

GIAC 23
1980

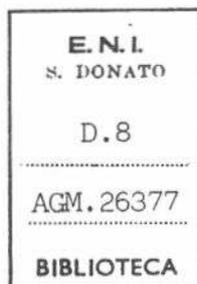
Rice. / 09839 1706
AGIP / GIAC

INSTITUT FRANÇAIS DU PÉTROLE

École Nationale Supérieure
du Pétrole et des Moteurs

X Dr. DALLA CASA G
D.8. AGM. 26377

Centre d'études supérieures
de forage et d'exploitation des gisements



Reservoir engineering en milieu fissuré

par L.H. Reiss
Ingénieur, Elf-Aquitaine

26377

1980

ÉDITIONS TECHNIP

27 rue Ginoux
75737 Paris Cédex 15

TABLE DES MATIERES

| | |
|--|----|
| SIGNIFICATION DES SYMBOLES | 7 |
| Chapitre I - GENERALITES | 11 |
| Chapitre II - INFORMATIONS TIREES DE LA GEOLOGIE DE PRODUCTION | |
| (Définition et répartition dans l'espace des éléments discontinus : blocs, fissures, stylolithes, canaux, vacuoles) | 17 |
| II.1. Description visuelle des carottes | 17 |
| II.2. Observation des affleurements | 22 |
| II.3. Etude sur modèle de mécanique des roches | 22 |
| II.4. Etudes descriptives à l'intérieur du trou | 24 |
| II.5. Utilisation de la sismique de détail | 26 |
| II.6. Conclusion | 28 |
| Chapitre III - INFORMATIONS TIREES DES MESURES LIEES A L'ÉCOULEMENT | |
| (Fissures utiles, porosité et perméabilité de fissuration) | 29 |
| Chapitre IV - ANALYSE DES MECANISMES DE DRAINAGE | 35 |
| IV.1. Généralités | 35 |
| IV.2. L'expansion | 35 |
| IV.3. La sudation | 38 |
| IV.4. Les courants de convection : la diffusion | 42 |
| IV.5. Écoulement polyphasique dans les fissures | 43 |
| IV.6. Quand, comment et où agissent les mécanismes de drainage - Quelques ordres de grandeur | 44 |
| IV.7. Déformation des interfaces ; coning en milieu fissuré | 47 |
| Chapitre V - LES MODELES DE SIMULATION DE GISEMENT FISSURE | 49 |
| Chapitre VI - APPLICATIONS PRATIQUES AU DEVELOPPEMENT ET A L'ÉXPLOITATION DES GISEMENTS FISSURES | 51 |
| VI.1. Cas des gisements fissurés poreux | 51 |

TABLE DES MATIERES

| | | |
|---|-----|-----|
| VI.2. Cas des gisements fissurés non poreux (type karst) | 54 | |
| VI.3. Complétion et stimulation dans les réservoirs fissurés | 57 | |
| ANNEXES | | |
| A.1. Les diagraphies en milieu fissuré | 61 | |
| A.2. Interprétation des essais de production en milieu fissuré | 69 | |
| A.3. Relations entre les paramètres de la fissuration | 87 | |
| A.4. Compressibilité des roches fissurées | 99 | |
| A.5. Capillarité, gravité, imbibition, sudation. Fonctions de transfert | 105 | |
| A.6. Les modèles de gisement fissuré | 117 | |
| BIBLIOGRAPHIE | | 127 |
| INDEX DES AUTEURS | | 131 |
| INDEX DES SUJETS | | 133 |

SIGNIFICATION DES SYMBOLES

SYMBOLES

| | |
|-----------------------|---|
| a | Dimension caractéristique d'un élément de milieu poreux (feuille, "allumette", bloc). |
| A1, 2, 3 | Coefficient de l'équation de Pollard. |
| A | Coefficient de la relation $\Delta P = Aq + Bq^2$, ou surface. |
| b | Epaisseur d'une fissure. |
| B _o , w, g | Facteur de volume pour l'huile, l'eau, le gaz, |
| B | Coefficient de la relation $\Delta P = Aq + Bq^2$. |
| C | Compressibilité. |
| D | Coefficient de diffusivité. |
| E _i | Exponentielle intégrale (Error function). |
| E _t | Récupération. |
| f _s | Longueur cumulée de fissure par unité de surface rocheuse perpendiculaire à l'écoulement. |
| F | Front. |
| g | Accélération de la pesanteur. |
| H | Distance entre une limite fluide et la perforation la plus proche (ou le fond du trou). |
| IP | Index de productivité. |
| k | Perméabilité. |
| h | Epaisseur (d'un banc, d'un horizon perforé). |
| l | Largeur. |
| L | Longueur. |
| m | Pente d'une remontée ou d'une chute de pression en coordonnées semi-logarithmiques. |
| M | Point M. |
| n | Nombre de jeux de plans de fissuration. |
| N | Quantité d'huile. |
| P | Pression. |
| q | Débit. |
| r | Rayon. |
| R' | Nombre de Reynolds pour l'écoulement dans les fissures (Annexe 2). |

SIGNIFICATION DES SYMBOLES

| | |
|-------------------|---------------------------------|
| s | Skin effect. |
| S | Saturation. |
| SOR | Saturation en huile résiduelle. |
| u _{1, 2} | Coefficients. |
| t | Temps. |
| T | Température. |
| x, X | Coordonnées d'espace. |

SYMBOLES

GRECS

| | |
|------------------|--|
| α | Rapport entre les perméabilités issues de l'écoulement et celles mesurées sur carotte. |
| α 1, 2, 3 | Exposants de l'équation de Pollard. |
| β | Coefficient d'expansion isobare. |
| γ | Accélération centrifuge. |
| Δ | Variation. |
| 1, 2, 3 | Coefficients numériques entrant dans l'équation de la sudation. |
| φ | Porosité. |
| Ψ | Coefficient de l'écoulement turbulent (voir Annexe 2). |
| θ | Angle de raccordement entre une interface fluide/fluide et un solide. |
| μ | Viscosité. |
| π | Groupe sans dimension. |
| ρ | Masse spécifique. |
| σ | Tension interfaciale. |

INDICES

| | |
|----|---|
| c | Capillaire. |
| b | Bulle (pb = pression de bulle), ou bloc. |
| cr | Critique. |
| d | Déplacement. |
| D | Sans dimension. |
| e | Effectif ou externe (r_e = rayon externe). |
| f | Fissure ou en écoulement (flowing). |
| g | Gaz. |
| i | Initial. |

SIGNIFICATION DES SYMBOLES

| | |
|----|---|
| m | Matrice. |
| o | Huile (Oil). |
| p | Pore (ex. : C_{pm}) ou produit (ex. : N_p). |
| r | Relatif. |
| s | Surface. |
| si | Fermeture (shut in). |
| t | Total. |
| vs | Vides secondaires. |
| w | Eau (water) ou puits (well) ex. : r_w . |

CHAPITRE I

GENERALITES

La description de l'architecture interne des réservoirs fissurés et de leur comportement est considérablement plus difficile que celle des réservoirs matriciels. En effet, les réservoirs fissurés sont des réservoirs matriciels, initialement continus, qui sous l'effet d'efforts d'origine tectonique se sont fissurés. Les fissures elles-mêmes ont souvent été par la suite le siège d'écoulements d'eau avec comme conséquence le dépôt de matériaux étanches et rigides comme la calcite et la dissolution partielle de la matrice environnante quand celle-ci est soluble, avec formation de cavités (diagenèse). Enfin, les contraintes d'origine tectonique ont induit dans la matrice un réseau discontinu de dépôt de résidus chimiques, les stylolithes.

A l'ensemble des dépôts matriciels continus dont l'architecture interne est relativement bien connue grâce aux diverses techniques de la géologie de production, se superposent donc trois ensembles discontinus :

- le réseau de fissures
- les canaux ouverts à l'intérieur de celui-ci au travers des dépôts de calcite
- le réseau de stylolithes, sans parler du système de géodes.

La connaissance de ces discontinuités dont les réseaux s'entrecroisent avec plus ou moins d'intensité sur toute l'étendue du gisement est essentielle, car elles gouvernent tout le système hydrodynamique et par conséquent la production.

Il faut bien voir que c'est dans la connaissance de ces discontinuités que réside la difficulté majeure pour le spécialiste "gisement". En effet, ces trois réseaux discontinus sont repérés à partir d'informations tirées du réseau de puits, autre réseau éminemment discontinu. Toute information qui, à partir des données de puits, dont l'investigation radiale est centimétrique ou au mieux métrique, permet d'élargir la connaissance sur des distances radiales de l'ordre du spacing est d'importance capitale. C'est la raison pour laquelle des efforts considérables sont faits pour développer des techniques et outils permettant de reconstituer l'historique tectonique et mécanique du matériau et par conséquent la distribution des fissures dans l'espace, voire celle des stylolithes. Quant au réseau de canaux internes aux fissures, capital puisque siège de l'écoulement vers les puits, on ne voit guère pour le caractériser que l'interprétation des données de ce même écoulement (essais, débitmétrie).

Une autre particularité des réservoirs fissurés mérite aussi d'être mentionnée : si la matrice initialement continue a cédé sous l'effet de contraintes

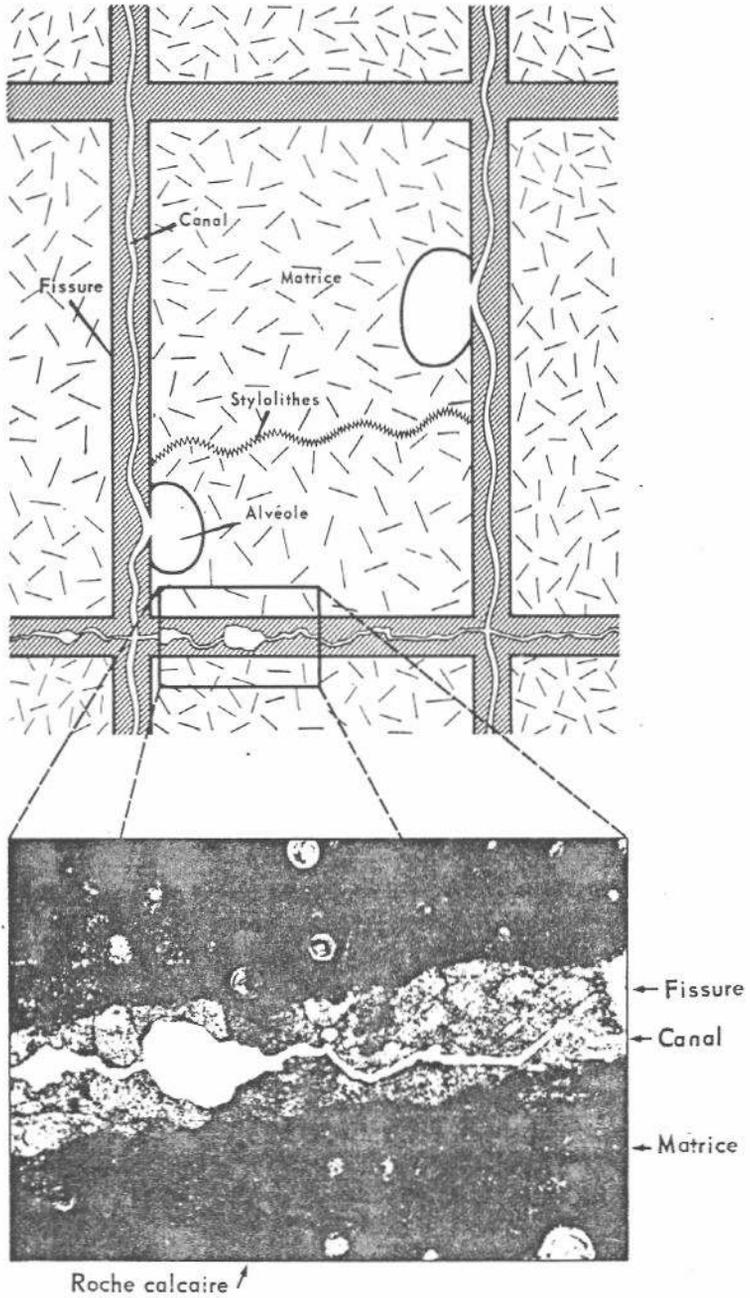


Fig. 1. Schématisation d'un élément de matrice et visualisation de la porosité secondaire à l'intérieur d'une fissure.

tectoniques, c'est qu'elle est rigide, si elle est rigide, c'est qu'elle est compacte (puisque l'élasticité relative du matériau poreux provient de sa plus ou moins grande compaction) et si elle est compacte, c'est qu'elle est peu ou pas perméable. Le cas extrême est représenté, pour une matrice totalement imperméable, par les karsts. Il en résulte que l'image que l'on peut se faire de l'élément de réservoir fissuré est la suivante : un bloc de milieu poreux (très peu perméable au plus, imperméable au moins), contenant l'essentiel des réserves et dont les dimensions peuvent être centimétriques, métriques, voire décimétriques.

Le bloc est entouré d'un réseau de fissures partiellement ou totalement bouchées quand elles ne sont pas fermées. A l'intérieur du réseau de fissures peut donc subsister un réseau de canaux dont l'ouverture est de l'ordre de quelques dizaines de microns (réf. 22), réseau qui est le siège de l'écoulement vers les puits. Le long des fissures, la matrice peut présenter des vacuoles de dissolution et celles-ci peuvent même prendre une importance prépondérante dans le cas des karsts. Cette schématisation fait l'objet de la figure 1.

L'ordre de grandeur cité de l'ouverture des fissures utiles (quelques dizaines de microns) conduit à une importante conclusion concernant la saturation interstitielle en eau des vides secondaires. En effet, selon la référence 35, l'épaisseur du film d'eau qui, en raison des forces de liaison moléculaire, peut tapisser les parois des fissures ne dépasse pas $0,016 \mu$. Il s'en déduit immédiatement que les films de deux faces opposées ne sauraient se rejoindre et que la saturation interstitielle en eau dans les fissures doit être négligeable, ce qui est également une façon de constater que la capillarité peut en général être négligée dans les fissures et vides secondaires (voir figure 2).

La nomenclature des systèmes fissurés a été définie dans la référence 1 et nous nous y tiendrons. Nous distinguerons les milieux "fissurés poreux" qui comportent à la fois un espace fissuriel et/ou vacuolaire et un espace matriciel poreux et perméable d'une part, et d'autre part les milieux "fissurés non poreux" ne comportant que l'espace fissuriel et/ou vacuolaire, la matrice étant pratiquement imperméable, entièrement saturée en eau et de toutes façons ne participant pas à l'écoulement (sauf par l'intermédiaire de ses propriétés élastiques). Voir figure 3.

A l'intérieur de ce classement brutal, on peut aussi ranger les champs fissurés :

- suivant la géométrie de leur fissuration : système à trois plans principaux de fissuration, définissant des blocs de matrice comme en Iran, à deux plans, définissant des "allumettes", à une seule série de plans parallèles, définissant des "plaques" ou des "feuilles" comme à Emeraude au Congo.

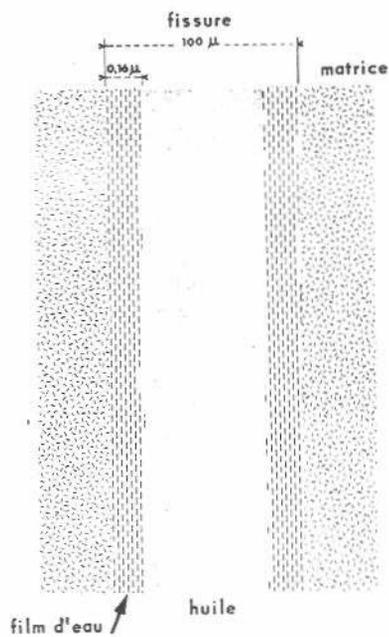


Fig. 2. Répartition schématique des phases dans une fissure à l'équilibre.

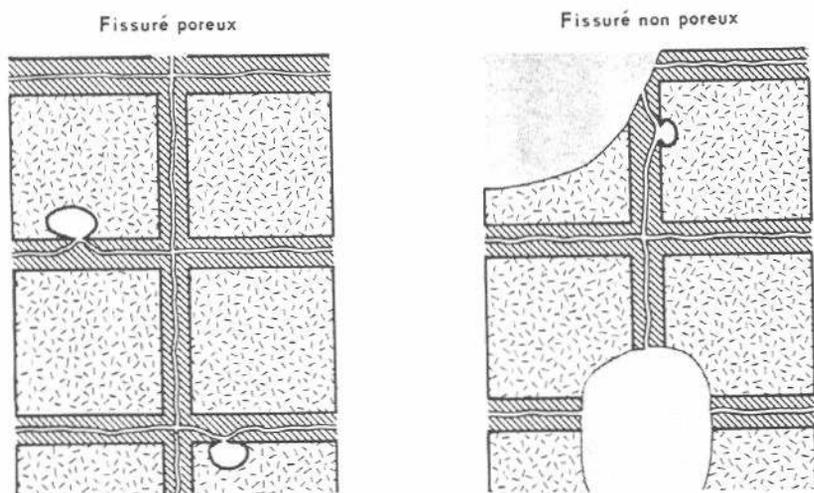


Fig. 3. Eléments d'espace de réservoirs fissurés poreux et non poreux.

GENERALITES

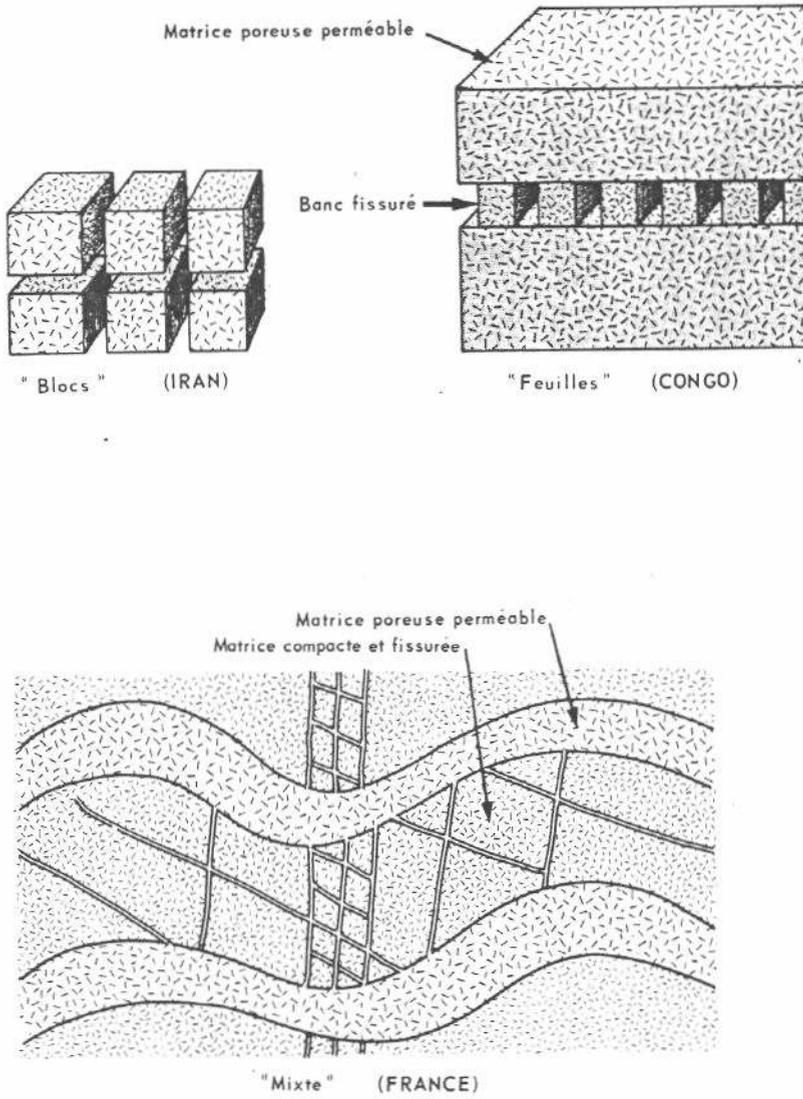


Fig. 4. Quelques cas types de réservoirs fissurés.

- suivant le caractère général ou non de leur fissuration. Certaines parties du réservoir peuvent être fissurées, d'autres non, ce qui implique la cohabitation de bancs ou régions fissurées et de formations non fissurées en général poreuses et perméables (voir figure 4).

Dans la catégorie des milieux fissurés poreux on peut citer entre autres les champs iraniens, Parentis (France), Rhourde el Baguel (Algérie), Ekofisk (mer du Nord), Sprawberry (U. S. A.), c'est-à-dire des calcaires ou des grès fissurés, l'essentiel des réserves étant situé dans la matrice, les fissures étant le siège principal de l'écoulement vers les puits.

