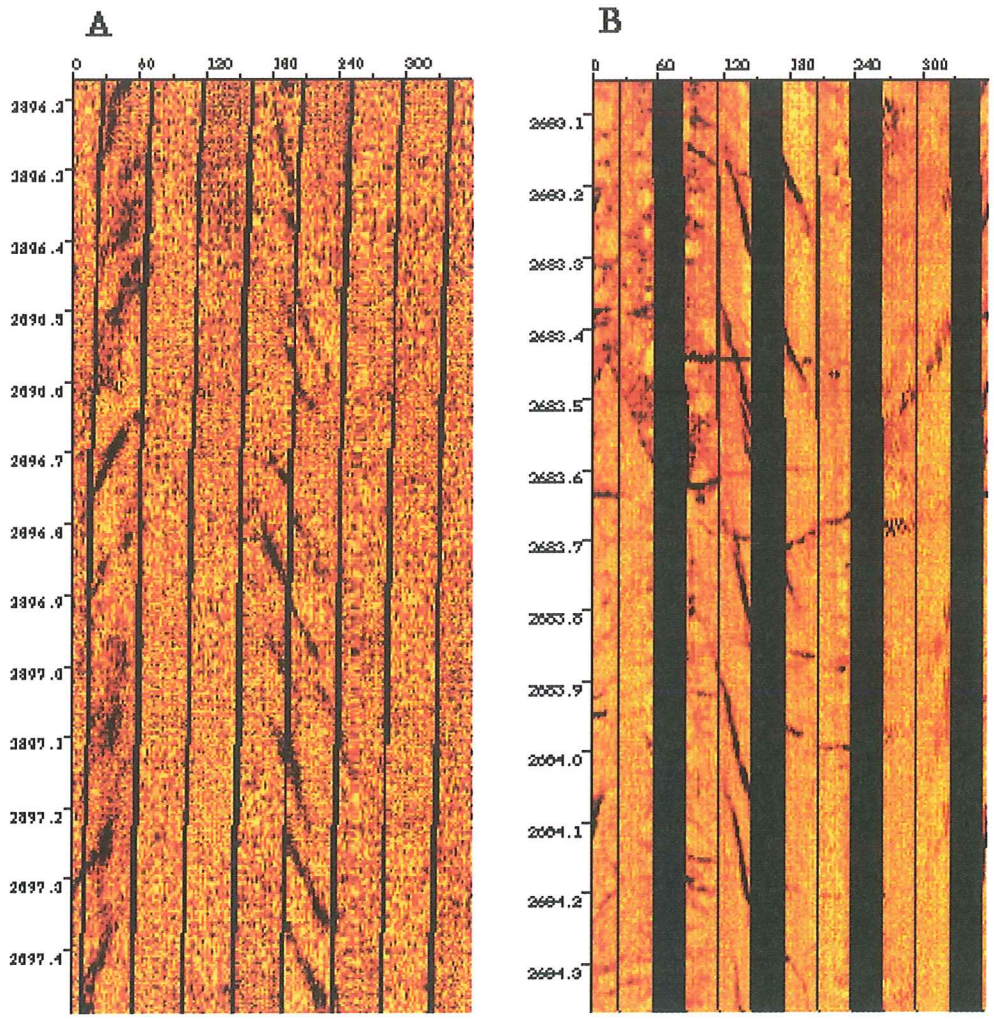


FIGURE 8

Fractures en échelon de type 3 (Fig. 5) sur des images FMI réalisées dans le puits GPK1.

A - Deux branches de la sinusoïde sont visibles. B - Une seule branche de la sinusoïde est visible. Remarquez dans ce cas les bandes noires indiquant que les patins de l'outils sont trop écartés et ne couvrent pas toute la surface de la paroi. Échelles, voir Fig. 3.

En echelon fracture of type 3 (Fig. 5) on FMI images from GPK1 well.

A - Two segments from each sinusoid are visible. B - Only one segment from each sinusoid is visible. In this case, the black stripes indicate that the tool pads have moved too far apart so they do not cover the whole section of the drillwall. Scales, see Fig. 3.

La partie supérieure de GPK1 a également été scrutée par l'outil FMS dont les images ont été analysées par GENTER (1989). Sur ces images, les fractures s'organisent autour de deux plans moyens d'inclinaison 70°, symétriques par rapport à un plan vertical de direction N165°E (Fig. 12-D1 et D2). Ces deux familles se retrouvent sur les images BHTV (Fig. 12-B1 et B2), avec une dispersion plus grande en direction et moins grande en inclinaison (comparer les diagrammes B et D et la Fig. 12). Cependant, la famille de direction N50°E observée sur les images BHTV n'est pas présente sur les images FMS (Fig. 12-D). Cette famille est également absente des images FMI réalisées plus bas dans le puits (Fig. 12-C). Sur un même segment, les images électriques et acoustiques ne fournissent donc pas la même information. La famille N150°E-N170°E, détectée dans les deux cas, possède donc des propriétés acoustiques et électriques favorables à sa détection par les outils acoustiques et électriques. La famille N50°E ne fournit pas un contraste électrique suffisant pour être détectée par les outils électriques. Les propriétés électriques sont très sensibles à la présence d'eau ou de minéraux argileux. La famille N150°E-N170°E est donc probablement le lieu de circulation fluide, ce qui n'est pas le cas de la famille N50°E. Remarquons, que cette famille N150°E-N170°E est parallèle à la contrainte horizontale maximale (cf. § 2.2), ce qui en fait une famille de fractures drainantes, contrairement à la famille N50°E.