Dans la catégorie des milieux fissurés non poreux, il y a surtout les karsts. Les gisements d'hydrocarbures karstiques sont relativement peu nombreux. Citons ceux d'Union soviétique (Biélorussie et Caucase), Nagylendel en Hongrie, Rospo en Italie, Emposta en Espagne.

Le problème posé au spécialiste gisements est le suivant :

Comment décrire l'architecture interne du réservoir comportant l'ensemble matriciel et les ensembles discontinus ? Comment décrire l'écoulement des fluides entre blocs de matrice et canaux (avec ou sans cavités) d'une part et entre canaux et puits d'autre part ?

CHAPITRE II

INFORMATIONS TIREES DE LA GEOLOGIE DE PRODUCTION (réf. 2 et 44)

Nous ne reviendrons pas sur la caractérisation de l'ensemble matriciel qui ne diffère en rien de celle des milieux continus habituels. Il ne s'agira ici, sauf cas particulier, que des ensembles discontinus liés à la fissuration.

Basiquement, la géologie de production cherche à utiliser les données descriptives (carottes, affleurements, observation visuelle des parois du trou) et de la mécanique des roches pour remonter à la définition des réseaux discontinus. Cette description est ensuite améliorée, authentifiée en quelque sorte par les mesures d'écoulement. Quant aux diagraphies (sauf les diagraphies de production liées à l'écoulement), leur interprétation en termes de fissuration s'est jusqu'à présent soldée par un échec (voir l'Annexe 1).

II.1. DESCRIPTION VISUELLE DES CAROTTES

Les paramètres mesurés sont, pour les fissures : l'ouverture, le degré de remplissage, la longueur, l'orientation par rapport à la verticale et l'azimut (carottes orientées) du plan de fissuration, la distance entre deux fissures consécutives. Quant aux stylolithes⁽¹⁾, on mesure l'amplitude de leurs arches, l'épaisseur du joint et la distance entre deux stylolithes successifs, c'est-à-dire leur fréquence. Ces divers éléments sont représentés schématiquement sur la figure 5.

Il faut mentionner que l'ouverture des fissures étant de l'ordre de quelques dizaines de microns est difficilement mesurable. Dans la pratique courante, on ne mesure l'ouverture des fissures que si elle est millimétrique ou plus, ce qui est tout à fait exceptionnel. C'est dire qu'en général, l'analyse des carottes (pas plus que l'interprétation des diagraphies) ne permet d'atteindre la porosité de fissuration.

Les fissures qui font l'objet de cette analyse peuvent être définies de la manière suivante : "toute brisure naturelle apparaissant dans le massif poreux à l'exclusion de toutes celles qui exhibent les traces d'un mouvement relatif d'une des faces par rapport à l'autre (caractéristique des fissures induites par l'action mécanique du carottier)". De même sont exclues les brisures apparaissant le long des strates comme probablement dues aux manipulations de la carotte.

(1) Voir leur définition page 20.

Les stylolithes se présentent comme des séparations entre blocs poreux. Ils ont la forme de digitations dentelées dont l'amplitude est de l'ordre du centimètre. Ce joint qui a une épaisseur de l'ordre du millimètre est constitué de résidus chimiques complexes. Il est dû à des réactions chimiques qui ont été provoquées par les effets combinés de la température et de la pression sur les roches lors de leur interpénétration mutuelle sous l'effet des contraintes tectoniques.

La figure 6 donne un exemple de feuille de relevé des mesures d'observation visuelle des carottes.

Les informations tirées de l'observation visuelle des carottes sont corréliées sur l'étendue du réservoir ou sur une partie de celui-ci. Les géologues utilisent pour cela les idées directrices qu'ils ont pu tirer de l'étude des affleurements et de la mécanique des roches (voir II. 2 et II. 3). Il convient cependant de signaler que les informations en question proviennent du traitement de milliers de mesures brutes.

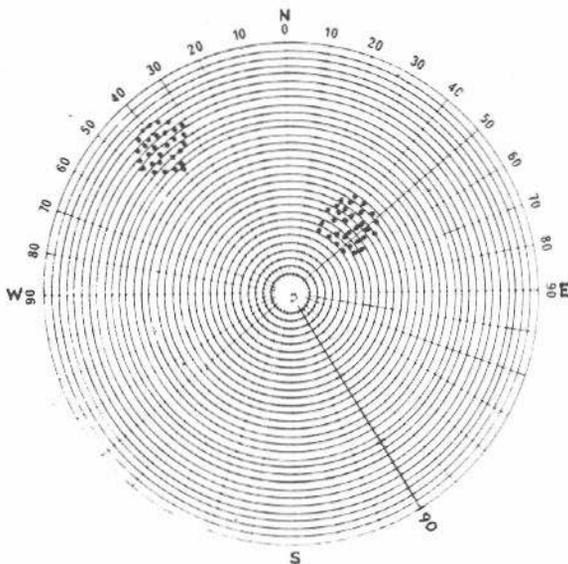


Fig. 7. Diagramme stéréographique.

Pour illustrer ce traitement, nous citerons deux exemples :

- La détermination des directions privilégiées de fissuration à l'aide du diagramme stéréographique (fig. 7). L'azimut de chaque fissure mesurée, ainsi que son pendage, sont reportés sur un diagramme stéréographique gradué en azimuts sur sa périphérie et en pendages radialement. Le groupement des points expérimentaux fait apparaître d'éventuelles directions privilégiées de fissuration ainsi que le pendage de leur plan (2 plans orthogonaux dans le cas de la figure 7).

- La détermination des dimensions du bloc moyen. A l'intérieur d'un intervalle donné, après avoir repéré les plans principaux de fissuration, on les suppose

indéfinis et l'on reporte leurs traces sur un plan vertical de référence (fig. 8). On procède ensuite par choix aléatoire pour obtenir le bloc moyen. (Il existe bien entendu d'autres techniques de traitement statistique des données ; voir référence 5).

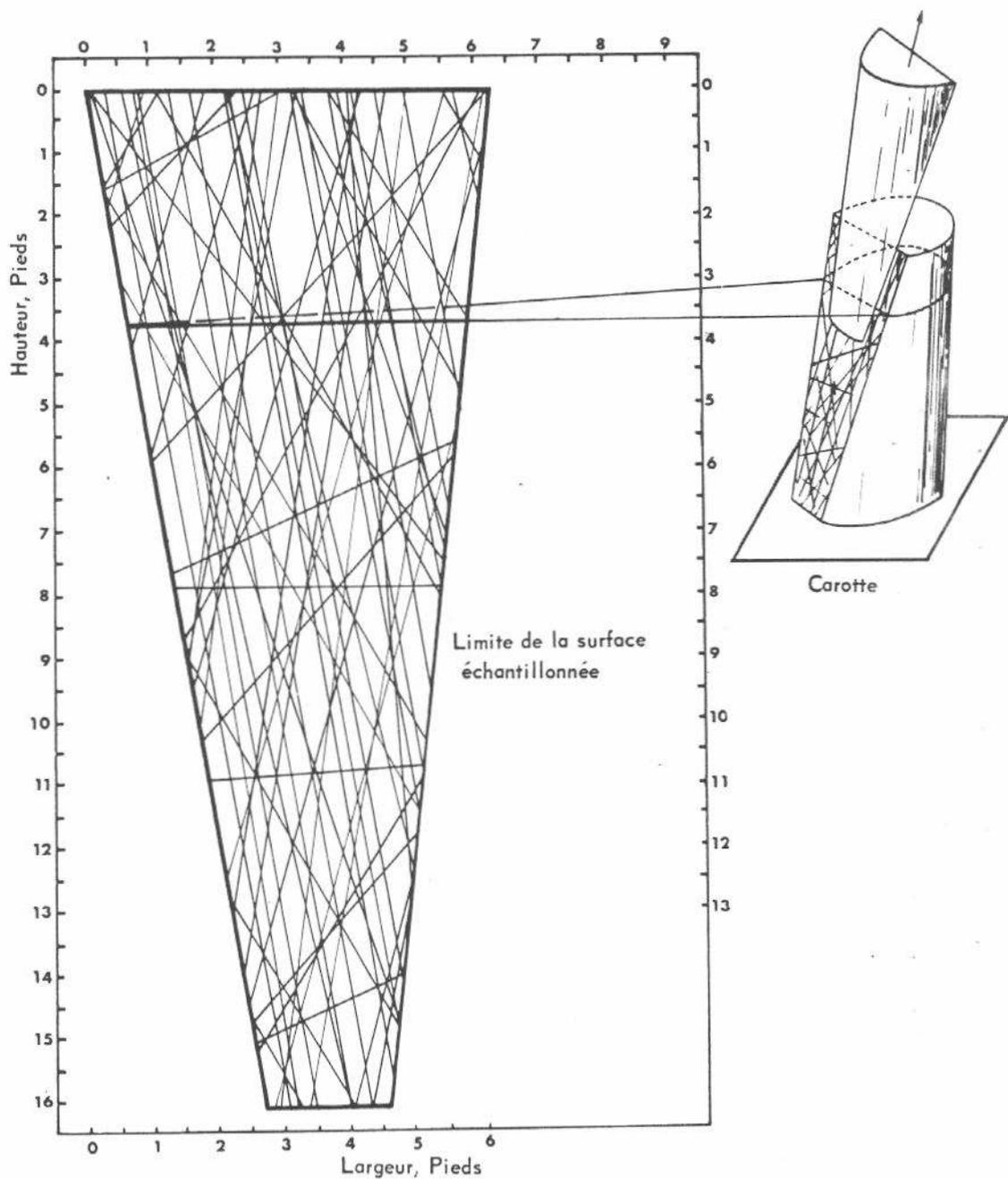


Fig. 8. Exemple de détermination du bloc élémentaire à partir de l'analyse de la fissuration sur carotte.

II.2. OBSERVATION DES AFFLEUREMENTS

L'étude sur le terrain permet de se faire une idée du système de fissures, de stylolithes, de canaux et de vacuoles in situ. Elle nécessite des "affleurements frais" sur lesquels les stries, les pics stylolithiques, les fines recristallisations n'ont pas été effacés par l'altération, en général karstique ou éolienne. Il est de plus indispensable de disposer d'affleurements suffisamment étendus afin que les mesures effectuées aient une signification statistique et que l'on puisse tenir compte de la position structurale. Cette étude doit être si possible accompagnée d'une étude lithologique qui peut permettre d'expliquer certaines anomalies.

L'affleurement idéal est la carrière en exploitation ou le talus de route retaillé depuis peu de temps. L'outil de travail essentiel est la boussole qui permet d'orienter tous les éléments observés. On s'attache surtout :

- pour les pics stylolithiques, à obtenir le plus grand nombre possible de mesures ;
- pour les plans striés, à définir leur nature grâce à des critères directionnels ;
- pour les fractures, à mesurer leur densité par unité de longueur ou de surface ;
- pour les plis, à mesurer la direction et le plongement de leur axe par une série de mesures de pendage.

Quant à l'ouverture des fissures, on sait qu'elle est très faible, de l'ordre de quelques dizaines de microns et par conséquent difficilement mesurable. Dans la pratique on ne mesure que les ouvertures (exceptionnelles) millimétriques ou plus.

On s'attache en outre à noter le pendage des strates qui sont affectées par les discontinuités et à établir une relation entre les déformations des couches et l'apparition de discontinuités.

La figure 9 donne un exemple des informations tirées de l'étude des affleurements dans le cas d'un réservoir très fissuré.

II.3. ÉTUDE SUR MODÈLE DE MÉCANIQUE DES ROCHES

Le raisonnement est le suivant :

En tout point d'un massif rocheux, il existe un certain état de contraintes qui est la résultante de trois termes :

- la pression géostatique créée par le poids des terrains susjacentes
- la pression du fluide contenu dans la roche
- les contraintes tectoniques liées aux déformations du massif.

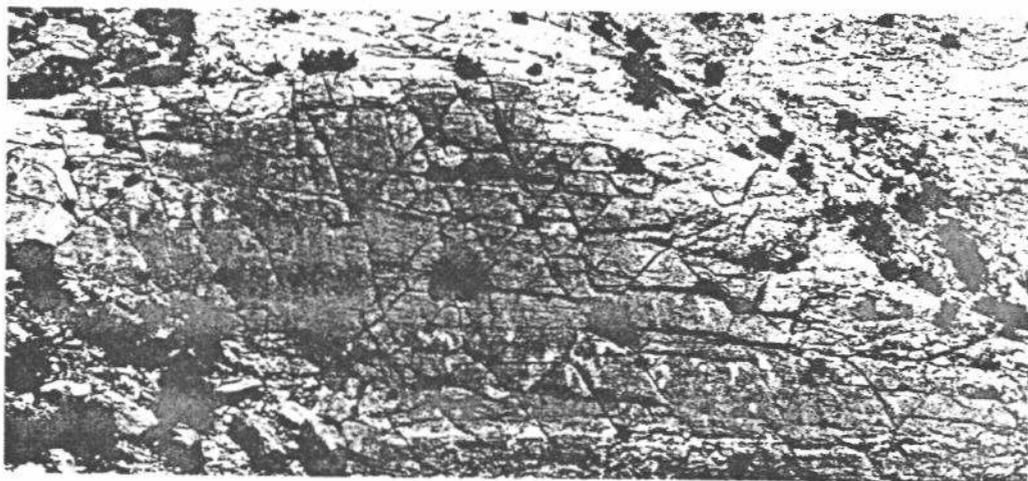
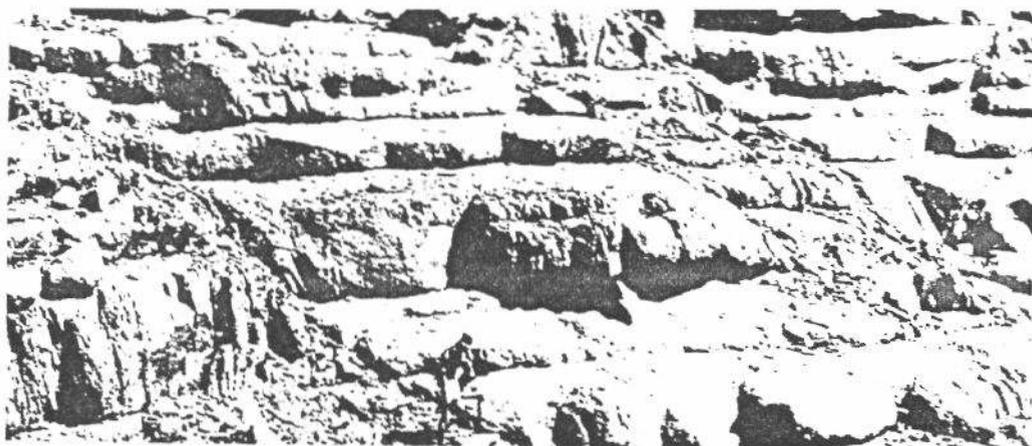


Fig. 9. Quelques exemples de blocs et d'empilage de blocs (réf. 3 et documents internes Elf) photographiés sur des affleurements.

A partir de la connaissance des contraintes totales et de la détermination expérimentale d'un critère de rupture de la roche et sous certaines hypothèses, il est possible de décrire la répartition relative du risque de fissuration sur la structure étudiée.

En ce qui concerne l'état des contraintes, l'évaluation des deux premiers termes cités résulte directement des données géométriques et géophysiques (épaisseur et densité des terrains susjacentes, mesures de pression à l'intérieur du réservoir). La recherche du troisième terme nécessite l'élaboration d'un modèle théorique de calcul et sa mise en œuvre numérique.

Le modèle théorique étudie un milieu homogène, isotrope, élastique, ce qui signifie la limitation de l'étude au cas de déformations faibles et de forces tectoniques pratiquement verticales (liées à la poussée du sel, par exemple).

Les données nécessaires à une telle étude sont :

- . une carte structurale suffisamment précise au niveau d'un horizon sismique voisin du réservoir
- . une carte structurale d'un niveau situé nettement au-dessus du réservoir
- . des données de densité des terrains susjacentes tirées des diagraphies acoustiques
- . la pression des fluides
- . les données géologiques précisant la nature et l'historique de la structure
- . les caractéristiques du comportement mécanique de la roche (module d'Young, coefficient de Poisson, critère de rupture) mesurées sur échantillon représentatif de la roche réservoir.

Ce type d'étude permet d'améliorer la connaissance de la répartition des fissures à l'intérieur du gisement.

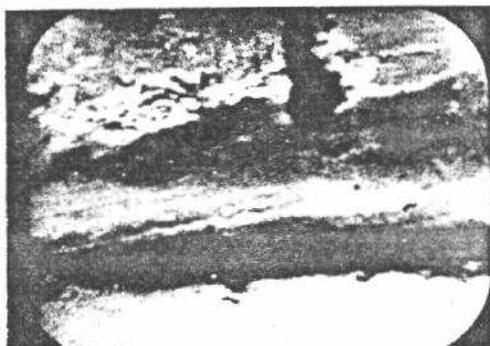
II.4. ETUDES DESCRIPTIVES A L'INTERIEUR DU TROU

Récemment, trois outils étaient disponibles sur le marché : le BHTV (Bore Hole Tele Viewer) de Schlumberger, la télévision et la photographie (voir Annexe 1). Le BHTV n'a pas de limitation de profondeur, mais donne une image floue des parois et pratiquement n'est plus utilisé. La photo ou la TV donnent des images nettes, mais ne peuvent être employées que dans des cas exceptionnels en raison principalement du fait que, procédés optiques, ils impliquent le remplissage du trou par de l'eau et l'élimination du cake.

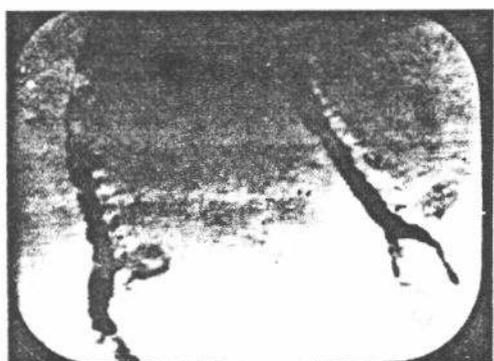
La TV a été utilisée sur l'important gisement d'Émeraude au Congo (voir référence 4). On peut voir sur la figure 10 une illustration de l'information obtenue dans ce cas.



C6 - 281,60 m - Décollements sur joints horizontaux.



C9 - 276,70 m - Fracture verticale interrompue par un banc de silts.



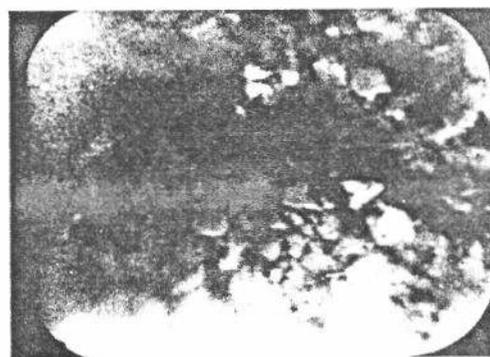
C10 - 276,65 m - Banc calcaire fracturé (Continuité avec photo C9).



C11 - 276,65 m - Même fracture que sur C10 vue de l'autre côté du trou.



C13 - 275,20 m - Fracture verticale interrompue à un changement de faciès.



C23 - 237,70 m - Zone broyée ou brèche sédimentaire.

Fig. 10. Photos prises sur écran de télévision (grandissement : environ 1) ; champ d'Emeraude (Congo).

11.5. UTILISATION DE LA SISMIQUE DE DETAIL

Une grande intensité de fissuration peut dans certains cas perturber les propriétés acoustiques d'une formation, ce qui peut conduire à des anomalies dans les profils sismiques. La figure 11 en est une illustration issue du gisement d'Emeraude au Congo. La recherche des zones les plus fissurées et par conséquent les meilleures productrices a été faite à partir de profils sismiques haute résolution particulièrement adaptés à l'objectif étudié ; on observe au centre de la figure une diminution notable de la qualité des marqueurs liée vraisemblablement à l'intense fracturation reconnue sur les carottes du puits central. Les puits du flanc, également carottés ont révélé une fissuration beaucoup plus limitée. Voir les références 38 et 44.

11.6. CONCLUSION

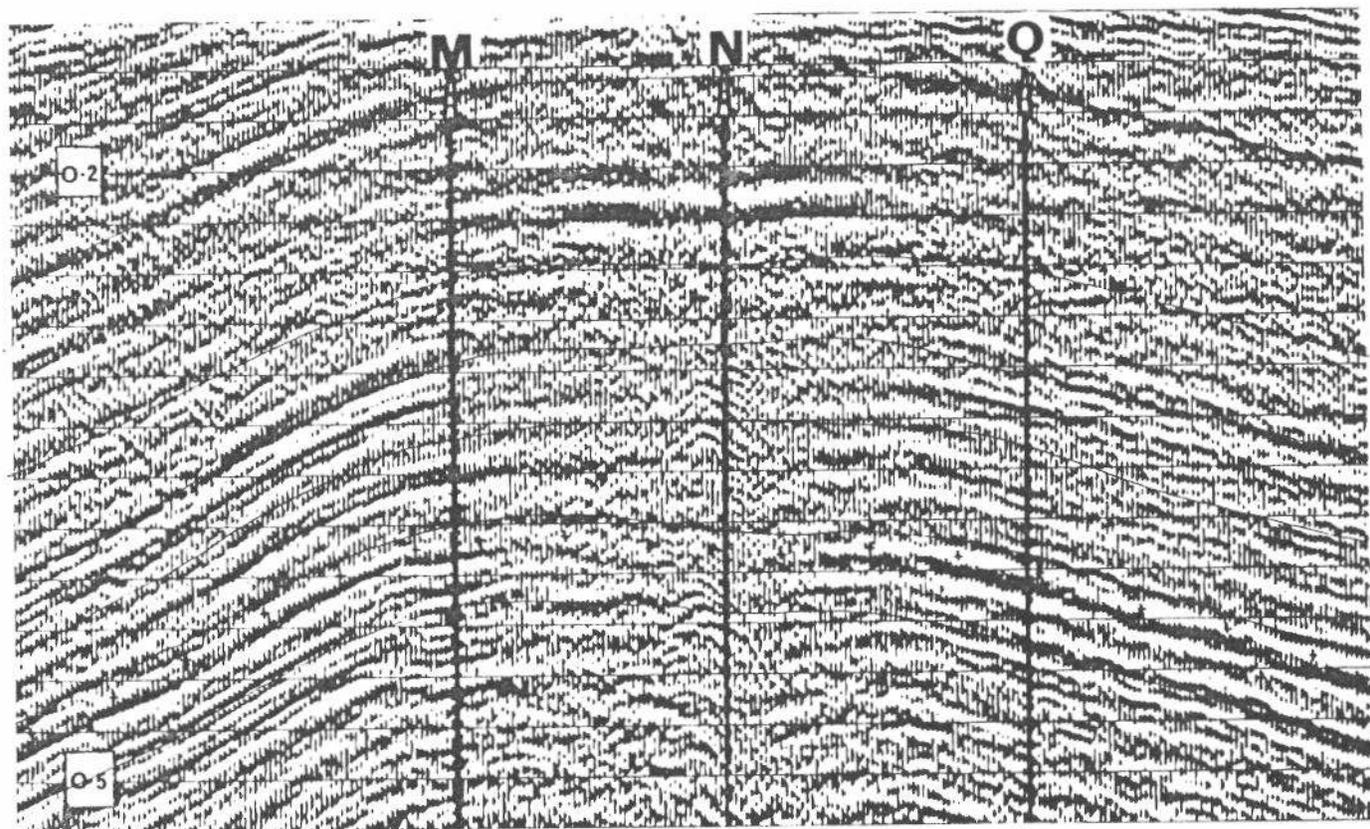
Ces informations sont en général traitées par les spécialistes et sur une base statistique (réf. 44) pour aboutir :

- aux dimensions possibles moyennes d'un bloc de matrice limité par les plans de fissuration et de stratification pour les zones avoisinant les intervalles carottés ;
- à la répartition dans l'espace de ces blocs sur la base des techniques citées qui permettent de se faire une idée de la distribution des fissures dans l'espace.

Il va sans dire que ces résultats sont très approximatifs, voire incertains, en raison de la faiblesse de l'échantillonnage représentée par les intervalles carottés et des hypothèses restrictives des méthodes d'intégration dans l'espace (passage affleurement-gisements et limites du modèle de mécanique des roches).

Il faut encore ajouter que ce qui intéresse le spécialiste gisements c'est l'huile en place et son aptitude à s'écouler d'abord de la matrice vers les fissures, puis des fissures, au travers des canaux, vers les puits (le chemin inverse pouvant être pris par d'éventuels fluides d'injection). Plus précisément, les paramètres principaux dont il a besoin sont : les dimensions et propriétés pétrophysiques des blocs et des vides secondaires (canaux, alvéoles). Ces dernières propriétés qui s'expriment en termes de perméabilité et porosité de fissuration, ne peuvent être atteintes que par les mesures liées à l'écoulement dont elles sont le siège.

L'interprétation des mesures d'écoulement vient donc corriger et enrichir l'image géologique du système bloc-fissures et permettre en particulier de se faire une idée des zones dans lesquelles les fissures sont bouchées ou fermées (pas d'écoulement).



IP = 24 m³/jour/bar IP = 175 m³/jour/bar IP = 10 m³/jour/bar

Fig. 11. Exemple d'utilisation de la sismique de détail pour localiser la fissuration.

Ici le champ d'Emeraude au Congo (réf. 38).

Au centre (puits N) on note un flou sismique attribué à la fissuration, elle-même responsable de l'indice de productivité élevé.

Sur les flancs (puits M et Q), la sismique est nette et les indices de productivité faibles.

CHAPITRE III

INFORMATIONS TIREES DES MESURES LIEES A L'ECOULEMENT

Nous avons vu que la géologie de production, en raison principalement de la faiblesse de l'échantillonnage, fournit de la dimension et de la distribution des blocs une image très incertaine et de la porosité de fissuration pas d'image du tout. Les données de l'écoulement permettent de lever une partie du voile.

L'interprétation des essais de production en milieu fissuré fait l'objet de l'Annexe 2. On en tire surtout la perméabilité, largement influencée par la fissuration. On utilise souvent comme indice d'intensité de fissuration le rapport α entre cette perméabilité globale (matrice - fissures) et la perméabilité des carottes (matrice). Une faible intensité de fissures ouvertes à l'écoulement se traduit par des valeurs de α de quelques unités, une intensité moyenne se traduit par α de l'ordre de la dizaine ; des valeurs de α de plusieurs milliers et même plus sont fréquentes et indiquent une intense fissuration.

En général les essais de production se rapportent à une épaisseur importante de réservoir, ce qui ne permet pas de distinguer entre les bancs à fissuration utile (dont les fissures sont ouvertes au moins partiellement) forts producteurs et ceux dont la fissuration ne contribue pas à l'écoulement (fissures absentes, fermées ou bouchées). Pour lever cette indétermination une seule méthode : la débitmétrie de fond et/ou la thermométrie de fond. Ces procédés permettent un repérage des niveaux forts producteurs (il ne faut pas oublier que les diagraphies, même spécialisées, sont peu sensibles à la fissuration ; voir à ce sujet l'Annexe 1).

Disposant sur les puits de la perméabilité éventuellement éclatée par banc fissuré producteur, on essaye de se faire une idée de la distribution de la fissuration dans l'espace en la corrélant puits à puits (on peut utiliser pour cela le paramètre α). Si cet effort de synthèse conduit quelques fois à des résultats prévisibles (forte productivité car fissuration intense près des accidents tectoniques connus), il permet aussi d'améliorer l'image géologique du champ en suggérant la présence d'accidents révélés par la bonne productivité des puits voisins et qui, en raison de leur faible amplitude, étaient passés inaperçus jusqu'alors. Les tests d'interférence entre puits, eux aussi, raffinent et authentifient l'image géologique du réservoir en renseignant sur l'intensité et la continuité de la fissuration et sur la porosité des vides secondaires dans le cas des milieux fissurés non poreux (voir leurs conditions d'utilisation en Annexe 2).

On peut être tenté de dépasser ce stade quasi qualitatif de l'évaluation de la fissuration. En effet, les paramètres de la fissuration qui intéressent le spécialiste gisements, perméabilité, porosité, dimensions des fissures et des blocs sont liés les uns aux autres. Connaissant les uns (perméabilité surtout) on peut espérer en déduire les autres (porosité de fissuration surtout). La porosité de fissuration n'étant accessible par aucune mesure directe en raison de la non-représentativité de l'échantillonnage disponible (carottes) et du manque de sensibilité des diagraphies, il n'est pas sans intérêt d'en situer l'ordre de grandeur par le calcul.

On trouvera en Annexe 3 les relations entre les divers paramètres de la fissuration ainsi que leurs représentations graphiques. Cette analyse, qui ne vise qu'à cerner des ordres de grandeur, est nécessairement limitée à des systèmes géométriquement simplifiés (mais correspondant à des cas fréquemment rencontrés par les géologues). Ces systèmes sont schématisés sur la figure 12.

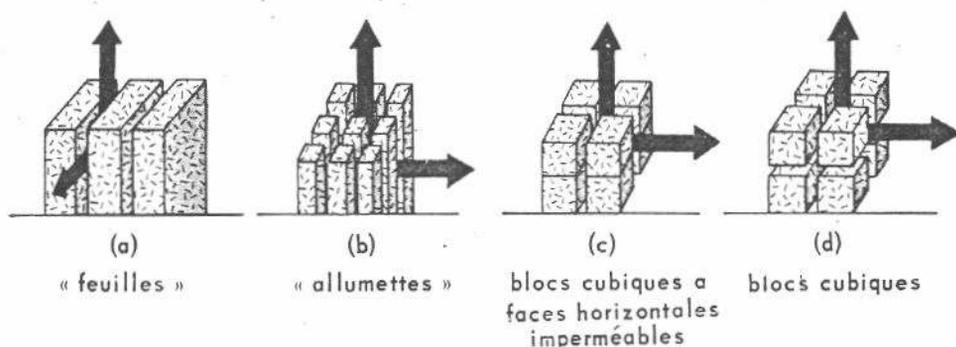


Fig. 12. Schématisation des blocs élémentaires.

A titre d'exemple considérons, figure 13, la représentation graphique de la relation liant la perméabilité de fissuration k_f , la porosité de fissuration φ_f , l'arête a d'un cube élémentaire et l'épaisseur b des fissures, dans le cas du schéma (d) de la figure 12. On peut utiliser ce graphique pour tenter de restreindre la fourchette d'incertitude concernant les valeurs de a et de φ_f . En effet, on estime en général que l'épaisseur des fissures est de l'ordre de quelques dizaines de microns. On sait d'autre part que les essais de production permettent de calculer la perméabilité moyenne de fissuration sur la hauteur productive considérée. Connaissant la perméabilité k_f et la fourchette d'incertitude concernant b , on en déduit immédiatement les fourchettes de a et de φ_f . On compare alors, du moins en ce qui concerne la dimension caractéristique a du bloc, avec la valeur qui en est proposée par la géologie de production. S'il y a désaccord d'ordre de grandeur, il faut dialoguer avec le géologue de production.

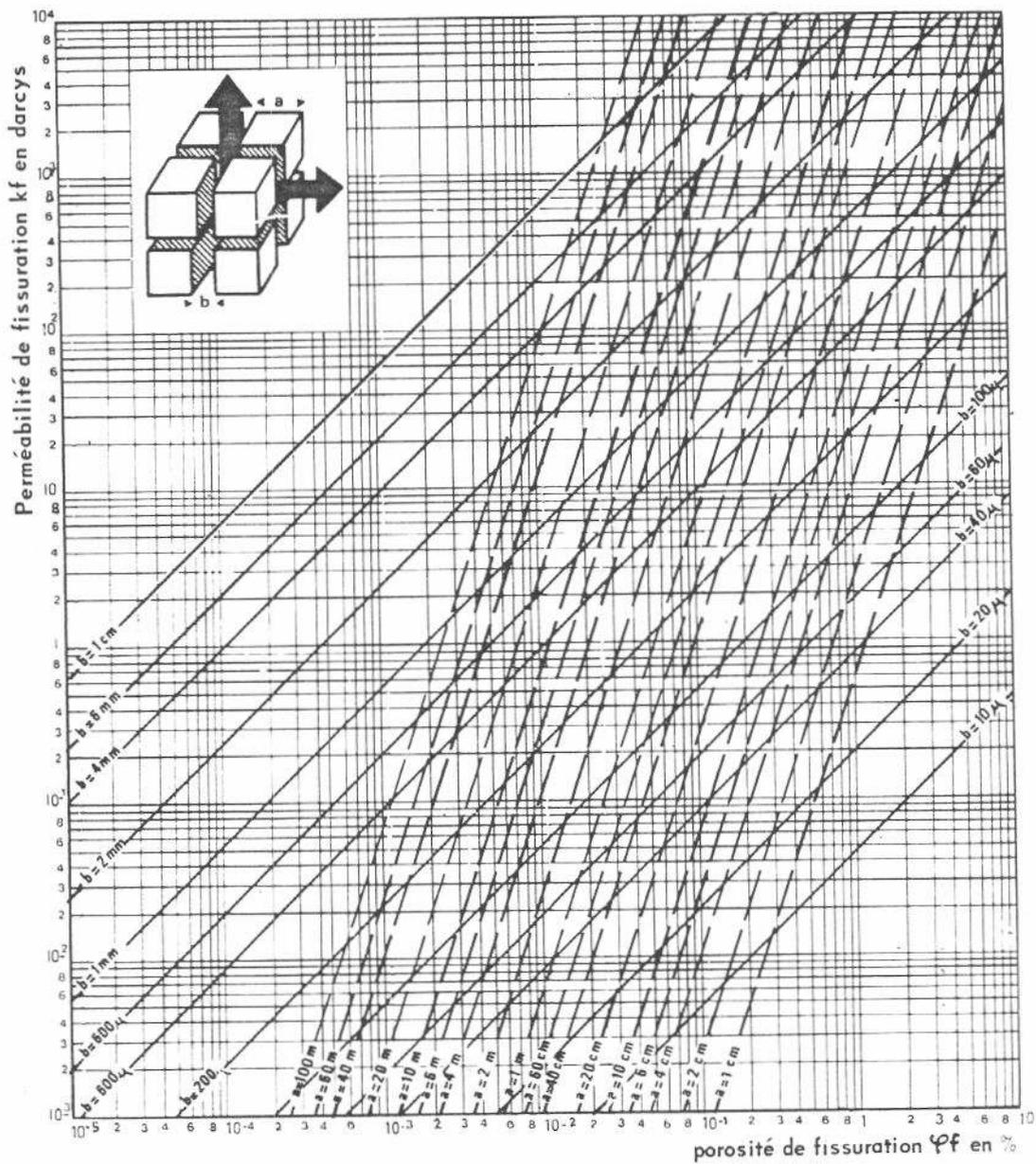


Fig. 13. Exemple de relation entre la perméabilité de fissuration k_f , la porosité de fissuration ϕ_f , la dimension du bloc élémentaire a et l'ouverture des fissures b .

On peut aussi utiliser la formule suivante qui permet, connaissant l'index de productivité, d'en déduire la porosité de fissuration.

$$\varphi_f = \frac{1}{577,9} \sqrt[3]{\frac{IP \cdot \mu_0 B_0 \log_{10} \frac{r_e}{r_w} f_s^2}{h}} \quad (1)$$

Avec les symboles usuels⁽¹⁾ et les unités suivantes : f en fractions, IP en mètres cubes par jour par bar, μ_0 en centipoises, f_s en centimètres par centimètre carré, h en mètres (c'est l'épaisseur du banc perforé).

Cette équation n'est autre que l'écriture de la loi de Darcy dans un système fissuré radial circulaire, la matrice constituée par des blocs cubiques étant imperméable.

L'évaluation de la porosité de fissuration à l'aide de la formule (1) en donne une limite inférieure (voir discussion en Annexe 3).

Les données de l'écoulement permettent aussi de se faire une idée de la compressibilité de fissuration (voir Annexe 4) au moyen de l'interprétation de la courbe de chute de pression statique, en fonction de la production cumulée, dans le cas d'un gisement d'huile sous-saturée, fermé. L'ordre de grandeur de C_{pf} est relativement modeste puisque C_{pf} est supérieur, mais du même ordre que C_{pm} , compressibilité des pores de la matrice, soit environ 10^{-5} bar^{-1} .

En outre, on a pu établir une relation approchée entre C_{pf} et le déclin de perméabilité (ou de productivité) qui accompagne la chute de pression et qui s'explique par un certain écrasement des fissures et/ou des vides secondaires (voir Annexe 3). La relation est la suivante :

$$\frac{k}{k_{\text{initial}}} = (1 - C_{pf} \Delta P)^3 \quad (2)$$

avec $C_{pf} = 1 \text{ à } 10 \text{ fois } 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$.

Il s'ensuit un déclin de 1, 5 à 15 % pour une déplétion de 50 bars. Ces chiffres de déclin, relativement faibles, ne sont pas étonnants puisque nous savons que le réseau de fissures est en grande partie bouché par des dépôts très rigides de calcite qui jouent le rôle de pont et s'opposent à l'écrasement des fissures.

(1) Voir la signification et l'ordre de grandeur de f_s en Annexe 3.

Il faut également mentionner que des essais d'injectivité (voir Annexe 2) ont mis en évidence une augmentation locale (près du trou) de la productivité, attribuable selon toute vraisemblance, à l'élargissement des fissures consécutif à la contraction de la matrice refroidie par le fluide injecté. La température, on le voit, peut avoir une influence notable sur la perméabilité de fissuration.

Il faut enfin citer l'interprétation des données de l'envahissement d'une partie du réservoir par l'eau qui permet de remonter à la porosité de vacuoles dans le cas de réservoirs fissurés non poreux (voir chapitre VI. 2).

Quelques ordres de grandeur pour terminer :

- . dimensions des blocs : de quelques centimètres à quelques mètres
- . ouverture des fissures utiles : couramment quelques dizaines de microns, quelques millimètres parfois (associée cependant à de très fortes perméabilités)
- . perméabilité de fissuration : de la dizaine de millidarcys à la dizaine de darcys
- . porosité de fissuration : en général de l'ordre du dixième, du centième, voire du millième de pour-cent⁽¹⁾
- . porosité de vacuole (karsts) : de l'ordre du pour-cent.

En conclusion, l'analyse des données de production permet d'avoir une idée de la perméabilité (de fissuration surtout), de la répartition grossière des bancs fissurés, de la limite inférieure de la porosité de fissuration, voire même de l'ordre de grandeur de la porosité de vacuole (cas des karsts). Elle permet aussi de contrôler l'ordre de grandeur de la dimension des blocs fourni par la géologie de production.

(1) On connaît des cas exceptionnels de gisements peu profonds où les fissures sont nombreuses et béantes (centimétriques) et où la porosité de fissuration est de l'ordre du pour-cent.

CHAPITRE IV

ANALYSE DES MECANISMES DE DRAINAGE

IV.1. GENERALITES

L'analyse des mécanismes de drainage ne présente pas dans son principe de différence fondamentale par rapport à ce qui est connu pour les gisements de type matriciel. Là encore l'écart provient des ordres de grandeur. S'il n'y avait pas de canaux ou de fissure ouverte, l'écoulement des liquides vers les puits serait en général commercialement impossible en raison de la faible perméabilité de la matrice. Les canaux jouent le rôle de drains entre puits et blocs de matrice. Ils assurent la communication hydraulique entre ces deux ensembles. La dualité matrice poreuse et peu perméable/canaux perméables et peu poreux est donc l'élément déterminant du système et c'est à la lumière de cette constatation qu'il faut analyser les mécanismes principaux de drainage.

Ceux-ci sont a priori l'expansion du système rocheux saturé de fluides, le déplacement de l'huile des blocs par un autre fluide (eau ou gaz) ou phénomène de sudation, le balayage de l'huile des fissures et/ou des vacuoles. Il faut encore citer le phénomène de diffusion, voire même les courants de convection.

IV.2. L'EXPANSION

Considérons à nouveau un élément du milieu fissuré constitué par un bloc de matrice strié de stylolithes et entouré par un système de fissures partiellement ouvertes à l'écoulement grâce au réseau de canaux (fig. 14).

Notons d'abord que les quelques mesures faites sur les stylolithes semblent montrer qu'ils ne constituent pas une barrière infranchissable pour l'écoulement des fluides. Faute d'autre observation, nous nous contenterons de cette suspicion.

Le gisement d'huile étant supposé fermé, l'expression globale de l'expansion monophasique est :

$$N_{C \text{ et } \Delta P} = N_p \quad (3)$$

avec les symboles AIME usuels.