Dans le dernier puits GPK2, l'analyse des images acoustiques UBI, d'excellente qualité, a permis l'identification de 1 792 fractures sur 2 380 m d'images interprétées (Fig. 12-E1 et E2). Ces fractures sont fortement regroupées autour de deux

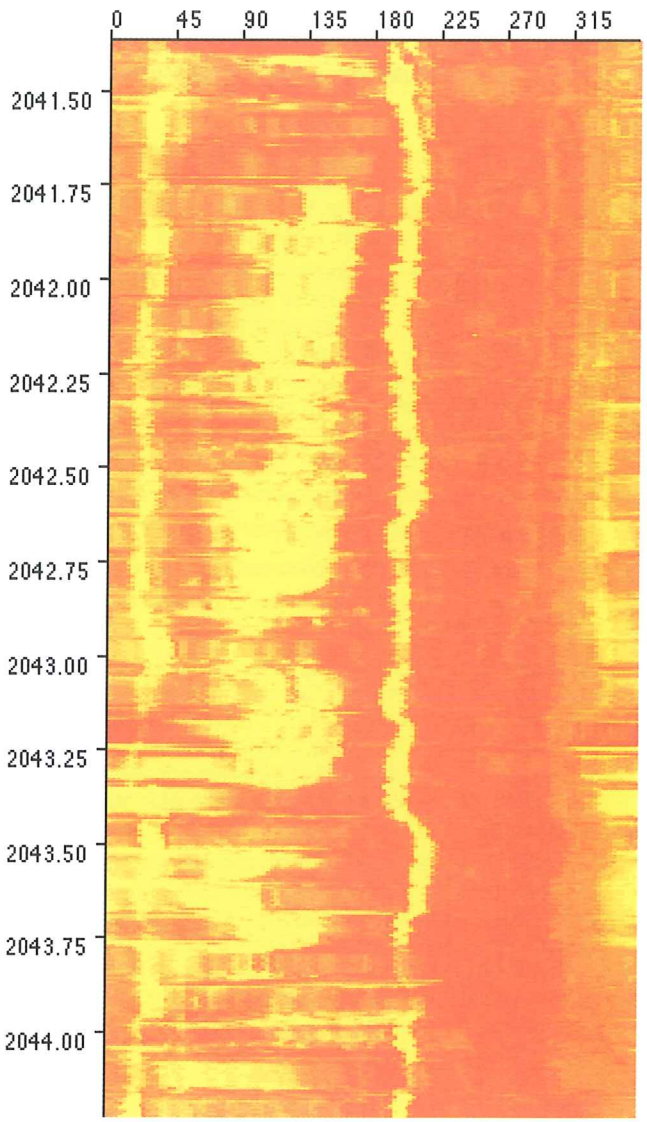


FIGURE 9

Fracture axiale de type 4 (Fig. 5) sur une image BHTV réalisée dans le puits GPK1.

Les deux traces parallèles représentent les deux intersections du plan de fracture vertical avec la paroi cylindrique du puits. Échelles, voir Fig. 2.

Axial fracture of type 4 (Fig. 5) on a BHTV image from GPK1 well.

The two parallel traces show the two intersections of the vertical fracture plan with the cylindrical drillwall. Scales, see Fig. 2.

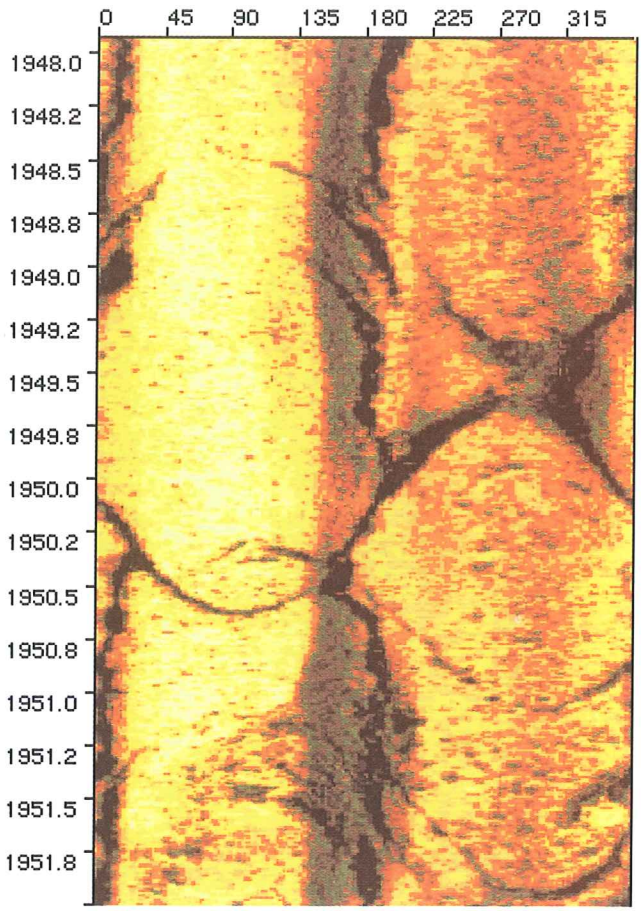


FIGURE 10

Fractures conjuguées d'après une image UBI provenant du puits GPK2. Échelles, voir Fig. 2.

Conjugate fractures from a UBI image realised in GPK1. Scales, see Fig. 2.

plans moyens symétriques N80°E-70°E et N260°E-70°W (Fig. 12-E1 et E2). Nous retrouvons donc la direction subméridienne majeure comme dans GPK1 (Fig. 12 B à D).