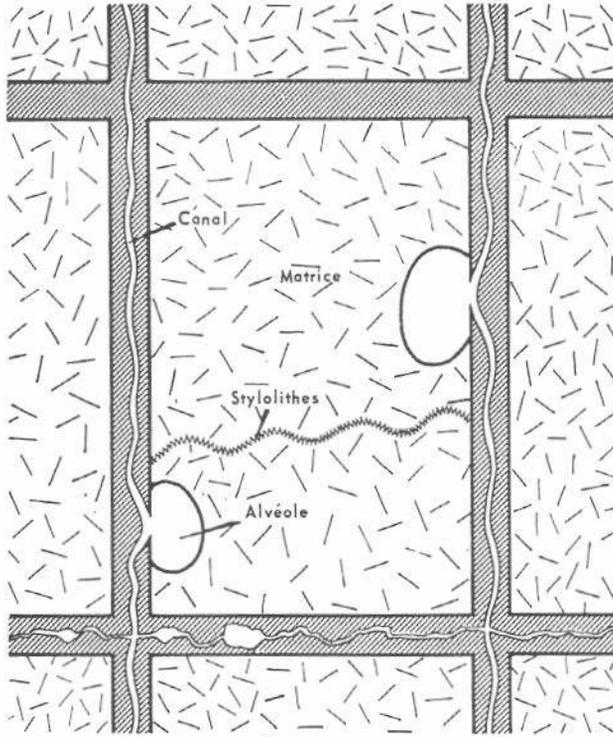


Fig. 14. Schématisation du bloc élémentaire.

C_{et} est la compressibilité effective totale de tout le système élastique constitué par la roche, les fissures, les fluides. C_{et} est rapporté au volume d'huile. D'après l'Annexe 4, l'expression générale de C_{et} est :

$$C_{et} = C_o + C_w \frac{\varphi_m S_{wm}}{\varphi_m(1-S_{wm}) + \varphi_f} + C_{pm} \frac{\varphi_m}{\varphi_m(1-S_{wm}) + \varphi_f} + C_{pf} \frac{\varphi_f}{\varphi_m(1-S_{wm}) + \varphi_f} \quad (4)$$

Raisonnons sur les ordres de grandeur et considérons d'abord le cas des réservoirs fissurés poreux. Nous savons (voir Annexe 4) que C_{pm} et C_{pf} sont du même ordre de grandeur, de 2 à $5 \times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$; φ_f est en général très faible devant φ_m . S_{wm} est de l'ordre de 20 %.

L'équation (4) devient alors :

$$C_{et} \approx C_o + C_w \frac{S_{wm}}{1-S_{wm}} + C_{pm} \frac{1}{1-S_{wm}} \quad (5)$$

On voit que l'influence de la compressibilité spécifique de la fissuration disparaît car elle s'applique à un volume très faible.

La matrice et les fluides qu'elle contient se décompressent donc en raison de leur élasticité propre, mais la présence du système de canaux irriguant en quelque sorte les blocs se traduit par une décompression pratiquement simultanée des deux systèmes. En effet, on peut approcher la durée Δt de la phase transitoire qui précède l'établissement d'un régime pseudo-permanent⁽¹⁾ dans le bloc (réf. 6, page 17). On a :

$$\Delta t \text{ (Sec)} = 125 \frac{a^2 \text{ (cm)} \cdot \varphi_m \text{ (fraction)} \cdot \mu_0 \text{ (cp)} \cdot C_{em} \text{ (bar}^{-1}\text{)}}{k_m \text{ (md)}} \quad (6)$$

a est une dimension caractéristique du bloc, par exemple sa hauteur.

Considérons un cas moyen avec $a = 100$ cm, $k = 1$ md, $\varphi_m = 0,1$, $C_e = 1,0 \times 10^{-4}$ bar⁻¹, $\mu_0 = 1$ cp, on en déduit :

$$\Delta t = \frac{125 \times 10\,000 \times 0,1 \times 1 \times 0,0001}{1} = 12,5 \text{ secondes}$$

Les blocs et les canaux se décompressent pratiquement au même rythme, avec un décalage dans le temps qui ne doit pas excéder l'ordre de grandeur de la minute, du moins pour les faibles viscosités.

La présence du réseau de canaux striant la masse rocheuse suivant un système "chevelu" plus ou moins bien interconnecté est donc un élément favorable au processus de récupération par expansion monophasique : le réservoir est décomprimé d'une manière homogène. On notera en particulier qu'il n'y a aucune raison d'admettre dans ce cas un cut-off lié à la perméabilité de matrice pour calculer les volumes en place, dans le cas d'un réservoir fissuré poreux.

Quant à l'expansion diphasique gaz-huile, elle est encore moins sensible à la compressibilité des fissures car la compressibilité globale est influencée d'une manière décisive par l'énorme compressibilité du gaz (couramment 100 fois supérieure à celle de l'huile). D'autre part, le gaz libéré de l'huile, par suite de la décompression, finit par sortir de la matrice et s'écoule sous l'effet de la gravité vers les parties hautes du réservoir au travers du réseau de canaux. Ainsi se forme un gas cap secondaire, ce qui met en jeu l'autre mécanisme principal de récupération de l'huile des blocs, la sudation.

A première vue, l'expansion des gaz dissous ne devrait pas présenter d'originalité particulière pour les gisements fissurés, exception faite de la rapide constitution d'un gas cap secondaire grâce au réseau de fissures.

(1) Régime pour lequel le rythme de décompression est le même au centre du bloc et à sa périphérie, c'est-à-dire dans les canaux.

En fait, on ne peut passer sous silence l'analyse fine de la genèse des bulles de gaz consécutive à la déplétion.

On sait (réf. 39) que les bulles de gaz naissent, se développent et coalescent d'autant plus facilement que le milieu poreux est plus homogène, plus perméable (contenant des gros pores) et moins poreux, que la tension interfaciale huile-gaz ainsi que la pression de saturation initiale sont plus faibles, le coefficient de diffusion moléculaire plus faible et la saturation en eau plus élevée.

La présence de fissures a tendance à favoriser la naissance des bulles de gaz dans les fissures (ce sont des "pores" énormes). Ce gaz, à son tour, a tendance à pomper par diffusion les molécules légères de l'huile de la matrice, empêchant totalement ou partiellement la formation de bulles gazeuses et l'expulsion corrélative de l'huile hors de la matrice.

Bien entendu, cette relative mauvaise performance de l'expansion des gaz dissous dans le cas des gisements fissurés est d'autant plus marquée que l'huile et le gaz libre ont des compositions moins contrastées. On cite à ce sujet (référence 8 citée dans 39) le cas d'un réservoir fissuré iranien dont la pression a été abaissée jusqu'à 500 psi au-dessous de la pression de saturation initiale et dont la saturation en gaz libre dans les blocs matriciels n'excède pas 0,1 %.

Il faut enfin dire quelques mots concernant le mécanisme d'expansion dans le cas de réservoirs fissurés non poreux. Dans ce cas (voir Annexe 4) la compressibilité globale est très largement influencée par la compressibilité des vides secondaires.

IV.3. LA SUDATION.

Considérons un bloc de milieu poreux saturé par l'huile et partiellement ou totalement immergé dans de l'eau ou du gaz (fig. 15). L'action combinée des forces de gravité dues à la présence d'un fluide extérieur dont la masse spécifique est différente de celle de l'huile, d'une part, et des forces de capillarité dues à la cohabitation de part et d'autre des faces du bloc poreux de fluides dont les propriétés de surface sont différentes, d'autre part, peut se traduire par une pénétration du fluide extérieur dans le massif poreux. L'expulsion corrélative de l'huile hors du massif est appelée sudation.

Ces phénomènes sont décrits dans l'Annexe 5.

Moyennant de nombreuses hypothèses simplificatrices, ils peuvent être mis en équation (c'est l'équation A. 5. 6). Notre but étant limité à leur

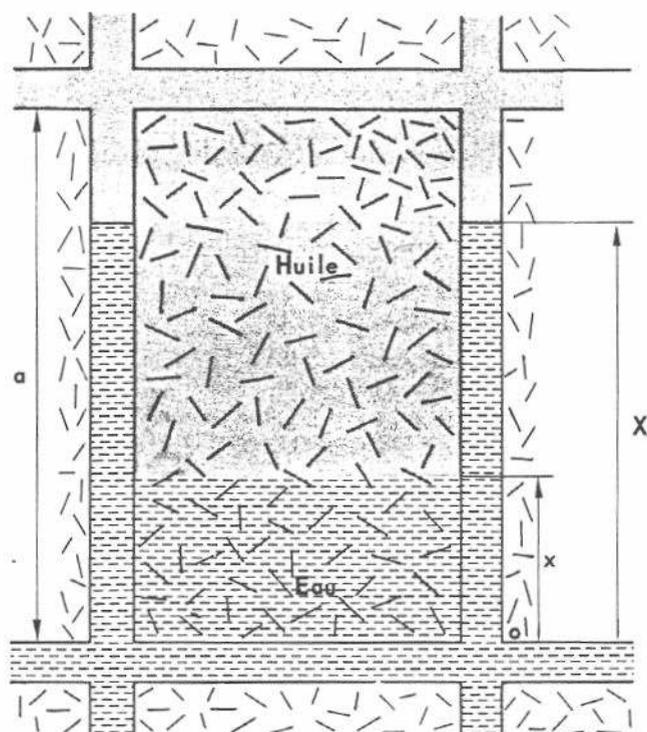


Fig. 15. Schématisation de la sudation d'un bloc.

description qualitative, nous nous contenterons de raisonner sur une solution particulière, le débit d'huile q_i qui sort initialement du bloc par unité de surface. Le bloc est supposé totalement et brutalement immergé. q_i est obtenu en faisant $x = 0$ et $X = a$ dans les équations A.5.6 et A.5.7 de l'Annexe 5, soit :

$$q_i = \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \frac{a(\rho_w - \rho_o)g + P_c}{a} \quad (7)$$

Considérons les différents cas possibles, après avoir noté que le terme $a(\rho_w - \rho_o)g + P_c$ doit être positif pour qu'il y ait écoulement hors du bloc ($q_i > 0$). Le terme $a(\rho_w - \rho_o)g$ représente les forces de gravité, P_c les forces de capillarité.

Cas huile/eau et roche préférentiellement mouillable à l'eau

Dans ce cas l'eau a tendance à pénétrer spontanément dans la roche et à y déplacer l'huile. La gravité et la capillarité jouent dans le même sens,

leurs termes caractéristiques dans l'équation (7) sont du même signe, et positifs. q_i est donc positif : il y a écoulement d'huile hors du bloc.

Quand le terme de gravité est négligeable devant le terme de capillarité (petits blocs), la capillarité intervient seule : c'est l'imbibition capillaire.

Cas huile/eau et roche préférentiellement mouillable à l'huile (cas de certains réservoirs calcaires)

La capillarité tend alors à s'opposer à l'entrée de l'eau dans le bloc sous l'effet de la gravité. L'entrée d'eau (et par conséquent la sortie de l'huile) n'est possible que si le terme de gravité, moteur, est supérieur au terme de capillarité, résistant, représenté par la pression de déplacement, P_d .

$$a (\rho_w - \rho_o) g > P_d \quad (8)$$

Cas gaz/huile

L'équation (7) s'écrit :

$$q_i = \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \frac{a (\rho_o - \rho_g) g - P_d}{a} \quad (9)$$

L'eau mouille toujours la roche préférentiellement au gaz : les termes de gravité et de capillarité sont donc toujours de signe contraire⁽¹⁾. L'entrée du gaz (par la face supérieure du bloc) et la sortie de l'huile (par la face inférieure) ne seront possibles que si :

$$a (\rho_w - \rho_g) g > P_d$$

Une discussion plus complète du phénomène a été faite dans la référence 7. Nous nous contenterons de noter quelques idées essentielles. Apparemment le meilleur procédé de récupération à l'aide d'un fluide extérieur est l'injection d'eau puisque l'on admet qu'en général les roches sont plus mouillées par l'eau que par l'huile et que dans ce cas, capillarité et gravité conjuguées en quelque sorte leurs efforts pour déplacer l'huile de la matrice. Cependant il faut se méfier car la littérature récente fait état de calcaires préférentiellement mouillables à l'huile ce qui pourrait expliquer certains échecs d'injection d'eau dans des réservoirs calcaires fissurés.

D'autre part, en raison du fort contraste entre les masses spécifiques du gaz et de l'huile, le potentiel de gravité du couple gaz-huile est supérieur

(1) Ce qui apparaît plus clairement si l'on écrit que la pression capillaire est égale à $2 \sigma \cos \theta / r$, $\cos \theta$ étant positif, pour une roche mouillable à l'eau, négatif pour une roche mouillable à l'huile.

à celui du couple huile-eau. Il peut même être supérieur au potentiel total capillarité + gravité du couple huile-eau.

Autre remarque : la sudation peut être impossible. C'est le cas par exemple de petits blocs (centimétriques) envoyés par du gaz, voire même par de l'eau si la roche est préférentiellement mouillable à l'huile.

Le phénomène de sudation est généralement représenté par des "courbes d'imbibition" ou "fonctions de transfert" (voir Annexe 5). Ces fonctions ne sont autres que la quantité d'huile qui s'écoule hors du bloc, exprimée en fonction du temps. Elles peuvent être obtenues dans le cas huile-eau soit par la résolution numérique du système d'équations et dans ce cas sont autant de ces espèces, très sensibles de surcroît aux conditions aux limites généralement mal connues, soit à partir de mesures de laboratoire transformées par l'analyse dimensionnelle, soit encore en utilisant les travaux disponibles dans la littérature. Pour ce qui concerne le cas gaz-huile, on se contente le plus souvent de fonctions de transfert obtenues par simulation numérique, car l'expérimentation en laboratoire en température et pression, pour ne pas parler des dimensions de blocs, pose de considérables problèmes de mise en œuvre (voir néanmoins les remarques faites au chapitre suivant dans le thème "diffusion"). Dans tous les cas, il faut savoir que leur représentativité est sujette à caution, dans l'état actuel de nos connaissances.

Il faut encore mentionner deux phénomènes liés à la sudation, à savoir l'effet de cascade et l'influence des ponts.

L'effet de cascade : quand les blocs contenant de l'huile se trouvent entourés par le gaz des fissures, nous savons que sous l'influence des forces de gravité il peut y avoir sudation de l'huile. Cette dernière au cours de sa descente dans les fissures vers le niveau gaz-huile peut se réimbiber sur certains blocs inférieurs. Ce phénomène peut considérablement ralentir le processus de récupération par sudation gaz/huile.

Les ponts : les blocs matriciels ne sont pas nécessairement indépendants du point de vue capillaire ; il peut exister des ponts de matrice entre eux. Ceci a une grande importance sur le mécanisme de récupération par gravité qui peut, le cas échéant, jouer un rôle beaucoup plus important que pour des blocs individuels non liés.

Ces deux points sont mentionnés dans la référence 17 ; l'effet de cascade est partiellement étudié dans la référence 42.

IV.4. LES COURANTS DE CONVECTION ; LA DIFFUSION

Parmi les mécanismes concourant à la circulation des fluides dans un réservoir fissuré, il faut mentionner les courants de convection et la diffusion.

Les courants de convection

Si l'huile est plus lourde au sommet qu'à la base du réservoir, si celui-ci est très épais et s'il existe des très fortes perméabilités verticales, alors les fluides peuvent se mettre en mouvement pour se rééquilibrer par gravité. Ce sont les courants de convection.

La première condition s'exprime par l'expression suivante :

$$\beta_0 \text{ grad } T - C_0 \text{ grad } P > 0 \quad (10)$$

β_0 étant le coefficient d'expansion isobare, C_0 la compressibilité (isotherme) de l'huile, grad T et grad P les variations de T et de P avec la profondeur respectivement. Un exemple numérique tiré d'un gisement iranien (réf. 8) montre que la condition est souvent remplie :

$$\begin{aligned} \beta_0 &= 1,15 \times 10^{-3} \text{ vol/vol/}^\circ\text{C} \\ c_0 &= 1,02 \times 10^{-4} \text{ vol/vol/bar} \\ \text{grad } T &= 3,64 \times 10^{-2} \text{ }^\circ\text{C/m} \\ \text{grad } P &= 0,069 \text{ bar/m} \end{aligned}$$

on voit que la condition est largement remplie car :

$$4,19 \times 10^{-5} - 0,70 \times 10^{-5} > 0$$

Les deuxième et troisième conditions (gisement épais et très perméable verticalement) résultent d'une étude systématique de la question qui a été faite à l'I. F. P. (réf. 9). Elles ne sont d'ailleurs pratiquement réunies que dans le cas de gisements importants et très fissurés.

Il faut enfin noter que le rééquilibrage permanent dû aux courants de convection entraîne un point de bulle pratiquement invariant en fonction de la profondeur.

La diffusion

La circulation des huiles de masses spécifiques différentes peut mettre en jeu un autre phénomène, la diffusion. En effet, on sait que les caractéristiques PVT des huiles sont en général telles qu'une même huile ne peut avoir

le même point de bulle en deux points d'une même verticale d'un gisement. Il faut donc admettre que l'huile qui circule par gravité change de composition. Dans ce cas au cours de la circulation au travers du réseau de canaux, l'huile trop lourde du sommet qui passe devant les blocs du bas imprégnés d'une huile plus légère, échange avec cette dernière des constituants. Plus précisément, l'huile des blocs cède une partie de ses constituants légers à l'huile des fissures. Ces "légers" remontent vers le sommet avec le courant de convection, s'y libèrent et finissent par former (ou alimenter) un gas cap après avoir migré au travers du réseau de canaux.

Bien entendu, la diffusion peut également agir lorsque des blocs saturés par l'huile se trouvent entourés par du gaz. Elle ajoute alors éventuellement ses effets à ceux de la sudation et peut être étudiée au moyen de modèles numériques appropriés (voir modèles C-Frac et Yamamoto en Annexe 6). En outre, certains laboratoires (voir référence 43) sont aujourd'hui équipés de modèles physiques capables d'effectuer sur des échantillons de roche pouvant atteindre plusieurs mètres des expériences d'échanges de constituants entre le gaz des fissures et l'huile de la matrice en conditions de fond et durée vraie (plusieurs mois). De telles expériences peuvent évidemment servir à étalonner les modèles numériques.

Phénomène lent, la diffusion est souvent négligée. Cependant, on trouve mention dans la littérature de cas où elle se manifeste d'une manière importante (réf. 8). On a en effet constaté sur certains gisements fissurés poreux iraniens, une décroissance importante de la pression de bulle au fur et à mesure de la déplétion (la pression de bulle chute de 35 bars en 10 ans). Cette décroissance n'est explicable que par le processus de diffusion.

IV.5. ECOULEMENT POLYPHASIQUE DANS LES FISSURES (réf. 10)

Quand un gisement d'huile fissuré est balayé par de l'eau ou du gaz, l'huile extraite de la matrice et le gaz ou l'eau circulent simultanément dans le réseau de fissures en arrière du front. La description de ce phénomène est nécessaire aux calculs de prévision de production. La manière la plus simple de procéder est d'essayer d'utiliser le concept de perméabilité relative pour décrire les pertes de charge dans les fissures en écoulement diphasique. De nombreuses expériences de laboratoire ont été faites, en France comme ailleurs, d'où il ressort que :

- . pour une fissure unique, les perméabilités relatives sont faibles, les résultats très dispersés et dépendant des conditions aux limites et des changements de débit
- . pour un réseau interconnecté de fissures, image plus proche de la réalité, on observe l'écoulement séparé de l'un et l'autre fluide, chacun par un cheminement propre. La perméabilité relative globale en est améliorée

- la vitesse de ségrégation des phases dans les fissures est grande devant les vitesses d'écoulement liées à la production.

Les spécialistes tirent de ces constatations les conclusions suivantes :

- On peut adopter des courbes de perméabilités relatives linéaires dans les fissures avec des bornes de perméabilités relatives comme de saturation voisines de 0 et de 1. Cependant, les opérateurs utilisent souvent une saturation en eau maximale de 0,8 au lieu de 1 pour tenir compte d'un possible piégeage d'huile en arrière du front, lié à la non-régularité du réseau fissuré.

- On peut même considérer qu'il n'y a que deux types d'écoulement dans les fissures, à savoir, en arrière du front, seuls s'écoule le fluide déplaçant et en avant seule l'huile s'écoule.

IV.6. QUAND, COMMENT ET OU AGISSENT LES MECANISMES DE DRAINAGE ; QUELQUES ORDRES DE GRANDEUR. (Voir aussi l'Annexe 5)

Nous avons vu que la présence au sein du réservoir d'un réseau de canaux conducteurs peut être un avantage pour la récupération de l'huile, du moins en cas de décompression, monophasique surtout. Quand l'accumulation d'huile est comprise dans un réservoir fermé⁽¹⁾ et que cette huile est sous-saturée, le processus d'expansion monophasique peut jouer à plein. C'est le cas de gisements comme Rhourde el Baguel en Algérie et Ekofisk en mer du Nord. Dans ces cas, on estime la récupération par expansion monophasique à 10% environ de l'huile en place, chiffre relativement élevé en raison de la forte compressibilité de l'huile et de la roche, et du fait que toute l'huile en place est intéressée par la décompression (voir IV. 2).