1.4. L'ORIENTATION DES FRACTURES INDUITES

Dans le puits EPS1, les fractures en échelon présentes sur les images BHTV ont une direction moyenne N150°E et sont fortement inclinées, avec un plongement dominant vers le NW (Fig. 13-A1). Les fractures axiales présentent une direction N125°E (Fig. 13-A2).

Dans le puits GPK1, les fractures en échelon possèdent des directions respectivement N170°E et N190°E dans les parties supérieure et inférieure (Fig. 13-B1 et C1). Les images BHTV réalisées dans la partie supérieure révèlent une densité de fractures axiales de 0,16 fracture/m, tandis que la partie inférieure, scrutée par le FMI, montre une densité 100 fois plus faible (0,01 fracture/m). Dans la partie supérieure de ce puits, les fractures axiales ont une direction comprise entre N140°E et N190°E, avec un maximum à N160°E (Fig. 13-B2). Tandis que dans la partie profonde, les fractures axiales sont orientées N5°±20° (Fig. 13-C2).

Dans le puits GPK2, les fractures en échelon ont une direction principale N170°E (Fig. 13-E1), semblable à celle des fractures axiales (Fig. 13-E2).

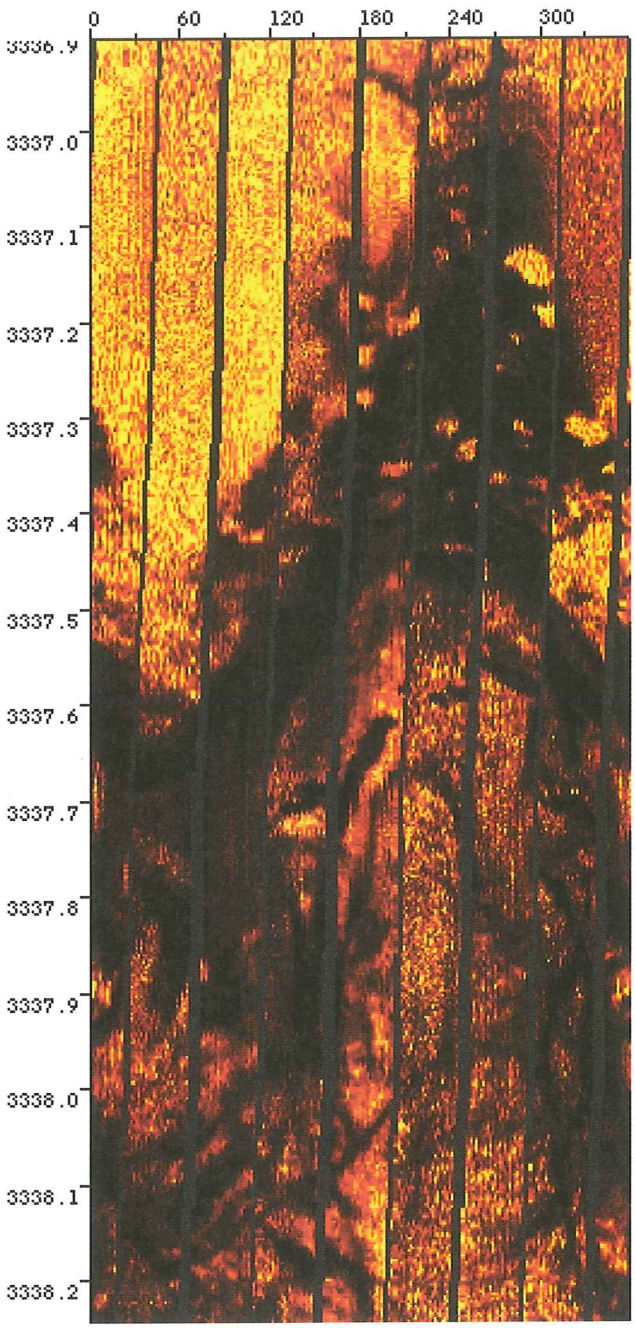


FIGURE 11

Zone de fracture d'après une image FMI provenant du puits GPK1.

L'altération de la roche sature l'outil FMI qui restitue une image sombre de la zone fracturée. Il est tout de même possible de distinguer quelques plans à l'intérieur de cette zone. Échelles, voir Fig. 3.

Fracture zone on an FMI image from GPK1.

Scales, see Fig. 3.

2. — DISCUSSION

2.1. LES FRACTURES NATURELLES ET L'HISTOIRE TECTONIQUE

Les fractures que nous avons observées sur les images de paroi s'organisent en familles conjuguées (cf. § 1.4). Elles peuvent donc être assimilées à des failles ou des joints de cisaillement créés sous un régime de paléocontraintes.

L'histoire tectonique du granite de Soultz (GENTER, 1989 ; DEZAYES *et al.*,1993 et 1995) n'est pas l'objet de cet article. Nous nous basons sur l'histoire proposée par DEZAYES *et al.* (1993 et 1995). Quatre paléo-tenseurs de contrainte ont ainsi été mis en évidence par ces auteurs d'après les failles striées observées sur les carottes du puits EPS1. L'histoire ainsi reconstituée est identique à celle connue, pour la région, au Cénozoïque (VILLEMIN & BERGERAT, 1987). Elle comprend :

— à l'Éocène, un régime compressif décrochant N-S,

— à l'Oligocène, une extension E-W,

— au Miocène, un régime compressif décrochant NE-SW,

— de la fin du Miocène à l'Actuel, un régime compressif décrochant NW-SE.