La pression continuant de baisser sur l'ensemble du réservoir, du gaz initialement dissous peut se libérer, migrer au travers du système de canaux et s'accumuler au sommet de la structure, formant un gas cap secondaire. Deux conséquences : la chute de pression, pour une même extraction, est considérablement ralentie, limitant de ce fait l'efficacité du processus de décompression, mais l'envahissement par le gaz des fissures entourant les blocs proches du sommet de la structure va déclencher le processus de sudation par gravité (si les blocs ne sont pas trop petits).

La chute de pression dans la zone à huile peut, bien entendu, entraîner une entrée d'eau naturelle. Cette eau circulant dans les canaux va entourer les blocs bas et déclencher le processus de sudation, si les conditions sont favorables (voir IV. 3).

(1) Il arrive souvent que les fissures soient bouchées par de la calcite dans l'aquifère, alors que subsiste un réseau de canaux dans la zone à huile.

Il va sans dire que l'on peut aussi injecter du gaz au sommet et/ou de l'eau à la base en vue de déclencher le processus de sudation et pour maintenir la pression. La figure 16 donne une définition schématique des zones du champ où ces mécanismes principaux trouvent leur siège.

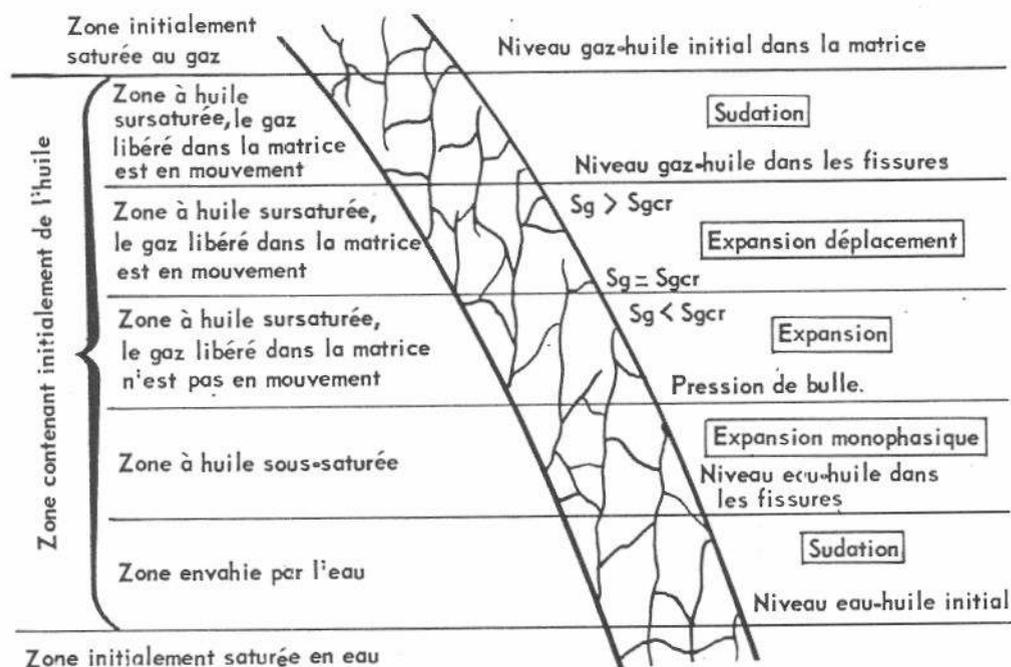


Fig. 16. Les mécanismes de drainage dans le réservoir.

La notion de maintien de pression mérite quelques commentaires. Le maintien de la pression, en effet, n'est pas un but en soi ; il peut même bloquer le processus de récupération par expansion qui peut dans certains cas être le processus majeur. Il est cependant souvent imposé par les contraintes d'exploitation (éruptivité des puits, dépôts colmatants divers liés à la décompression, etc.). Du point de vue de la récupération, l'effet bénéfique attendu du maintien de la pression est l'expulsion de l'huile des blocs par sudation. A ce sujet, un autre commentaire : une grande partie des réservoirs fissurés connus sont constitués par des calcaires. Or, nous l'avons vu, la littérature récente fait état d'échecs d'injection d'eau dans les calcaires (réf. 11 et 12). Explication possible : les calcaires contiennent souvent des matériaux d'origine organique (comme le charbon) qui, même à l'état de traces, peuvent rendre la roche partiellement mouillable à l'huile (le charbon est mieux mouillé par l'huile que par l'eau). Un cas tout à fait remarquable parce que s'appliquant à un réservoir grand, exploité depuis des dizaines

d'années est le gisement d'Haft Khel en Iran (réf. 13). Après une longue période de décompression, le réservoir s'est trouvé envahi par le gaz dans sa partie supérieure, par l'eau dans sa partie inférieure. Il y a encore quelques années, les opérateurs comptaient beaucoup plus sur la récupération de l'huile des blocs envahis par l'eau que sur celle des blocs envahis par le gaz en raison de l'effet positif et prépondérant que l'on attendait des forces capillaires (processus d'imbibition). L'analyse des données du champ portant sur de nombreuses années n'a cependant pas permis de mettre en évidence cette supposée supériorité. Conclusion : l'effet positif de l'imbibition capillaire (s'il existe vraiment dans le cas considéré) est plus petit que celui des forces de gravité qui sont particulièrement importantes, on le sait, dans le cas du couple gaz-huile et dans ce cas particulier, les blocs étant de dimension métrique. Partant de cette idée, les opérateurs se posent maintenant la question

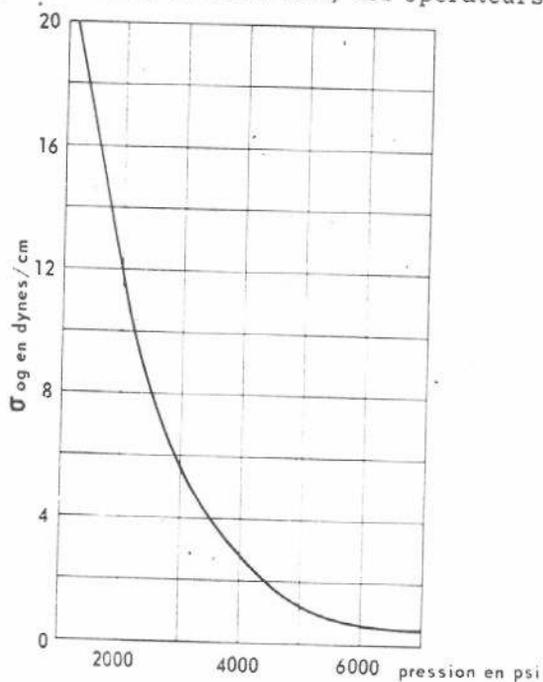


Fig. 17. Variation de la tension interfaciale gaz-huile en fonction de la pression.

quand croît la pression (fig. 17). D'où l'idée de réinjection du gaz au sommet du gisement dans la partie déjà envahie par le gaz, de manière à faire monter la pression, baisser σ_{og} et augmenter la sudation par gravité. Le projet est immense puisque l'on projette d'obtenir une nouvelle récolte d'huile sur des gisements géants dont les réserves en place sont de l'ordre du milliard de tonnes.

suivante : comment faire pour obtenir une dernière récolte sur Haft Khel et sans doute sur d'autres gisements de même nature ? En utilisant la sudation par gravité dans le système gaz-huile, l'effet résistant dû à la capillarité étant combattu par l'augmentation de la pression obtenue par injection de gaz haute pression. On sait en effet que pour qu'un fluide non mouillant (le gaz) puisse déplacer un fluide mouillant (l'huile) hors d'un bloc de milieu poreux, il faut que le gaz se présente à l'entrée du bloc avec une surpression supérieure à la pression de déplacement. Celle-ci est égale à :

$$P_d = \frac{2\sigma_{og} \cos \theta}{r} \quad (11)$$

(symboles usuels)

Or, σ_{og} , tension interfaciale entre gaz et huile, décroît

Les chiffres de récupération que l'on peut escompter par le seul processus de sudation sont évidemment variables. Les études faites sur Rhourde el Baguel font état de 4 %, sur Haft Khel de 13 %, porté à 18 % par recompression du gisement. Il faut cependant rester très prudent devant ces estimations, qui ne sont que des prévisions, faute de pouvoir disposer en la matière d'historique réel publié.

IV.7. DEFORMATION DES INTERFACES; CONING EN MILIEU FISSURE

Les réservoirs fissurés sont caractérisés en général par une forte perméabilité induite par la présence des fissures, d'où des débits importants et des vitesses cent fois plus élevées que celles qui ont pour siège les réservoirs matriciels en raison de la très faible section qu'offrent les fissures au passage des filets fluides. Il s'ensuit (voir Annexe 2) que près des puits où se resserrent les lignes de courant, l'écoulement a beaucoup de chances de devenir turbulent (un terme en Q^2 est à prendre en considération dans la relation $\Delta P(Q)$). Cependant, si le réseau de fissures est très développé et si l'on considère tous les points du réservoir à l'exception des quelques mètres autour des puits, les vitesses restent faibles, les pertes de charge aussi et par conséquent les interfaces ne se déforment pratiquement pas, ou plus précisément se déplacent parallèlement à leur position d'équilibre statique. Si ce n'est pas le cas général, c'est toutefois le cas de gisements iraniens (réf. 16).

Il faut également noter que la déformation d'interfaces est un phénomène global lié au soutirage global de la région du champ considéré. Si l'on désire en limiter les effets (arrivée prématurée de fluides indésirables aux puits de production), il faut rechercher par tâtonnements successifs le débit critique global tel que les forces de gravité et le phénomène de sudation finissent par stabiliser l'instabilité macroscopique représentée par l'interface déformée (réf. 20).

Coning en milieu fissuré

Le calcul de l'équilibre entre les forces de gravité et de viscosité aux abords du trou, c'est-à-dire le cas du water coning et/ou du gas coning, a été fait par Birks (réf. 14). On considère dans ce travail l'écoulement de l'huile et de l'eau dans une fissure plane, inclinée, indéfinie, compte tenu de coefficients de friction par écoulements laminaires, turbulents et variation d'énergie cinétique aux abords du trou tiré des travaux théoriques et expérimentaux de Baker (réf. 37). On peut en déduire une formulation simple du débit critique dans le cas d'une fissure verticale unique où plus précisément, on abou-

tit à une expression reliant le ΔP critique, ΔP_{cr} , la différence entre les masses spécifiques des fluides $\Delta \rho$ et les gardes à l'eau et/ou au gaz ΔH :

$$\Delta H(m) = 1,47 \frac{\Delta P_{cr}(\text{bar})}{\Delta \rho(\text{gr/cm}^3)} \left[6,33 - 2,30 \log_{10} \frac{\Delta P_{cr}(\text{bar})}{\Delta \rho(\text{gr/cm}^3)} \right] \quad (12)$$

On passe du ΔP critique au débit critique, connaissant la relation :

$$\Delta P_{cr} = A Q_{cr} + B Q_{cr}^2 \quad (13)$$

Une représentation graphique de la relation (12) est donnée figure 18.

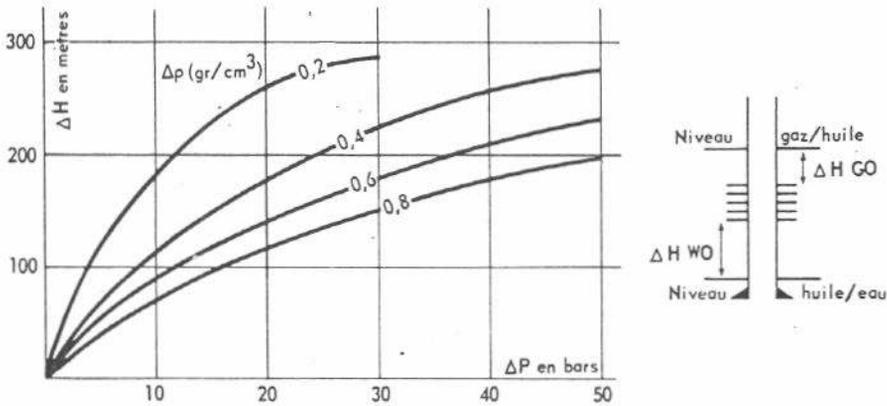


Fig. 18. Coning en milieu fissuré.

CHAPITRE V

LES MODELES DE SIMULATION DE GISEMENT FISSURE

Après la phase acquisition des données nécessaires à la connaissance du réservoir, même imparfaite, après l'analyse des principaux mécanismes de drainage, il faut maintenant envisager la phase "résolution du système", c'est-à-dire la description des outils nécessaires à cette résolution : les modèles de simulation de gisement fissuré.

Il ne faut pas oublier que, dans le cas de réservoirs fissurés, poreux ou non, la qualité de la description du réservoir est considérablement inférieure à celle des réservoirs matriciels. La raison en est la présence dans la matrice poreuse de plusieurs réseaux discontinus mal décrits, mal repérés. Par conséquent, la taille et la distribution dans l'espace des blocs de matrice est mal connue, ainsi que celles des stylolithes, fissures, canaux, vacuoles et cavernes. Ces paramètres gouvernant l'écoulement des fluides, on ne peut s'attendre à un grand degré de confiance dans l'utilisation des modèles. Si l'on y rajoute que les échanges de phase de part et d'autre de la frontière des blocs sont gouvernés par l'effet d'extrémité, phénomène mal décrit et qui de toutes façons a son siège à l'intérieur d'une pellicule millimétrique, on est tenté de se laisser aller au scepticisme. Néanmoins, comme on le verra, le spécialiste dispose d'une gamme assez complète de modèles dont la conception est évidemment fonction des limitations citées mais qui permettent dans le cas d'une étude a priori d'étudier l'influence de divers paramètres sur les prévisions de production pour divers processus d'exploitation et dans le cas où l'on dispose d'un historique, d'étalonner le modèle puis d'extrapoler l'historique pour établir des prévisions de production.

Le spécialiste gisements dispose à l'heure actuelle d'une gamme assez large d'outils de simulation (voir plus de détails en Annexe 6), depuis le modèle 3 dimensions 3 phases (FRAC TRI) jusqu'au modèle de balayage horizontal 2 phases. Ces outils numériques ont tous une caractéristique commune, la juxtaposition de deux systèmes : la matrice formée de blocs d'une part et les fissures d'autre part. Ils diffèrent surtout par leur définition géométrique, le nombre de phases et les mécanismes de drainage qu'ils prennent en considération. La plupart sont basés sur le concept de fonction de transfert, ce qui signifie que l'on ne simule pas les échanges entre matrice et fissure mais que l'on se contente de les mesurer en laboratoire (dans le cas où cela est possible, c'est-à-dire avec le couple eau-huile), quitte à transformer les fonctions de transfert obtenues pour les adapter aux conditions de fond à l'aide de l'analyse dimensionnelle (voir Annexe 5). Certains autres modèles calculent eux-mêmes la fonction de transfert quand la mesure directe est pratiquement

impossible (ou trop difficile) en laboratoire : c'est principalement le cas des systèmes gaz-huile. Enfin, il faut également considérer des modèles qui ont été élaborés pour un problème particulier important : c'est le cas des modèles élaborés pour le gisement d'Emeraude au Congo, dont une partie du réservoir se présente sous la forme d'empilages successifs de bancs poreux peu perméables, d'épaisseur métrique et de bancs fissurés, très perméables, d'épaisseur décimétrique et sièges d'une entrée d'eau.

La panoplie de modèles "fissurés" disponibles en France qui est en quelque sorte le bilan d'un effort de recherche coordonné a fait l'objet d'une publication (réf. 15) dont l'essentiel est fourni en Annexe 6. Cette publication date de 1973 et reste pour l'essentiel, valable aujourd'hui, à l'exception du point suivant : l'étude systématique en laboratoire des fonctions de transfert s'est soldée par un échec complet du traitement par l'analyse dimensionnelle. Comme cela est mentionné en Annexe 5, cette condamnation objective de l'analyse dimensionnelle peut être due au fait que les fluides ne s'écoulent pas, comme on l'avait imaginé, de part et d'autre de l'interface matrice/fissure. En termes mathématiques, cela signifie que les conditions aux limites adoptées pour le calcul étaient fausses et l'on sait la sensibilité des calculs à ce paramètre (réf. 32). La connaissance des vraies conditions aux limites suppose une étude descriptive du phénomène de sudation. Cette étude est entreprise à l'I. F. P. ; mais sera probablement longue.

A noter enfin que deux publications ont été consacrées aux modèles de gisements fissurés à l'occasion du 9^e Congrès Mondial du Pétrole (11-17 mai 1975, Tokyo, Japon), voir références 16 et 17.

CHAPITRE VI

APPLICATIONS PRATIQUES AU DEVELOPPEMENT ET A L'EXPLOITATION DES GISEMENTS FISSURES

VI.1. CAS DES GISEMENTS FISSURES POREUX (voir surtout réf. 1)

Il ressort de l'analyse du comportement des gisements fissurés poreux que :

- La perméabilité de matrice est souvent faible, de l'ordre du millidarcy. La porosité de matrice peut être faible (quelques %) ou forte (jusqu'à 40 % dans le cas de la craie).
- La perméabilité qui résulte de la présence du réseau de fissures, ou plutôt du réseau de canaux, est très variable puisqu'elle dépend de la fréquence et de l'ouverture des canaux : de la dizaine de millidarcys à la dizaine de darcys.
- La perméabilité de fissure décroît souvent vers l'aquifère. Ce phénomène est explicable par les dépôts de calcite liés à la circulation de l'eau et évidemment rendus impossibles à partir du moment où l'huile sature les fissures ou les canaux et aussi par le dépôt au niveau huile-eau d'éléments polaires des hydrocarbures en place.
- La porosité du système de fissures est en général très faible, le plus souvent une petite fraction de pour-cent. Pour le calcul des quantités d'huile en place, il faut se souvenir que $\varphi_f \ll \varphi_m$, ce qui implique que les réserves en place contenues dans les fissures sont en général négligeables devant celles que contient la matrice. En outre la saturation interstitielle en eau dans les fissures est nulle car ce milieu fissurial est en général non capillaire (voir chap. I, Généralités).
- Compte tenu de ces faits, on constate souvent une importante déplétion initiale qui, dans le cas d'huile contenant en solution du gaz en quantité appréciable, s'accompagne de la formation d'un gaz cap secondaire créé par la relative facilité qu'a le gaz à migrer vers le sommet du réservoir au travers du réseau de canaux.
- En liaison avec cette chute de pression, les opérateurs ont pratiqué le maintien de pression par injection de gaz ou d'eau, voire d'injection d'eau pulvérisée, et ce, avec des fortunes diverses puisque des échecs sont mentionnés.

- L'injection d'eau pulsée (réf. 18 et 19) peut être considérée comme un accélérateur de sudation. Dans un premier temps on profite de la grande perméabilité du système de fissures pour mettre aisément de l'eau en place en face de blocs de matrice imprégnés d'huile. Dans un deuxième temps on comprime l'ensemble par injection d'eau sans production (ou à production réduite) postulant que l'eau pénétrera dans les blocs en raison de la grande surface de contact matrice/fissure et de la compressibilité du système. Dans un troisième temps on relâche la pression (en mettant les puits en production) : la roche supposée mouillable à l'eau retiendra celle-ci de préférence à l'huile qui sera expulsée hors des blocs et véhiculée vers les puits au travers du système fissuré. Une bonne pratique semble être d'augmenter la compressibilité du système en décomprimant initialement le champ pour laisser une certaine saturation en gaz s'établir dans les pores des blocs.
- Dans le cas de l'injection d'eau, quand la sudation des blocs par gravité et capillarité s'est révélée être un processus réel, on essaye par tâtonnements de trouver le régime critique tel que l'avancée du front d'eau dans les fissures se stabilise à la même vitesse que le front d'eau dans les blocs (réf. 20). Pour les vitesses supérieures à cette vitesse critique, la récupération décroît. Une explication possible à ce phénomène est l'efficacité bien meilleure de l'imbibition à cocourant (bloc baigné par l'eau à sa base) par rapport à l'imbibition (ou sudation) à contre-courant (bloc totalement immergé), (voir Annexe 5).
- L'évolution dans le temps de la position de l'interface huile-eau peut être repérée au moyen de mesures d'interface huile-eau à l'intérieur d'un puits témoin fermé.
- L'existence d'un système de fissuration orientée a quelquefois été révélée par les résultats de l'injection d'eau, d'où la nécessité d'effectuer des essais d'interférence dès que possible.
- L'efficacité du déplacement de l'huile par l'eau dans les calcaires (par sudation) dépend du type de calcaire considéré et notamment de la présence possible dans la roche de matériaux organiques, comme le charbon, qui peuvent la rendre mouillable à l'huile.
- Les récupérations par les processus habituels (décompression, balayage à l'eau, balayage du gaz) figurent dans le tableau suivant. Il en ressort principalement que les récupérations annoncées sont voisines de 30 %, c'est-à-dire pas très différentes de celles des réservoirs matriciels. Une dominante cependant, l'injection d'eau précédée par une période de décompression.

Tableau I

Coefficients de récupération en huile de quelques gisements fissurés poreux suivant divers mécanismes de drainage (selon la référence 1).

| Mécanismes de drainage | Gisements | Coefficient de récupération d'huile (%) | | | |
|--|---|---|--------------------------|--------|--------------------------|
| | | Réels | | Prévus | |
| | | Moyens | Intervalles de variation | Moyens | Intervalles de variation |
| Gaz dissous | de la région de Kouybychev, Sprawberry, Kirk, Fullerton | 18,5 | 5,4-30,0 | — | — |
| Gaz dissous + injection de gaz au cours du dernier stade | id. | 30,6 | 12,8-55,0 | — | — |
| Gaz dissous + injection de gaz au cours du dernier stade | Fullerton | — | 9,8-14,0 | — | — |
| Mixtes : gaz dissous—gas-drive avec invasion limitée des eaux | Mesjid-i-Suleiman, Half-Khel | 30,0 | — | — | — |
| Water drive (essentiellement déplacement capillaire à contre-courant de l'huile par l'eau) | Karabulak-Achaluki, Parentis | — | — | 35,0 | 10,0-55,0 |

L'influence du spacing des puits sur la récupération est nette, du moins d'après une statistique établie à partir de champs fissurés poreux épuisés au Texas (réf. 1). On note 54 % pour un spacing de 220 m, 40 % pour 320 m, 30 % pour 400 m.

Le concept d'injection de gaz dans un gisement fissuré poreux a reçu récemment une impulsion nouvelle. Outre le cas important d'Haft Khel mentionné au IV. 7, on peut citer Ekofisk en mer du Nord.

VI.2. CAS DES GISEMENTS FISSURES NON POREUX (TYPE KARST)

La référence 1 fait une analyse critique de l'expérience acquise dans l'interprétation de l'historique de production des champs fissurés non poreux, soviétiques surtout.

Il ressort de cette analyse que :

Le système de vides secondaires est très largement interconnecté et la perméabilité qui en résulte est grande (de l'ordre du darcy ou plus).

Le balayage de l'huile d'un élément de réservoir par de l'eau peut atteindre des valeurs proches de 100 %⁽¹⁾. Cette affirmation est étayée par de nombreux essais sur champs, dont le forage, le carottage et la mise en production de puits en arrière du front et le soutirage à régime maximum possible des puits balayés, avec le même résultat : 100 % d'eau.

On constate la formation de gas caps secondaires consécutifs à la libération et à la migration du gaz libéré de l'huile lors de la décompression de cette dernière.

Aucune amélioration de récupération n'est obtenue par essais de production intermittente ou de fermeture prolongée.

La porosité des vides secondaires (fissures, vacuoles et cavernes) est le plus souvent de l'ordre de quelques dixièmes de pour-cent, quelques fois de l'ordre du pour-cent. Cette affirmation est étayée par de nombreuses estimations faites sur champs à l'aide de toutes les méthodes disponibles : analyse des carottes, logs, essais de production, analyse de l'historique de la décompression de panneaux fermés, analyse de l'historique des panneaux balayés par l'eau. Il faut toutefois se garder de généraliser ces estimations de la porosité car elles sont le résultat d'une statistique limitée en nombre et en qualité (car régionale). Et il est vrai que l'on trouve mention de porosités

(1) Voir les remarques ci-dessous concernant la généralisation de cette conclusion.

de karsts bien supérieures à 1 %, à Nagylendel (réf. 21), voire même voisines de 10 % à Rechitsa, champ karstique récent d'U.R.S.S. (réf. 12). Quoiqu'il en soit, le calcul des volumes en place dans le cas des réservoirs fissurés non poreux est en général très aléatoire en raison de la grande incertitude de l'évaluation de la porosité des vides secondaires, siège principal, voire exclusif des hydrocarbures. En effet, les moyens de mesurer la porosité des karsts sont très réduits :

- estimation de la hauteur de vides rencontrés sur les puits (chutes d'outils, carottes non récupérées, zones à pertes) ;
- comparaison des outils de porosité (voir Annexe 1) ;
- analyse de l'historique de production.

La récupération que l'on peut attendre des principaux mécanismes de drainage : expansion, balayage au gaz, balayage à l'eau sont les suivants : (voir tableau II).

- expansion (monophasique et gaz libéré) : 15/20 % ;
- balayage au gaz : 60/80 % ;
- balayage à l'eau : 60/80 %.

Le problème des déformations d'interface est relativement moins important que dans les gisements à porosité intergranulaire en raison des faibles pertes de charge qui ont leur siège dans le système de vides secondaires (interconnecté et à forte perméabilité). Ceci étant, la référence 1 recommande des gardes à l'eau, en cas de bottom water drive, supérieures à 50 mètres.

Les mouvements de l'interface huile-eau sont en général réguliers, peu affectés par l'influence d'un puits en particulier et de toutes façons réglables par l'intensité régionale du soutirage.

Le spacing des puits est beaucoup plus grand que dans le cas de réservoirs intergranulaires.

Fort de ces constatations, la référence 1 fait les recommandations suivantes :

- ne pas hésiter à pratiquer l'injection d'eau périphérique ;
- adopter un spacing élevé pour les puits de production (1 km) et d'injection (2-3 km) ;
- soutirer à régime élevé, du moins en cas d'injection d'eau et de gisement épais, 10-15 % des réserves récupérables par an.

Ces conclusions doivent être assorties du commentaire suivant : basées sur l'expérience acquise lors de l'exploitation de champs de type karstique

Tableau II

Coefficients de récupération en huile de quelques gisements fissurés non poreux suivant divers mécanismes de drainage (selon la référence 1).

| Gisements | CARACTERISTIQUES | | | | | |
|--------------------|---|---|---|---|---|-------|
| | Mécanisme de drainage | Implantation des puits | Distance moyenne entre les puits (mètres) | Densité d'implantation des puits (hectares par puits) | Coefficient de récupération d'huile (%) | |
| | | | | | Prévu | Réel |
| Karabulak-Achaluki | Dans la période initiale : régime de décompression avec water drive et régime de gaz dissous avec gas-drive | En séries approximativement parallèles au contour eau-huile | 800 | 78 | 65 | 63-66 |
| Zamankul | Régime de décompression et de water drive avec pénétration limitée de l'eau | id. | 870 | 76 | 60 | — |
| Khajan-Kort | Dans la période initiale, régime voisin du régime de décompression fermé. Depuis 1966, régime de strict water drive | id. | 1 230 | 152 | 70 | 0,62 |
| Champ occidental | Régime de décompression avec water drive | id. | 1 230 | 152 | 70 | 0,50 |

à huile peu visqueuse (d'une fraction de centipoise à quelques centipoises), elles ne sauraient être extrapolées brutalement à des champs karstiques à huile visqueuse (de l'ordre de la centaine de centipoises). Le problème de cette extrapolation ne sera résolu que par l'interprétation des données expérimentales de tels champs (Rospo en Italie, Nagylendel en Hongrie, voire Émeraude au Congo), travail projeté en France.

VI.3. COMPLETION ET STIMULATION DANS LES RESERVOIRS FISSURES

Bien souvent, quand le réservoir est très fissuré, d'importantes pertes de boue rendent la traversée problématique. De nombreux puits forés dans des réservoirs fissurés ne traversent qu'une partie de la couche ; en fait, ils s'arrêtent au niveau de la première zone très fissurée (à pertes importantes). En général, ces puits sont tubés au toit de la couche et complétés en découvert. Cependant, quand les pertes sont suffisamment faibles pour qu'une éruption éventuelle puisse être contrôlée, les réservoirs sont en général traversés par le forage. La question se pose alors de compléter le puits en découvert ou par tubage - cimentation - perforation. L'avantage du découvert (le plus souvent possible car la matrice des réservoirs fissurés est compacte, et le trou "tient") est de produire toutes les fissures débouchant dans le puits. L'inconvénient réside dans la difficulté d'intervenir ultérieurement et sélectivement sur telle ou telle partie du réservoir. Par contre, l'avantage de la complétion par tubage cimenté et perforé est précisément de ne pas interdire des travaux et mesures sélectifs ; par contre on risque de ne pas intéresser toutes les fissures par les perforations. On cherche d'ailleurs à pallier cet inconvénient au moyen d'acidifications. Quelle méthode choisir ? L'analyse de l'expérience internationale disponible ne permet pas de répondre d'une manière claire puisque l'un et l'autre procédé sont actuellement utilisés. Tout au plus, peut-on avancer que la complétion en découvert est souvent imposée comme on l'a vu par les circonstances et que la complétion par tubage - cimentation - perforation - acidification semble la plus rationnelle et par conséquent souhaitable, d'autant plus que les progrès actuels concernant les fluides de forage et de work over permettent aux opérateurs de contrôler un nombre croissant de pertes.

LISTE DES ANNEXES

- A1. Les diagraphies en milieu fissuré
- A2. Interprétation des essais de production en milieu fissuré
- A3. Relations entre les paramètres de la fissuration
- A4. Compressibilité des roches fissurées
- A5. Capillarité, gravité, imbibition, sudation - Fonctions de transfert
- A6. Les modèles de gisement fissuré

ANNEXE I

LES DIAGRAPHIES EN MILIEU FISSURE (voir référence 22)

La caractérisation des réseaux de fissures par leur fréquence, ouverture, direction, extension, etc., n'est pratiquement pas possible par les outils de diagraphies. Par contre, leur détection est souvent possible.

Nous allons néanmoins présenter l'ensemble des outils qui sont ou ont été utilisés dans l'espoir d'améliorer la connaissance du milieu.

A. 1. 1. METHODES DIRECTES

Méthodes visuelles

Il s'agit de la photographie ou du filmage des parois du trou préalablement rempli d'eau.

Les photographies de fond sont pratiquées depuis une quinzaine d'années (réf. 12) jusqu'à des profondeurs de l'ordre de 3 000 mètres. Le procédé par filmage et transmission par TV est plus récent (du moins en ce qui concerne les techniciens français) puisqu'il a été mis au point et utilisé en 1970 pour la caractérisation d'un gros gisement peu profond découvert au Congo par Elf (réf. 4).

Il s'agit d'un outil de visualisation optique des parois d'un puits suivant un angle de 30° par une caméra de télévision descendue à l'extrémité d'un câble. La visualisation des images a lieu en noir et blanc en surface sur un écran standard en même temps que la prise de vues. L'objectif de la caméra peut être orienté radialement et mis au point directement depuis la surface.

L'interprétation qualitative et quantitative des images est très facile puisque ce que l'on observe sur l'écran est la reproduction intégrale de ce que l'on mesure au fond (fig. 10, chap. 2). Il est ainsi possible de compter le nombre de fissures, de mesurer leur ouverture, leur inclinaison, leur extension verticale, leurs intersections, etc.

A l'heure actuelle, le procédé a donné d'excellents résultats pour une profondeur n'excédant pas 500 mètres. Son handicap est actuellement sa limitation d'emploi en pression et température. Des perfectionnements doivent en outre lui être apportés pour son repérage en azimut et son utilisation en fluide opaque. Alors on peut penser qu'on disposera d'un outil bien supérieur

aux outils diagraphiques classiques, puisqu'on pourra directement relier les informations apportées par les carottes aux formations en place, c'est-à-dire une étude réellement descriptive de la fissuration.

Bore hole televiewer (BHTV)

Il s'agit d'un outil basé sur le principe du sonar qui bombarde sur 360° la paroi du trou de sonde (open hole) par des ultrasons et enregistre l'énergie des signaux réfléchis. Cette énergie est en effet fonction des propriétés physiques de la paroi, en ce sens que les ondes se réfléchissent mieux sur une surface polie que sur une surface rugueuse, sur un plan perpendiculaire que sur un plan incliné par rapport à la verticale. Il est donc théoriquement possible, par cette méthode, de mettre en évidence les irrégularités de la paroi du puits et en particulier les plans de sédimentation, les zones de fissures, les vacuoles, etc.

Les signaux réfléchis sont, après transformation en signaux électriques, transmis en surface et enregistrés sous forme d'un log en noir et blanc, la partie claire correspondant aux zones relativement lisses, les parties noires aux irrégularités de la paroi. L'enregistrement est non seulement étalonné en profondeur mais également en azimut. A noter que la résolution verticale de l'outil est donnée pour être inférieure à 1 pouce.

La réponse du BHTV est affectée par de nombreux phénomènes parasites. Il est très affecté par la présence de caves dans le trou, est contre-indiqué si la densité de la boue est supérieure à 1,15 ou si la boue est gazée. L'outil est actuellement très peu utilisé.

A. 1. 2. METHODES LIEES A L'ECOULEMENT

Log de pertes de boue (MULTIMUD)

Un outil intéressant est en cours de développement en France : l'enregistrement, et en surface, des pertes de boue en cours de forage. On sait que les pertes de boue apparaissent tout particulièrement dans les réservoirs fissurés puisque l'effet colmatant du "cake" disparaît, la dimension transversale des fissures étant grande devant celle des particules solides de la boue, rendant la filtration impossible. Les pertes de boue sont un phénomène directement lié à l'écoulement ; par conséquent, elles renseignent sur la fissuration utile, celle qui est le siège de l'écoulement des fluides.

Technologiquement, l'outil consiste en la mesure simultanée des débits de boue à l'entrée et à la sortie du trou au fur et à mesure de l'avancée du trépan. Les pertes sont quantifiées par différence entre les indications des

deux débitmètres. Corrélées avec la profondeur, elles donnent un log de pertes. La précision de la mesure est de $15 \text{ m}^3/\text{j}$ (à comparer aux $100 \text{ m}^3/\text{j}$ des loggings production). S'agissant d'une mesure effectuée en surface, son prix sera relativement faible, ce qui la rend particulièrement intéressante, surtout si l'on a en mémoire la carence des autres logs pour caractériser le milieu fissuré.

Logging production

Les zones fissurées sont généralement des zones de perméabilité très élevée. Elles se caractérisent donc en injection ou en production par des anomalies importantes et brutales de débit ou de température par rapport aux zones matricielles moins perméables adjacentes. Les outils utilisés sont donc le débitmètre et le thermomètre. Ce sont les meilleurs outils de détection de la fissuration utile (fissures ou vides secondaires ouverts à l'écoulement). En fait les outils modernes sont aujourd'hui couplés : débitmètre, thermomètre et manomètre, en sorte que l'on dispose de trois enregistrements simultanés. Les opérateurs estiment d'ailleurs que les informations de débitmétrie et de thermométrie sont complémentaires. La figure A. 1. 1 en donne une illustration : la cote supérieure d'entrée de fluide (il s'agit d'injection) est repérée par le débitmètre tandis que la cote inférieure apparaît sur l'enregistrement de thermométrie.

Il faut citer les limitations :

- le débitmètre est pratiquement aveugle pour des variations de débit de liquide inférieures à $100 \text{ m}^3/\text{j}$ ⁽¹⁾.
- le thermomètre est flou au-dessous de $200 \text{ m}^3/\text{j}$ ⁽²⁾.

Dans le cas de la débitmétrie en cours d'injection, l'enregistrement est effectué par l'excentrement de l'appareil dans le trou ainsi qu'à par les caves. Il ne fait pas de doute qu'une opération d'injection correctement menée permet d'acquérir des informations précieuses quant à la dynamique du réservoir. L'injection à différents débits est souhaitable.

Quelques commentaires relatifs à la thermométrie d'injection : en cours d'injection, le profil de température est peu contrasté ; la zone d'injection la plus basse se marque par une forte anomalie thermique alors que les autres zones d'injection ne se manifestent que par des anomalies thermiques faibles. Après injection, les profils de température montrent des anomalies froides au droit des zones qui ont absorbé de l'eau parce que le terrain compact se réchauffe plus vite que le terrain fissuré envahie d'eau plus froide.

(1) 15 m^3 , pour le constructeur.

(2) Et en cas d'une injection cumulée de 50 m^3 , volume nécessaire à la stabilisation thermique du trou.

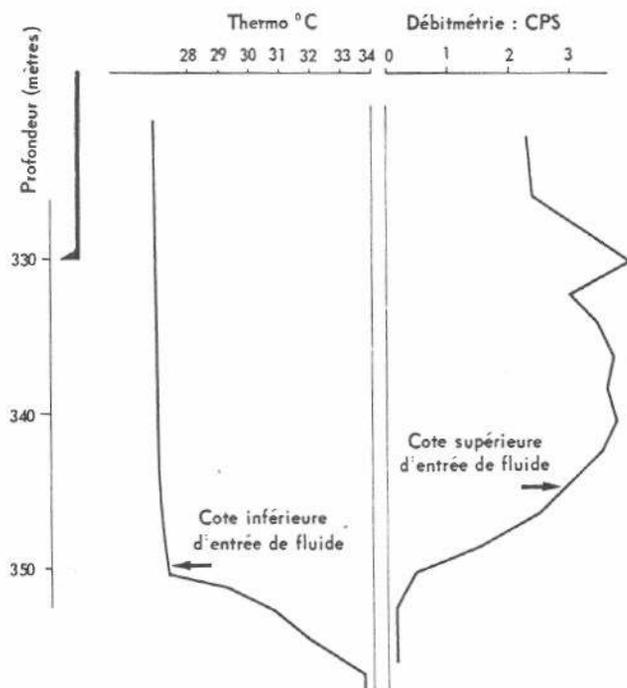


Fig. A.1.1. Exemple d'utilisation du logging production pour repérer l'épaisseur d'un banc fissuré, cas de l'injection.

L'étude des gradients de réchauffement peut dans certains cas permettre de comparer et de classer les différentes zones d'injection.

Les avantages de la thermométrie tiennent pour l'essentiel à la grande sensibilité de la sonde thermométrique qui permet de repérer des zones d'injection qui ne sont pas perçues par la débitmétrie. En outre, l'irrégularité du diamètre du trou a peu d'influence. Quant aux inconvénients, ils sont liés à la mauvaise définition verticale (surtout par l'épente inférieure), à l'impossibilité d'aboutir à une interprétation quantitative et à la sensibilité de l'outil aux phénomènes de flux entre zones (cross flow) qui apparaissent à l'arrêt de l'injection.

Dans la catégorie "logging production", on peut également citer le procédé d'injection de traceurs radio-actifs qui permet par enregistrements successifs de Gamma Ray une bonne détection des zones à forte absorption de fluide. Ce procédé n'est qu'exceptionnellement utilisé en raison des difficultés de mise en œuvre.

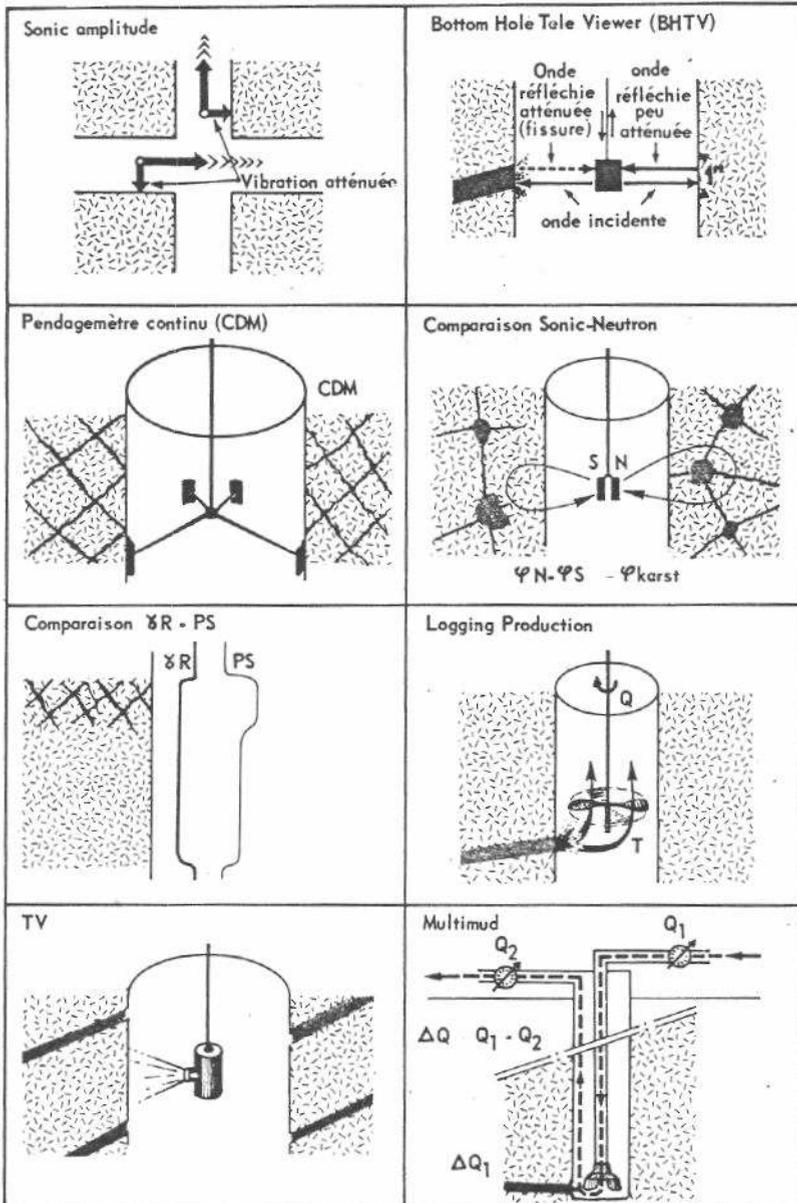


Fig. A.1.2. Principaux procédés de logging utilisés pour étudier la fissuration.