Les fractures formées sous les états de contrainte (1), (3) et (4) sont des décrochements. Compte-tenu de l'absence de basculement significatif au cours du Cénozoïque, ces fractures sont encore en position verticale. Leur probabilité d'être recoupée par le forage est donc faible. Les failles normales résultant de l'épisode distensif (2) ont une inclinaison plus faible et leur échantillonnage est donc relativement favorisé par le forage.

Les fractures préexistantes observées sur les images (type 1 et 2) (Fig. 12) ont une disposition dans l'espace similaire à celle de failles normales conjuguées subméridiennes. Elles pourraient donc avoir comme origine commune l'épisode de distension E-W de l'Oligocène. Compte-tenu du fait que ces fractures représentent à elles seules plus de 90 % des fractures détectées, il apparaît donc que la distension oligocène a joué un rôle fondamental dans la fracturation du granite de Soultz-sous-Forêts.

Les failles décrochantes liées aux épisodes compressifs ne sont pas observées sur les images de paroi, ni parmi celles observées sur les carottes (DEZAYES, 1995 ; DEZAYES *et al.*, 1996). Ce type de fracturation est cependant largement représenté en surface dans les terrains sédimentaires. L'observation de la fracturation à plus grande échelle, dans les cristaux de quartz, montre qu'il existe de nombreuses microfractures subverticales (DEZAYES, 1995). Les fractures verticales résultant des épisodes compressifs décrochants sont donc probablement sous-échantillonnées par le forage.

2.2. LES FRACTURES INDUITES ET LE CHAMP DE CONTRAINTE ACTUEL

Les fractures en échelon et axiales se sont formées pendant ou après la foration. Elles résultent de l'effet de l'état de contrainte actuel sur l'excavation créée par le forage et renseignent sur l'orientation des contraintes actuelles. Leur direction est parallèle à la direction de la contrainte maximale, dans le plan perpendiculaire à l'axe du forage. Si le forage est vertical, cette direction correspond à la direction de la contrainte principale horizontale maximale s_H.

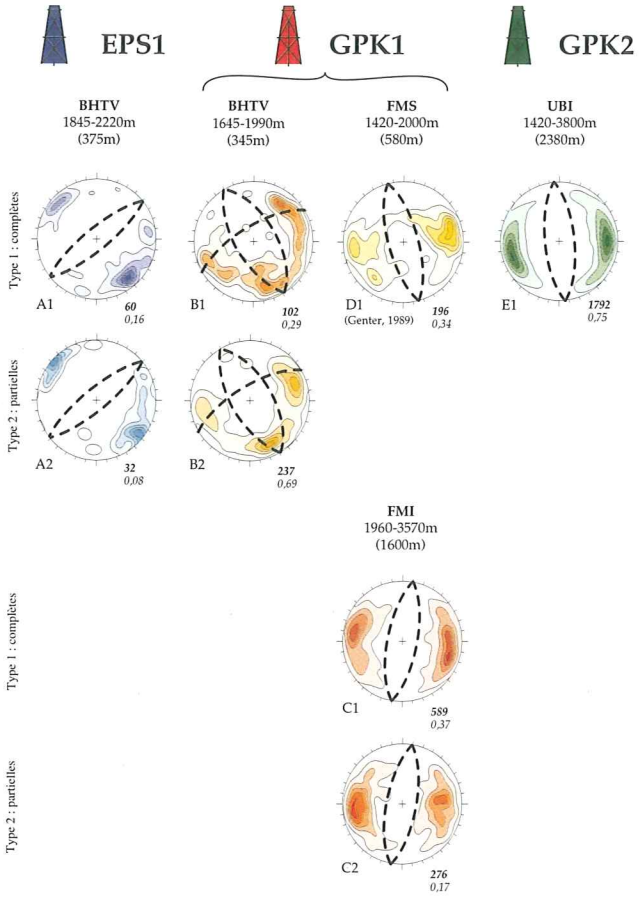


FIGURE 12

Analyse de l'orientation des fractures préexistantes observées sur les images de paroi dans les trois puits HDR.

Diagramme en iso-densité (projection de Schmidt, hémisphère inférieur). Les plages d'iso-densité sont à 10 %, 30 %, 50 %, 70 % et 90 % du maximum de fréquence.

Les chiffres en italique gras indiquent le nombre de données. Les chiffres en italique indiquent la densité de fractures.

Orientation analysis of pre-existing fractures visible on borehole images in the three HDR boreholes.

Contoured density diagram (lower hemisphere, Schmidt projection). The contour lines are at 10 %, 30 %, 50 %, 70 % and 90 % of the highest frequency respectively.

Bold italic numbers indicate the number of observed fractures. Italic numbers indicate the density of observed fractures.

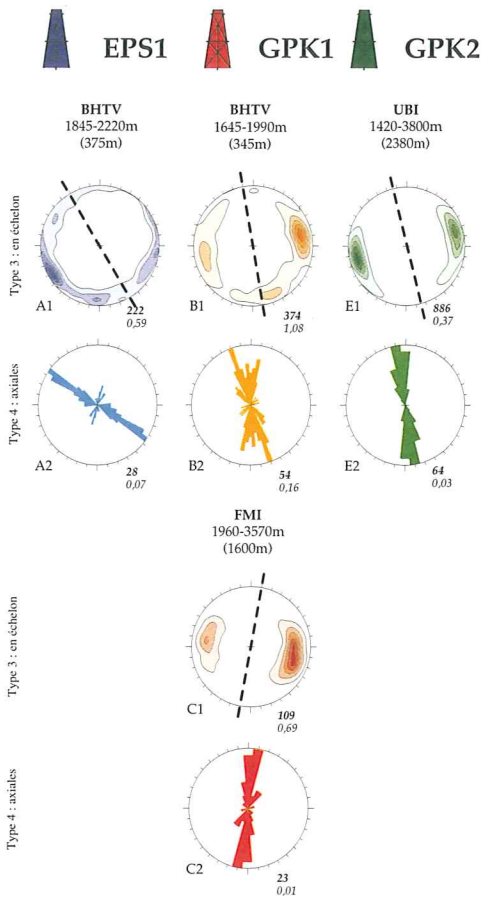


FIGURE 13

Analyse de l'orientation des fractures induites observées sur les images de paroi dans les trois puits HDR.