A. 1. 3. METHODES INDIRECTES

Méthodes acoustiques

On a pu montrer de façon théorique et expérimentale que l'amplitude des premières ondes longitudinales (ou compressionnelles) et transversales qui naissent et se propagent dans les formations lorsque celles-ci sont mises en vibration, accuse une nette diminution si elles sont amenées à traverser des fissures. L'atténuation de l'onde compressionnelle serait maximale pour des fractures subverticales, et minimale pour celles qui seraient horizontales ; l'influence de l'inclinaison est inverse pour l'onde transverse, d'où l'espoir de mesurer l'inclinaison des plans de fissuration.

L'atténuation d'amplitude peut être due à d'autres causes que la fissuration (cf. : excentrement outil, gaz dans la boue, caves, etc.), donc il faut prendre soin de confronter l'amplitude avec les autres diagraphies et avec les logs de chantier.

Il est fréquent (en milieu carbonaté surtout) que l'atténuation d'amplitude provoque un saut de cycle (cycle skipping), qu'il est facile de reconnaître sur l'enregistrement du sonic.

La représentation du signal en densité variable (variable density log) donne au droit des zones fissurées un brouillage occasionné par les phénomènes suivants : augmentation du temps de parcours, atténuation de l'amplitude, modification du spectre de fréquences.

Cette méthode ne permet pas de caractériser les zones fissurées ; elle reste qualitative.

Comparaison entre outils de porosité

Certains outils de diagraphies comme le neutron ou le log densité mesurent la porosité totale de la formation, c'est-à-dire aussi bien la porosité intergranulaire que celle des fissures ou des vacuoles. D'autres outils comme le log sonic ne mesurent que la porosité intergranulaire. En présence de zones fissurées, la porosité donnée par le log sonic doit donc être plus faible que celle donnée par le log densité ou le log neutron, la différence entre les deux valeurs étant la porosité à affecter aux fissures.

Malheureusement, la porosité de fissuration proprement dite est généralement inférieure à la précision des outils. Tout au plus peut-on espérer atteindre la porosité des vides secondaires dans le cas de réservoirs fissurés non poreux, comme les karsts. En effet, même si la porosité de karst est en moyenne faible, de l'ordre du pour-cent, elle peut être importante localement

chaque fois qu'une alvéole ou caverne de quelque importance se trouve incluse dans le périmètre d'investigation des outils de porosité. A titre d'exemple, une alvéole de 10 cm de rayon correspond à une porosité secondaire voisine de 10% par lecture du sonic et du neutron. D'où la possibilité de mesurer la porosité de karst à partir d'outils conventionnels (réf. 40).

Comparaison entre outils de résistivité

Dans les réservoirs carbonatés peu poreux et gazéifères, on a observé, au droit des zones fissurées, une divergence entre les résistivités d'outils à faible rayon d'investigation (Proximity log, Laterolog 9 "shallow") et celles d'outils à fort rayon d'investigation (Laterolog 9 "deep", Inductolog). Ceci résulte du fait qu'aux abords du trou de sonde, le gaz est remplacé par la boue plus conductrice. L'écart peut atteindre 1 cycle log (quelques milliers d'ohms. à quelques centaines d'ohms).

Comparaison entre enregistrements de macrodispositifs sur différents azimuts du trou

L'outil le plus connu entrant dans cette catégorie est le pendagemètre continu (CDM). On essaye de distinguer parmi tous les pendages mesurés, ceux qui présentent une certaine organisation, régularité ou homogénéité, de ceux qui ont apparemment une répartition anarchique. Les premiers sont généralement liés à des pendages sédimentaires, structuraux ou régionaux. On admet que les autres peuvent être, dans certaines conditions (fortes inclinaisons, variations rapides) l'indication de plans de fractures. Le CDM, en tant qu'outil spécialisé dans la détection des fissures n'a pas apporté jusqu'à présent de résultat satisfaisant.

Deux autres outils de cette catégorie sont aujourd'hui disponibles. Il s'agit de :

Fracture identification log de Schlumberger, basé sur la superposition deux à deux des courbes de pendagemétrie recalées entre elles. Une séparation des courbes est supposée correspondre à une zone fissurée.

Circonférential microsonic (CMS). C'est un outil nouveau de Schlumberger comportant un microsonic à quatre patins. L'onde sonore circule autour (et non plus le long) du trou. En principe, cet appareillage devrait permettre de mieux localiser les fissures verticales.

Comparaison du Gamma Ray et de la PS

Il ressort de l'expérience soviétique (réf. 35, page 91) que : "Dans de nombreuses régions on a remarqué que la courbe de PS au droit d'une couche fracturée présente une anomalie négative, ce qui permet, à l'aide de la méthode

indiquée, de mettre en évidence des zones fracturées. Lors de l'interprétation de la courbe de PS, il est indispensable d'estimer la ligne de base des argiles dans la couche étudiée, qui peut être confirmée par les données du Gamma Ray. Si au droit d'une déviation de la PS, la courbe du gamma log ne dévie pas, ceci peut indiquer la présence probable de zones fracturées le long de la coupe du puits."

Ces constatations ont aussi été faites par les spécialistes français.

A. 1. 4. CONCLUSION

Si l'on s'en tient aux outils actuellement opérationnels, il faut se résoudre aux deux constatations suivantes :

- Seule la détection des fissures (à l'exclusion de leur caractérisation) est raisonnablement possible aujourd'hui et encore d'une manière grossière.
- Les détecteurs fiables sont surtout ceux qui sont liés à l'écoulement, et dans une certaine mesure à l'acoustique.

Il faut, malgré tout, se garder d'un scepticisme exagéré concernant la possibilité de mesurer les paramètres de la fissuration au moyen des diagraphies. En effet, non seulement les procédés optiques ouvrent une perspective de mesure directe, mais encore il faut bien reconnaître que les procédés décrits ci-dessus n'ont pas fait l'objet de mesures nombreuses et systématiques justifiant une opinion décisive à leur sujet sur le plan industriel et enfin le log de pertes de boue autorise beaucoup d'espoirs.

ANNEXE 2

INTERPRETATION DES ESSAIS DE PRODUCTION EN MILIEU FISSURE

Le but est le même que pour les gisements matriciels : productivité, colmatage, limites. On peut théoriquement en déduire des informations particulières concernant la structure du milieu fissuré (dimension des blocs), mais cet espoir est le plus souvent déçu dans la pratique.

A. 2. 1. ECOULEMENT PERMANENT

La relation liant le débit et le ΔP n'est en général pas linéaire, du moins pour les forts débits (de l'ordre de plusieurs centaines de mètres tubes par jour). Elle s'incurve vers l'axe des ΔP (voir figure A. 2. 1).

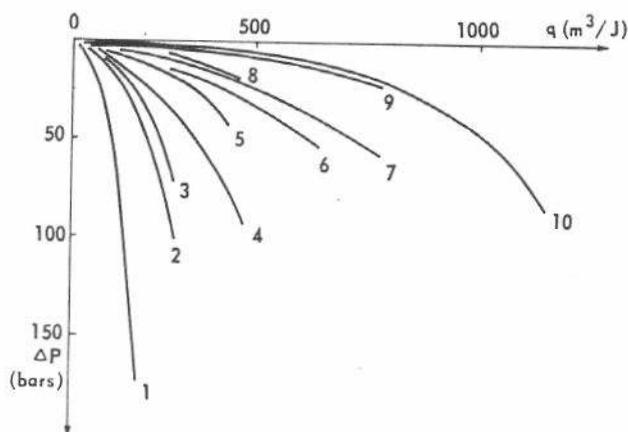


Fig. A.2.1. Courbes indicatrices de 10 puits de champs fissurés (réf. 1).

Parmi les raisons qui sont avancées pour expliquer ce phénomène, il faut a priori faire ressortir la baisse de perméabilité près du trou, qui serait liée à l'écrasement des fissures provoqué par l'intense dépression locale et l'apparition près du trou (à 1 m environ) de turbulences dans l'écoulement, sans oublier l'augmentation locale de la viscosité liée à la dépression.

L'analyse de ces effets a été menée dans la référence 1. Il en ressort que l'effet de viscosité est faible devant l'effet de perméabilité, lui-même négligeable devant l'effet de turbulence. On a d'ailleurs montré (réf. 1) que

dans le cas où l'épaisseur des fissures n'est pas affectée par la chute de pression, la relation $q(\Delta P)$ est de la forme :

$$\Delta P = Aq + Bq^2 \quad (A.2.1)$$

A correspond aux pertes de charge par frottement en écoulement laminaire, c'est l'inverse de l'index de productivité courant.

B correspond aux pertes de charge par frottement en écoulement turbulent plus les variations d'énergie cinétique pour les deux types d'écoulement⁽¹⁾.

Les expressions analytiques de A et B sont les suivantes⁽²⁾ :

$$A = \frac{6}{\pi} \frac{B_o \mu_o}{b^3} \text{Log} \frac{r_e}{r_l} \text{ frottements en écoulement laminaire (A.2.2)}$$

$$B = \frac{\rho_o B_o^2}{4\pi^2 b^2} \left[\frac{3}{5} \left(\frac{1}{r_l^2} - \frac{1}{r_e^2} \right) + \frac{\psi}{b} \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_l} \right) + \frac{1}{2} \left(\frac{1}{r_w^2} - \frac{1}{r_l^2} \right) \right] \quad (A.2.3)$$

B se simplifie considérablement dès que le phénomène turbulent devient important⁽³⁾. On a le tableau ci-après :

| | Système cohérent | Système anglo-saxon (inches, centipoises, barrels per cubic foot, thousands of barrels per day, psi) | Système français (centimètres, centipoises, grammes par centimètre cube, mètres cubes par jour, bars) |
|---|---|--|---|
| A | $\frac{6}{\pi} \frac{B_o \mu_o}{b^3} \text{Log} \frac{r_e}{r_l}$ | $7,35 \times 10^{-3} \frac{B_o \mu_o}{b^3} \text{Log}_{10} \frac{r_e}{r_l}$ | $5,1 \times 10^{-7} \frac{B_o \mu_o}{b^3} \text{Log}_{10} \frac{r_e}{r_l}$ |
| B | $\frac{1}{8\pi^2} \frac{\rho_o B_o^2}{b^2 r_w^2} (1 + 0,022 \frac{r_w}{b})$ | $2,46 \frac{\rho_o B_o^2}{b^2 r_w^2} (1 + 0,022 \frac{r_w}{b})$ | $1,7 \times 10^{-6} \frac{\rho_o B_o^2}{b^2 r_w^2} (1 + 0,022 \frac{r_w}{b})$ |

(1) Les ordres de grandeur des paramètres sont tels que les variations d'énergie cinétique ont un effet faible devant celui des frottements.

(2) Tirées de la référence 37, qui fait état de mesures en vraie grandeur faites sur une fissure régulière séparant deux plaques de béton. Le coefficient ψ y a été trouvé égal à 0,011.

(3) Dès que r_l , distance séparant l'axe du puits de la zone d'apparition de la turbulence, devient grand devant r_w . Notons que r_l est de l'ordre de grandeur de la dizaine de centimètres.

A partir des expériences d'écoulement de liquides, précédemment mentionnées, la référence 37 propose, pour apprécier le passage du régime laminaire au régime turbulent, un critère analogue au nombre de Reynolds, à savoir, écoulement turbulent si :

$$R'(1) = \frac{\rho Bq}{\pi r_1 \mu} > 6\,000 \quad (\text{A.2.4})$$

ou, en unités pratiques⁽²⁾ :

$$R' = 3,68 \frac{\rho Bq}{r_1 \mu} > 6\,000 \quad (\text{A.2.5})$$

On peut apprécier la possibilité d'apparition du régime turbulent au puits en faisant $r_1 = r_w$ dans l'expression de R' .

Pour obtenir la courbe $\Delta P = Aq + Bq^2$, on mesure débit et pression de fond pour plusieurs débits. Souvent, dans le cas notamment des puits prolifiques d'Iran, on ne dispose que d'un point. On procède alors de la manière approchée suivante (réf. 14) :

On estime que la perte de charge due à l'écoulement turbulent est égale à la moitié du terme ΔP_{skin} tiré de l'interprétation de la remontée de pression suivant Pollard (voir la seconde partie de cette annexe "Ecoulements transitoires").

$$Bq^2 = \frac{1}{2} \Delta P_{\text{skin}} \quad (\text{A.2.6})$$

Connaissant Bq^2 et q , on en tire B . Il suffit alors, sur un graphique $\frac{\Delta P}{q}$, de porter le point unique mesuré et par ce point de faire passer une droite de pente B qui coupe l'axe des ΔP au point donné A (fig. A.2.2). A et B sont alors connus.

Il faut signaler un comportement intéressant noté sur des puits d'injection : la courbe $\Delta P(q)$ a tendance à se redresser, voire même à s'incurver

(1) q est le débit dans une fissure, ρ la masse spécifique du liquide, μ sa viscosité et r_1 la distance à l'axe du trou à laquelle se produit le passage laminaire/turbulent.

(2) ρ en grammes par centimètre cube, q en mètres cubes par jour, μ en centipoises et r_1 en mètres.

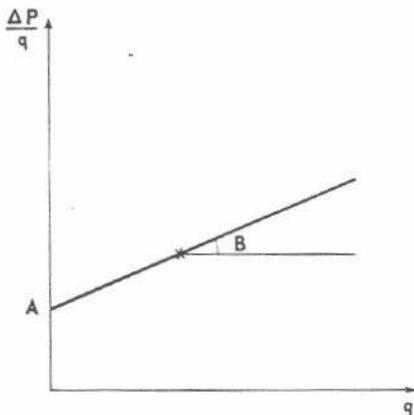


Fig. A.2.2. Détermination approchée de la courbe indicatrice à partir d'un seul point de mesure.

vers l'axe des q . La référence 1 propose l'explication suivante : l'eau injectée étant plus froide que les fluides et la roche au fond, la matrice se refroidit au contact de l'eau et par conséquent a tendance à se contracter, ce qui a pour effet de provoquer une certaine ouverture des fissures. La perméabilité près du trou s'améliore et la perte de charge locale diminue, B est bien négatif.

En conclusion, les données de l'écoulement permanent permettent de se faire une idée de la productivité du puits grâce à la relation, en général non linéaire ΔP (q) que l'on détermine à partir des mesures sur champ. On n'en tire guère plus d'information, car on ne dispose pas de données de champ réellement nombreuses et

valables (certains puits ne sont forés que sur une partie du réservoir et sur les autres, les données de débitmètre indiquant les zones fissurées productrices sont rares) qui serviraient de support à une étude expérimentale et théorique de l'écoulement des fluides dans les milieux fissurés.

A. 2. 2. ECOULEMENT TRANSITOIRE

Plusieurs tentatives ont été faites pour interpréter la phase transitoire des essais de production en milieu fissuré afin d'en tirer les h_k , le degré de colmatage, le rayon d'influence des puits, comme pour les milieux matriciels, plus les caractéristiques de la fissuration : porosité et fréquence (donc dimension des blocs). Ces approches sont :

- La méthode Pollard, semi-empirique, utilisée par Shell sur les calcaires fissurés du Venezuela et, nous l'avons vu au chapitre précédent, par les opérateurs des champs iraniens, ainsi que par les techniciens soviétiques (voir plus loin dans le même chapitre).
- La méthode de Warren et Root qui donne une expression analytique de l'écoulement transitoire dans le cas d'un empilage régulier de blocs.

Nous allons exposer le principe de l'interprétation de l'une et l'autre méthode.

La méthode Pollard (réf. 23)

Le milieu est réparti en trois ensembles moyens non figurés dans l'espace : les fissures, la matrice et une fine pellicule, siège du skin effect. La méthode se propose de calculer les pertes de charge dans ces trois ensembles et particulièrement celles dues au skin effect ou colmatage. On pose :

$$\Delta P \text{ total} = \Delta P \text{ fissures} + \Delta P \text{ matrice} + \Delta P \text{ skin} \quad (\text{A.2.7})$$

Une écriture semi-empirique des échanges de fluide entre la matrice et les fissures caractérisées par le volume de leurs vides, leur compressibilité et leur pression moyenne permet d'arriver à l'expression suivante de la remontée de pression :

$$\Delta P(t) = A_1 e^{-\alpha_1 t} + A_2 e^{-\alpha_2 t} + A_3 e^{-\alpha_3 t} \quad (\text{A.2.8})$$

$A_1, A_2, A_3, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ étant des constantes et $\alpha_1 \gg \alpha_2 \gg \alpha_3$.

L'interprétation de la remontée de pression se fait en $\log \Delta P = f(t)$ (fig. A.2.3).

Si l'on prend le logarithme des deux membres de l'équation A.2.2 et que l'on s'intéresse à la fin de l'enregistrement, les termes 1 et 2 deviennent négligeables car $\alpha_3 \gg \alpha_2 \gg \alpha_1$ et l'équation de la remontée de pression devient :

$$\log \Delta P \text{ tardif} = \log A_3 e^{-\alpha_3 t} \quad (\text{A.2.9})$$

C'est une droite d'ordonnée à l'origine $\log A_3$ et de pente $-\alpha_3$. On atteint le second terme de l'équation en faisant la différence entre l'équation A.2.8 (transformée en prenant le logarithme des deux membres) et l'équation A.2.9. On obtient une courbe différence qui pour les valeurs élevées du temps s'identifie avec la droite $\log A_2 - \alpha_2 t$ (en effet le terme 3 a disparu par soustraction et le terme 1 est devenu négligeable devant le terme 2 car $\alpha_2 \gg \alpha_1$).

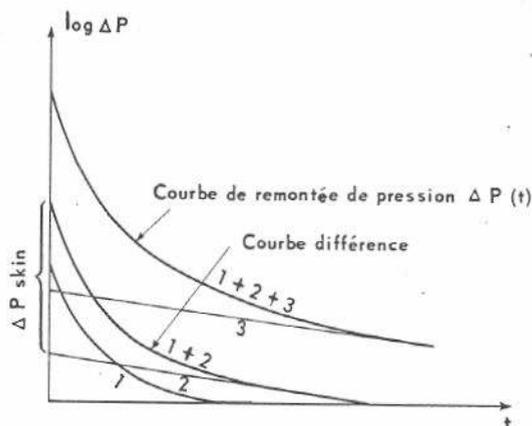


Fig. A.2.3. Méthode Pollard.

Il se trouve que la différence entre l'ordonnée à l'origine de la "courbe différence" et l'ordonnée à l'origine de la droite $\log A_2 - \alpha_2 t$ est égale, selon la théorie développée par Pollard, à la chute de pression due au skin effect pour le débit précédant la fermeture.

Les fondements théoriques de la méthode Pollard sont fort discutables : ensembles matrices, fissures, paroi, moyennes en un point, technique du transitoire tardif ($\log \Delta P = U_1 + U_2 t$) admise pour toute la remontée de pression. Il s'agit sans doute d'un essai semi-empirique d'habillage théorique d'un "coup de main" local. La méthode ne semble pas avoir eu de prolongement important. Il faut cependant citer l'utilisation du " ΔP skin" pour la construction de la courbe $\Delta P (q)$ à partir d'un seul point (voir plus haut, écoulement permanent) ainsi que la mention qui en est faite dans la référence 12, suivant laquelle l'allure des courbes de remontée de pression d'après Pollard n'est pas la même selon que le réservoir est fissuré poreux ou fissuré non poreux (voir figure A.2.4).