Diagramme en iso-densité (projection de Schmidt, hémisphère inférieur). Les plages d'iso-densité sont à 10 %, 30 %, 50 %, 70 % et 90 % du maximum de fréquence.

Les chiffres en italique gras indiquent le nombre de données. Les chiffres en italique indiquent la densité de fractures.

Orientation analysis of induced fractures visible on borehole images in the three HDR boreholes

Contoured density diagram (lower hemisphere, Schmidt projection). The contour lines are at 10 %, 30 %, 50 %, 70 % and 90 % of the highest frequency respectively.

Bold italic numbers indicate the number of observed fractures. Italic numbers indicate the density of observed fractures.

Les fractures axiales apparaissent comme des déchirures de la paroi du forage qui peuvent être observées sur plusieurs mètres. Le champ de contrainte responsable de cette fracturation induite est donc homogène, à cette échelle au moins, sur la longueur de la fracture.

L'analyse des directions principales des fractures induites (cf. § 1.4, Fig. 13) montre que la contrainte horizontale maximale s_H est N125°E dans EPS1 et N160°E dans GPK1, pour des intervalles de profondeurs similaires (partie supérieure du granite). De plus, le long du puits GPK1, les orientations des fractures induites observées, respectivement dans les parties supérieure et inférieure du forage, ne sont pas identiques : la direction de s_H passe de N160°E (partie supérieure) à N180°E (partie inférieure) (Fig. 13). Dans le puits GPK2, la direction de s_H apparaît très homogène et de direction N170°E.

Au sein des puits, l'analyse détaillée de la direction des fractures axiales montre des rotations progressives de cette direction au niveau de certaines zones. Cette rotation est d'environ 20° dans le sens anti-horaire par rapport à la direction principale.

Il existe donc des variations à plusieurs échelles : au niveau du site, mais également au sein des forages. Ces variations pourraient être dues à plusieurs effets. L'incertitude sur les mesures, inférieure à la variation observée, ne semble pas pouvoir être mise en cause. Il s'agirait donc d'une rotation du champ de contrainte actuel impliquant une variation de direction des fractures induites. Ces variations de champ de contrainte, à l'échelle décamétrique, sont mises en évidence à partir de cette analyse des fractures axiales.

2.3. MESURES DE CONTRAINTES *IN SITU* ET SISMICITÉ INDUITE

Différentes mesures de contrainte *in situ* ont également été réalisées, à Soultz-sous-Forêts, dans les puits EPS1 et GPK1, mais également dans la région voisine (Fig. 14). Ces mesures, réalisées par injection hydraulique, montrent également une variation de la direction de la contrainte horizontale maximale, le long du puits GPK1 mais aussi entre les deux puits GPK1 et EPS1 (Fig. 14). Ces détermination sont ponctuelles et ne fournissent donc qu'une vision limitée du champ de contrainte. Elles sont cependant en accord avec les variations déterminées d'après l'analyse des images de paroi.

Lors des injections hydrauliques entre 2 850 m et 3 600 m dans GPK1, 19 000 microséismes ont été enregistrés grâce à un réseau de 15 stations en surface durant les deux mois d'essais. La magnitude de ces séismes s'étage entre -0,5 et 1,9 (Helm & Hoang-Trong, 1994). Le mécanisme au foyer des événements les plus importants est en général de type faille normale, tandis que ceux de plus faibles magnitudes indiquent une plus grande variété de solutions : soit du type normal, soit du type décrochant (Helm & Hoang-Trong, 1994). Sur les 19 000 microséismes enregistrés, 16 000 ont été localisés (Jones *et al.*, 1995). Ces événements se sont produits dans un rayon de 500 m autour de GPK1 et pour des profondeurs variant de -2 400 m à -3 600 m. Cependant, la distribution des événements n'est pas homogène, mais le nuage de points obtenu présente une forme sigmoïde plus ou moins prononcée, avec une direction générale N-S dans la partie supérieure du puits, passant à NNW-SSE plus en profondeur (Fig. 14). Lorsque l'on s'éloigne du puits, la direction du nuage sismique devient NW-SE. Au cours du temps, les événements ont tendance à migrer vers le haut. Ce phénomène est dû en particulier à la faible densité de l'eau douce injectée par rapport à la densité du fluide ambiant. Cette sismicité induite résulte essentiellement de l'ouverture des fractures pré-existantes sous l'effet de la surpression hydraulique. L'anisotropie du nuage sismique renseigne directement sur la propagation du fluide injecté. Cette circulation est généralement considérée comme parallèle à la direction de la contrainte principale maximale (Jones *et al.*, 1995). Comme en ce qui concerne l'analyse des fractures verticales (cf. § 2.2.) et des mesures de contraintes *in situ* (cf. ci-dessus), nous pensons qu'il pourrait s'agir d'une réelle variation de la direction de s_H, la contrainte horizontale maximale.

Il apparaît donc indéniablement des variations du champ de contrainte au niveau du site de Soultz-sous-Forêts. Ces variations pourraient être dues à la présence de zones de failles importantes dans le milieu. Certaines d'entre elles ont été recoupées par les forages du site. C'est par exemple le cas du puits GPK2 à 1 850 m, 2 100 m et 2 850 m, dans lequel apparaissent des rotations progressives de la direction des fractures axiales induites.

3. — CONCLUSIONS

L'étude des fractures d'après les images de paroi de forage présente un double intérêt : sur la base d'une différentiation entre fractures naturelles et induites, elle permet non seulement de préciser l'histoire tectonique des terrains forés, mais aussi de déterminer une composante du champ de contrainte actuel (orientation de la contrainte maximale selon le plan perpendiculaire à l'axe du forage). Deux résultats se dégagent de notre étude :

— les images de paroi ne permettent pas d'échantillonner toutes les fractures naturelles recoupant la paroi du puits. Les zones faillées ne peuvent pas être analysées en détail. Dans les parties saines, le pourcentage de fractures échantillonnées dépend à la fois de l'outil diagraphique utilisé et des propriétés physiques des familles des fractures (contraste mécanique ou électrique) ;

— l'analyse des fractures induites révèle une double variation dans l'orientation du tenseur des contraintes actuel : variation dans le plan horizontal dont l'amplitude atteint 40° sur des distances inférieures à 500 m ; variation le long d'une même verticale de l'ordre de 20° sur 1000 m.

Remerciements

Les auteurs remercient la société SOCOMINE pour la mise à disposition des données de diagraphies et son accueil sur le site. Ce travail a été effectué dans le cadre du projet européen de géothermie Roches Chaudes Sèches (European Hot Dry Rock project) mis en place par la Commission des Communautés Européennes (DG XII), avec le soutien financier du BRGM.

4. — RÉFÉRENCES

Alheid, H. J., Baumgärtner, J. & Rummel, F. (1981). — Somes cases histories of hydraulic fracturing stress measurements in the SW German-Block. — Workshop on Hydraulic Fracturing Stress Measurements, Monterey, CA.

Atlas géothermique de l'Europe (1980). — CCE EUR 6578 EN, Haenel, R. (ed.).

Barton, C. A., Tesler, L. G. & Zoback, M. D. (1991). — Interactive image analysis of Borehole Televiewer data. — *In* : Sengupta I.P.A.S (ed.) : Automated pattern analysis in petroleum explotation, 223-250. — Springer Verlag, New-York.

Baumgärtner, J., Carvalho, J. & McLennan, J. (1989).— Fracturing deviated boreholes : an experimental laboratory approach. — *In* : Fourmaintraux & Maury (ed.) : Rock at Great Depth, 929-937. — Balkema, Rotterdam.

Brun, J. P., Wenzel, F. & ECORS DEKORP Team (1991). — Crustal-scale structure of the southern Rhinegraben from ECORS-DEKORP seismic reflection data. — *Geology*, **19**, 758-762.

Daneshy, A. A. (1973). — A study of inclined hydraulic fractures. — J. *Soc. Petroleum Eng.*, **13**, 61-68.

Davies, D. H., Faivre, O., Gounot, M.-T., Seeman, B., Trouillier, J.-C., Benimelli, D., Ferreira, A., Pittman, D. J., Smits, J.-W., Randrianavony, M., Anderson, B. I. & Lowell, J. (1992). — Azimuthal Resistivity Imaging : a new generation laterolog. — SPE annual Technical Conference, Society of Petroleum Engineers, Washington D. C., 143-153.

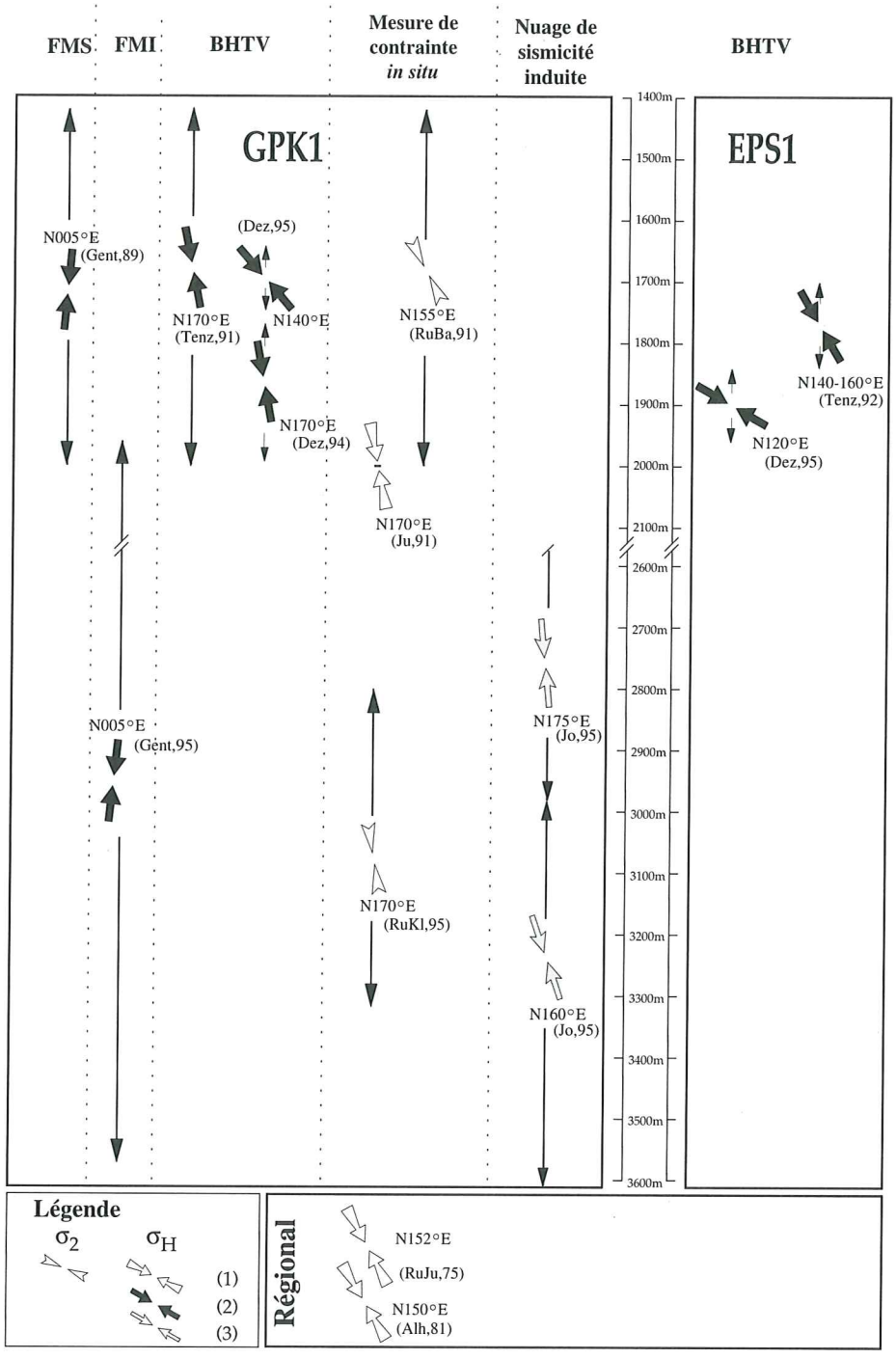


FIGURE 14

Représentation des directions de la contrainte horizontale maximale actuelle d'après les différentes méthodes de mesures appliquées aux puits GPK1 et EPS1 ainsi que dans la région voisine.

(1) : fracturation hydraulique ; (2) : analyse des images de paroi ; (3) sismicité induite.

(Alh,81) : ALHEID *et al.*, 1981 ; (Dez,94) : DEZAYES *et al.*, 1994 ; (Dez,95) : DEZAYES *et al.*, 1995 ; (Gent,89) : GENTER, 1989 ; (Gent,95) : GENTER *et al.*, 1995 ; (Jo,95) : JONES *et al.*, 1995 ; (Ju,91) : JUNG, 1991 ; (RuBa,91) : RUMMEL & BAUMGÄRTNER, 1991 ; (RuJu,75) : RUMMEL & JUNG, 1975 ; (RuKl,95) : RUMMEL & KLEE, 1995 ; (Tenz,91) : TENZER *et al.*, 1991 ; (Tenz,92) : TENZER *et al.*, 1992.

Representation of present-day maximal horizontal stress direction from different methods for the GPK1 and EPS1 wells, and adjacent area.

(1) in situ *stress measurements from hydraulic injections ; (2) analysis of borehole images ; (3) induced seismicity.*

(Alh,81) : ALHEID et al., *1981 ; (Dez,94) : DEZAYES* et al., *1994 ; (Dez,95) : DEZAYES* et al., *1995 ; (Gent,89) : GENTER 1989 ; (Gent,95) : GENTER* et al., *1995 ; (Jo,95) : JONES* et al., *1995 ; (Ju,91) : JUNG, 1991 ; (RuBa,91) : RUMMEL & BAUMGÄRTNER, 1991 ; (RuJu,75) : RUMMEL & JUNG, 1975 ; (RuKl,95) : RUMMEL & KLEE, 1995 ; (Tenz,91) : TENZER* et al., *1991 ; (Tenz,92) : TENZER* et al., *1992.*

DEZAYES, C. (1995). — Caractérisation et interprétation d'un volume rocheux fracturé à partir de données de forages. Les forages géothermiques de Soultz-sous-Forêts et autres exemples d'échantillonnages unidirectionnels. — *Thèse Doct. Univ. de Savoie*, Doc. Bur. Rech. géol. min. n° 251, 200 pp.

DEZAYES, C., VILLEMIN, T., GENTER, A., TRAINEAU, H. & ANGELIER, J. (1993). — Paleostress analysis from fault and fracture geometry in the Hot Dry Rock boreholes at Soultz-sous-Forêts (Rhinegraben). — *Terra Nova*, **5**, 217.

DEZAYES, C., VILLEMIN, T. & GENTER, A. (1994). — Carottes et imageries de paroi BHTV et FMI dans les forages HDR de Soultz-sous-Forêts (Alsace, France) : application à l'étude de la fracturation. — Réunion Technique SAID, Diagraphies et formations fracturées, Montrouge.

DEZAYES, C., VILLEMIN, T., GENTER, A., TRAINEAU, H. & ANGELIER, J. (1995). — Analysis of fractures in boreholes of Hot Dry Rock project at Soultz-sous-Forêts (Rhine graben, France). — *J. Scient. Drilling*, **5**, 1, 31-41.

DEZAYES, C., VILLEMIN, T., GENTER, A. & ANGELIER, J. (1996). — Origine et signification des fractures de relaxation dans les carottes du forage EPS1 (Soultz-sous-Forêts, graben du Rhin). — *C. R. Acad. Sci. Paris*, (sous presse).

EKSTRÖM, M. P., DAHAN, C. A., CHEN, M., LLOYD, P. M. & ROSSI, D. J. (1986). — Formation imaging with microelectrical scannig array. — 27th annual logging symposium.

ELLIS, D. V. (1987). — Well logging for earth scientists. — Elsevier, Amsterdam ; 532 pp.

GENTER, A. (1989). — Géothermie roches chaudes séches : le granite de Soultz-sous-Forêts (Bas-Rhin, France). Fracturation naturelle, altérations hydrothermales et interaction eau-roche. — *Thèse Doct. Univ. d'Orléans,* Doc. Bur. Rech. géol. min. n° 185, 201 pp.

GENTER, A. & GENOUX-LUBAIN, D. (1994). — Evaluation de la fracturation dans le forage GPK1 à partir de l'imagerie ARI entre 2 870 m et 3 500 m (Soultz-sous-Forêts, France). — Rapp. du BRGM R 38099, 14 pp.

GENTER, A., TRAINEAU, H., DEZAYES, C., ELSASS, P., LEDESERT, B., MEUNIER, A. & VILLEMIN, T. (1995). — Fracture analysis and reservoir characterization of the granitic basement in HDR Soultz project (France). — *Geotherm. Sci. & Tech.*, **4**, 3, 189-214.

HELM, J. & HOANG-TRONG, P. (1994). — Caractéristique des événements sismiques détectés lors des expériences de stimulations hydrauliques de septembre-octobre 1993 à Soultz-sous-Forêts. — Réunion Géoprobe, Paris, 12.

JONES, R. H., BEAUCE, A., JUPE, A., FABRIOL, H. & DYER, B. C. (1995). — Imaging induced microseismicity during the 1993 injection tests at Soultz-sous-Forêts, France. — World Geothermal Congress, Florence, Italy, 2665-2669.

JUNG, R. (1991). — Hydraulic fracturating and hydraulic testing in the granitic section of borehole GPK1, Soultz-sous-Forêts. — *In* : BRESEE, J. C. (ed.) : Geothermal Energy in Europe. The Soultz Hot Dry Rock Project, **3**, 149-198. — Gordon & Breach Science Publishers.

KAPPELMEYER, O., GERARD, A., SCHLOEMER, W., FERRANDES, R., RUMMEL, F. & BENDERITTER, Y. (1991). — European HDR Project at Soultz-sous-Forêts, general presentation. — *Geotherm. Sci. & Tech.*, **2**, 4, 263-289.

LUTHI, S. M. & SOUHAITE, P. (1990). — Fracture apertures from electrical borehole scans. — *Geophysics*, **55**, 7, 821-833.

PÉZARD, P. A., LUTHI, S. M., ANDERSON, R. N., OLLIER, G. R. & ZOBACK, M. D., (1989). — Contribution de mesure in situ de résistivité électrique à l'étude de la fracturation et des contraintes : exemple du forage de Cajon Pass près de la faille de San Andreas (Californie). — *C. R. Acad. Sc. Paris*, (II), **308**, 509-514.

RUMMEL, F. & BAUMGÄRTNER, J. (1991). — Hydraulic fracturation measurements in the GPK1 borehole, Soultz-sous-Forêts.- *In* : BRESEE, J. C. (ed.) : Geothermal Energy in Europe. The Soultz Hot Dry Rock Project, **3**, 119-148. — Gordon & Breach Science Publishers.

RUMMEL, F. & JUNG, R. (1975). — Hydraulic fracturing stress measurements near the Hohenzollern graben structure, SW Germany. — *Pure and appl. Geophys.*, **113**, 321-330.

RUMMEL, F. & KLEE, G. (1995). — State of stress at the european HDR candidate sites Urach and Soultz. — World Geothermal Congress, Florence, 2639-2642.

SCHNAEBELE, R. (1948). — Monographie géologique du champ pétrolifère de Pechelbronn. — *Mém. Serv. Carte géol. Als.-Lorr.*, **7**, 254 pp.

Schlumberger Educational Services. (1987). — Log interpretation, principles and applications : 198 pp.

SITTLER, C. (1974). — Les Vosges et le fossé rhénan. — *In* : Doin (ed.) : Géologie de la France, **1**, 2, 63-104.

TENZER, H., MASTIN, L. & HEINEMANN, B. (1991). — Determination of planar discontinuities and borehole geometry in the crystalline rock of borehole GPK1 at Soultz-sous-Forêts. — *Geotherm. Sci. & Tech.*, **3**, 1-4, 31-67.

TENZER, H., BUDEUS, P. & SCHELLSCHMIDT, R. (1992). — Fracture analyses in Hot Dry Rock drillholes at Soultz and Urach by borehole televiewer measurements. — *Geoth. Ress. Council Trans.*, **19**, 317-321.

VILLEMIN, T. & BERGERAT, F. (1987). — L'évolution structurale du fossé rhénan au cours du Cénozoïque : un bilan de la déformation et des effets thermiques de l'extension. — *Bull. Soc. géol. France,* **III**, 2, 245-255.

ZEMANEK, J., CALDWELL, R. L., GLENN, E. E., HOLCOMB, S. V., NORTON, L. J. & STRAUS, A. J. D. (1969). — The Borehole Televiewer : a new logging concept for fracture location and other types of borehole inspection. — *J. Petroleum Technol.*, June 1969, 762-774.