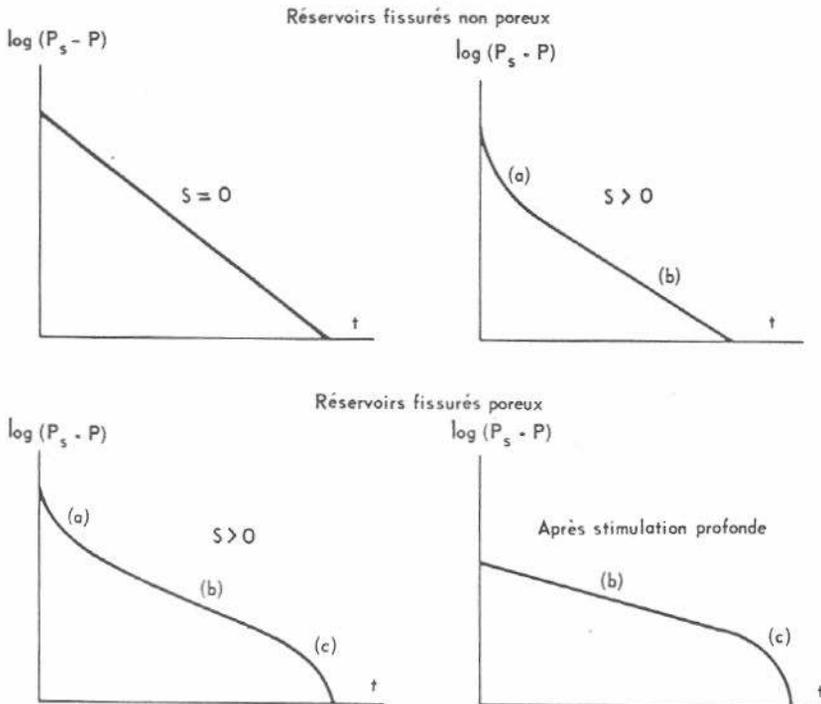


Fig. A.2.4. Influence de la fissuration sur l'allure des remontées de pression suivant Pollard dans le cas des réservoirs fissurés.

- (a) skin effect ;
- (b) pertes de charge dans les fissures ;
- (c) échanges matrice-fissure.

L'équation A. 2. 8 peut s'écrire sous la forme :

$$\Delta P(t) = P_s - P(t) = (P_s - P_{si} - A_2 - A_3) e^{-\alpha_1 t} + A_2 e^{-\alpha_2 t} + A_3 e^{-\alpha_3 t} \quad (\text{A.2.10})$$

avec : P_s = pression statique

P_{si} = pression au moment de la fermeture.

Méthode Warren et Root (réf. 6, 24, 25, 26)

Il peut arriver que les réservoirs fissurés se comportent d'une manière différente de celle d'un réservoir homogène bien que cette différence ne soit pratiquement jamais quantifiable, au cours des essais, du moins dans l'état actuel de notre technique courante.

Nous allons exposer la théorie mise au point par Warren et Root pour rendre compte du comportement approché de ce type de réservoir.

Le réservoir a été schématisé comme un empilement de blocs parallélépipédiques contenant le système de porosité primaire, la porosité secondaire étant contenue dans un système orthogonal de fractures continues de perméabilité uniforme. Il y a écoulement entre les deux systèmes mais l'écoulement au puits se produit uniquement à partir des fissures.

On admet également que l'écoulement entre les systèmes matriciel et fissurien est pseudo-permanent (voir chapitre IV. 2).

Pour un réservoir horizontal, d'épaisseur uniforme, homogène et isotrope, les équations de l'écoulement s'écrivent :

$$\frac{k_{fx}}{\mu_o} \frac{\delta^2 p_f}{\delta x^2} + \frac{k_{fy}}{\mu_o} \frac{\delta^2 p_f}{\delta y^2} - \varphi_m C_{em} \frac{\delta p_m}{\delta t} = \varphi_f C_{ef} \frac{\delta p_f}{\delta t} \quad (\text{A.2.11})$$

$$\varphi_m C_{em} \frac{\delta p_m}{\delta t} = \frac{\alpha k_m}{\mu_o} (p_f - p_m) \quad (\text{A.2.12})$$

la deuxième équation traduit l'échange entre les deux systèmes ; α est un facteur de forme reflétant la géométrie de la matrice.

Pour un réservoir infini produisant à débit constant la solution du système d'équations A. 2. 11 et A. 2. 12 s'écrit :

$$\Delta P(tD) = - \frac{q_o \mu_o B_o}{4 \pi h k_f} \left[LtD + 0,81 + E_i \left(- \frac{\lambda tD}{\omega(1-\omega)} \right) - E_i \left(- \frac{\lambda tD}{1-\omega} \right) + 2S \right] \quad (\text{A.2.13})$$

ou en unités pratiques françaises⁽¹⁾ :

$$\Delta P(t) = -21,5 \frac{q_o \mu_o^B}{hk_f} \left[\log_{10} tD + 0,35 + 0,43 E_i \left(-\frac{\lambda tD}{\omega(1-\omega)} \right) - E_i \left(-\frac{\lambda tD}{1-\omega} \right) + 0,87S \right] \quad (\text{A.2.14})$$

avec :

$$\omega = \frac{\varphi_f C_{pf}}{\varphi_m C_{pm} + \varphi_f C_{pf}} \quad tD = \frac{k_f}{(\varphi_m C_{pm} + \varphi_f C_{pf}) \mu_o r_w^2} \times t \quad (\text{A.2.15})$$

$$\lambda = n(n+2) \left(\frac{r_w}{a} \right)^2 \frac{k_m}{k_m + k_f} \times \frac{\varphi_m C_{pm} + \varphi_f C_{pf}}{\varphi_m C_m} \quad (\text{A.2.16})$$

C_{em} : compressibilité totale du système matriciel

C_{ef} : compressibilité totale du système fissuriel

k_m : perméabilité de la matrice

k_f : perméabilité des fissures (k_{fx} dans la direction x, k_{fy} dans la direction y)

n : nombre de jeux de plans définissant la fissuration
 $n = 1, 2$ ou 3 , souvent 3

a : dimension caractéristique du bloc élémentaire, par exemple sa hauteur.

C_{em} et C_{ef} ont les valeurs suivantes (voir Annexe 4) :

$$C_{em} = C_o + C_w \frac{S_{wm}}{1 - S_{wm}} + C_{pm} \frac{1}{1 - S_{wm}} \quad (\text{A.2.17})$$

$$C_{ef} = C_o + C_{pf}$$

Nous allons examiner la forme des courbes de chute de pression. Pour les faibles valeurs de t ($\frac{\lambda tD}{\omega(1-\omega)} \ll \frac{1}{400}$), on peut remplacer les exponentielles intégrales de l'équation A.2.14 par leur approximation logarithmique, ce qui donne :

(1) Bars, mètres cubes par jour, centipoises, mètres, millidarcys.

$$\Delta P(t) = -\frac{q_o \mu_o B_o}{4\pi h k_f} (\text{Log } t_D + 0,81 - \text{Log } \omega + 2S) \quad (\text{A.2.18})$$

Pour des valeurs plus importantes de t , ($\frac{\lambda t_D}{1 - \omega} \geq 3$), ces mêmes fonctions E_i s'annulent, ce qui donne :

$$\Delta P(t) = -\frac{q_o \mu_o B_o}{4\pi h k_f} (\text{Log } t_D + 0,81 + 2S) \quad (\text{A.2.19})$$

ce qui précède résultant des valeurs de λ qui sont très faibles, de l'ordre de 10^{-4} à 10^{-8} .

On voit donc que la courbe de pression se présente en coordonnées $p - \log t$ sous la forme de deux segments de droites parallèles séparés par une courbe de raccordement (fig. A. 2. 5), c'est la "bafonnette".

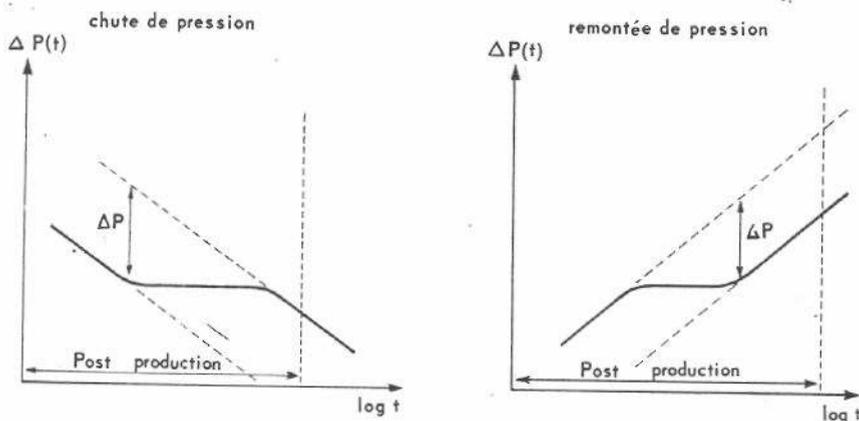


Fig. A.2.5. Evolution de la pression au puits au cours de l'écoulement transitoire (chute de pression et remontée de pression) selon Warren et Root.

Le kh total est calculé à partir de la pente m de l'un ou l'autre des segments de droite, et, ces droites étant décalées de ΔP , les équations précédentes permettent d'estimer ω par :

$$\text{Log } \omega = -\frac{\Delta P}{m} \quad (\text{A.2.20})$$

L'interprétation de l'essai permet donc en théorie de calculer le kh total, ω , φ_m et φ_f .

En outre l'examen de la courbe de raccordement permet en théorie de déterminer λ et par là même de donner un ordre de grandeur de la dimension des blocs.

Il ne faut pas se leurrer sur les possibilités d'arriver facilement à un tel résultat dans la pratique.

En effet, la théorie développée par Warren et Root est approchée. Elle repose sur l'hypothèse que le temps d'établissement du régime pseudo-permanent dans les blocs est suffisamment court pour pouvoir être négligé. Nous verrons que cette hypothèse ne semble pas toujours justifiée. En outre, le caractère spécifique "milieu fissuré" de la courbe de remontée de pression disparaît, comme nous le verrons, assez rapidement après la fermeture du puits ; il est alors masqué par le phénomène de postproduction.

D'autres solutions ont été proposées, notamment dans la référence 25 (commentée dans la référence 6). Elles arrivent cependant à la même conclusion : les effets spécifiques disparaissent en général trop tôt et sont masqués par la postproduction. Il faudrait pouvoir fermer les puits au ras des perforations ou disposer d'un débitmètre de fond très précis qui enregistrerait les variations de débit de fond au cours de la phase transitoire de l'essai, ce que la technologie courante ne permet pas encore de faire.

Pour illustrer ces notions, il peut être utile de se référer aux valeurs des différents temps qui viennent d'être mentionnés, à savoir le temps d'établissement de l'écoulement pseudo-permanent dans un bloc (t_b), le temps de disparition de la première droite (t_1), le temps d'apparition de la deuxième droite (t_2) et la durée de la postproduction (t_{aft}).

Le temps t_1 est défini par :

$$\frac{\lambda t D}{\omega (1 - \omega)} = \frac{1}{400} \quad (\text{A.2.21})$$

soit, après simplifications : ($\varphi_m \gg \varphi_f$, $k_m \ll k_f$) :

$$t_1 = \frac{1}{1600} \frac{1}{n(n+2)} \frac{a^2 \mu \varphi_f C_{ef}}{k_m} \quad (\text{A.2.22})$$

ou en unités pratiques⁽¹⁾ :

$$t_1 = \frac{0,625}{n(n+2)} \frac{a^2 \mu \varphi_f C_{ef}}{k_m} \quad (\text{A.2.23})$$

(1) Heures, centipoises, bar⁻¹, mètres cubes, mètres, millidarcys.

Le temps t_2 est défini par :
$$\frac{\lambda t D}{1 - \omega} = 3 \quad (\text{A.2.24})$$

soit, après les mêmes simplifications :

$$t_2 = \frac{3}{4} \frac{1}{n(n+2)} \frac{a^2 \mu_o \varphi_f C_{ef}}{k_m} \quad (\text{A.2.25})$$

ou en unités pratiques⁽¹⁾ :

$$t_2 = 750 \frac{1}{n(n+2)} \frac{a^2 \mu_o \varphi_f C_{ef}}{k_m}$$

Le temps t_b est défini par (voir équation n° 6, chap. IV) :

$$t_b = \frac{1}{8} \frac{a^2 \mu_o \varphi_m C_{em}}{k_m} \quad (\text{A.2.26})$$

ou en unités pratiques⁽²⁾ :

$$t_b = 125 \frac{a^2 \mu_o \varphi_m C_{em}}{k_m} \quad (\text{A.2.27})$$

Le temps de postproduction est défini d'après Matthews et Russel (réf. 36) par :

$$t_{aft} = \frac{60}{2\pi} \frac{\mu_o C_w V}{k_f h} \quad (\text{A.2.28})$$

ou en unités pratiques⁽¹⁾ :

$$t_{aft} = 2,66 \times 10^4 \frac{\mu C_w V}{k_f h} \quad (\text{A.2.29})$$

C est la compressibilité du fluide contenu dans le puits sous la tête de puits ou le packer suivant les cas. S'agissant de calculs d'ordre de grandeur, on se satisfait de faire $C = C_g (C_g \# \frac{1}{P_d})$ pour un puits à gaz ou un puits à huile dont la pression en écoulement P_d est inférieure au point de bulle. Dans le cas où le fluide dans le puits est de l'huile sans gaz, $C = C_o$. V est le volume de fluide contenu dans le puits sous la tête de puits ou le packer. μ est la viscosité du fluide in situ et k_f la perméabilité mesurée au cours de l'essai.

Comparons t_1 et t_2 à t_b et t_{aft} .

(1) heures, centipoises, bar^{-1} , mètres cubes, mètres, millidarcys.

(2) t en secondes, a en centimètres, φ en fractions, C_{em} en 10^{-4}bar^{-1} , k_m en millidarcys, μ_o en centipoises.

$$\frac{t_1}{t_b} = \frac{1}{200 n(n+2)} \frac{\varphi_f}{\varphi_m} \frac{C_{ef}}{C_{em}} \quad (\text{A.2.30})$$

$$\frac{t_2}{t_b} = \frac{6}{n(n+2)} \frac{\varphi_f}{\varphi_m} \frac{C_{ef}}{C_{em}} \quad (\text{A.2.31})$$

$$\frac{t_1}{t_{aft}} = 6,55 \times 10^{-5} \frac{1}{n(n+2)} \frac{C_{ef}}{C_w} \frac{k_f}{k_m} \varphi_f \frac{ha^2}{V} \quad (\text{A.2.32})$$

$$\frac{t_2}{t_{aft}} = 7,85 \times 10^{-3} \frac{1}{n(n+2)} \frac{C_{ef}}{C_w} \frac{k_f}{k_m} \varphi_f \frac{ha^2}{V} \quad (\text{A.2.33})$$

Prenons un exemple numérique typique, mais correspondant néanmoins à un temps de postproduction faible (réservoir isolé, dans le cas d'un DST, par un packer ; huile très sous-saturée).

$n = 3$ (blocs définis par trois plans de fissuration).

$$C_{em} = 1,0 \times 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$$

$$C_{ef} \# 10^{-3} \text{ bar}^{-1}$$

$$C = C_o = 0,5 \times 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$$

$$k_f = 1000 \text{ md}$$

$$k_m = 0,1 \text{ md}$$

$$\varphi_f = 0,001$$

$$\varphi_m = 0,1$$

$$V = 1 \text{ m}^3 \text{ (40 m de tubage 7" sous le packer)}$$

$$h = 40 \text{ m}$$

$$a = 0,3 \text{ m}$$

On obtient :

$$\frac{t_1}{t_b} = 3,3 \times 10^{-5}$$

$$\frac{t_2}{t_b} = 6,7 \times 10^{-3}$$

$$\frac{t_1}{t_{aft}} = 3,14 \times 10^{-4}$$

$$\frac{t_2}{t_{aft}} = 6,3 \times 10^{-2}$$

Deux conclusions apparaissent :

1. t_1 et t_2 sont nettement inférieurs à t_b , ce qui n'est pas compatible avec l'hypothèse de départ (t_b négligeable)⁽¹⁾.
2. Même en considérant comme correctes les expressions de t_1 et t_2 , il n'y a pratiquement aucune chance, dans l'état actuel de la technique, d'enregistrer t_1 (voire même t_2), plus petit que le temps de post-production. On est ramené au cas général de l'interprétation classique (Horner) d'un réservoir globalement homogène. La pente de la droite (c'est la seconde droite de Warren et Root) donne la perméabilité $k_m + k_f \neq k_f$.

A. 2. 3. LES ESSAIS D'INTERFERENCES

Il faut d'abord rappeler que les essais d'interférences servent à mesurer la diffusivité moyenne du réservoir entre puits "émetteur" et puits "récepteur", la diffusivité étant définie comme :

$$D = \frac{k}{\varphi \mu C} \quad (\text{A.2.34})$$

Pour les réservoirs fissurés, on a :

$$D = \frac{k_f + k_m}{\mu (\varphi_f C_{ef} + \varphi_m C_{em})} \quad (\text{A.2.35})$$

ou même :

$$D \# \frac{k_f}{\mu (\varphi_f C_{ef} + \varphi_m C_{em})} \quad (\text{A.2.36})$$

puisque $k_f \gg k_m$.

Or, k_f étant connu à partir des essais de production habituels, la connaissance de la diffusivité permet de remonter à $\varphi_f C_{ef} + \varphi_m C_{em}$, voire

(1) Ce fait avait déjà été signalé par H. Kazemi (voir référence 34).

même à φ_f , porosité de fissuration et/ou de vides secondaires. Ce point est très important car on sait que φ_f ne peut être mesuré sur carotte ni calculé en pratique à partir des essais de production, à l'exception des estimations d'ordre de grandeur telles que celles qui font l'objet de la figure 13 du texte. En tout cas, pour les réservoirs fissurés non poreux, et avant que le gisement n'ait éventuellement été balayé sur un volume important, l'essai d'interférence est le seul moyen de remonter à la porosité de fissuration (en fait, porosité de vides secondaires), si l'on a quelques idées sur la compressibilité de fissuration (au sujet de la compressibilité, voir Annexe 4).

Cas des réservoirs fissurés poreux

Deux questions préalables se posent à ce sujet :

1. Des procédures spécialisées "milieux fissurés" ont-elles un intérêt pratique ?
2. Quand cela n'est pas le cas, peut-on, et dans quelles conditions, avoir recours aux procédures habituelles, valables pour les milieux matriciels ?

Remarquons d'abord que l'équation établie pour les réservoirs fissurés poreux (A.2.13), n'est pas valable pour l'interférence puisqu'elle exprime l'évolution de la pression au puits même sur lequel on a modifié le débit, alors que l'interférence traite le cas d'un puits d'observation fermé sur lequel on étudie les effets des variations de débit d'un puits producteur voisin. De plus, les ordres de grandeur changent, puisque dans l'expression de τ_D , on remplace r_w , qui est de l'ordre de grandeur de 0,1 m, par d , distance entre puits émetteur et récepteur qui est de l'ordre de 100 mètres.

On trouvera une analyse de la question dans la référence 34 citée dans la référence 6. Il en ressort les conclusions suivantes :

1. Quand $\lambda < 10^{-6}$ et $k_m < 0,1$ md, on peut espérer caractériser le milieu fissuré par son comportement en pression dans le cas d'un essai d'interférence et remonter à la dimension des blocs ainsi qu'à la porosité de fissuration, en utilisant un modèle approprié.

2. Quand $\lambda > 10^{-6}$ et $k_m > 0,1$ md, le milieu fissuré se comporte en pratique comme un milieu homogène équivalent tel que :

$$k = k_f + k_m$$

$$\varphi C = \varphi_f C_{ef} + \varphi_m C_{em}$$

En général $k_f \gg k_m$, $\varphi_f \ll \varphi_m$, $C \neq C_{em}$ (voir Annexe 4) en sorte que le milieu homogène équivalent est défini de la manière suivante :

$$\begin{aligned} k &= k_f \\ \varphi &= \varphi_m \\ C &= C_{em} \end{aligned}$$

Revenons aux critères d'application des procédures valables pour les milieux matriciels. Ils ne sont pas facilement utilisables car on ne connaît en général pas la dimension moyenne du bloc qui entre dans l'expression de λ . En outre, il ne faut pas oublier que l'étude qui a conduit à leur définition ne prétend pas à la généralité (c'est-à-dire que le sujet n'est pas épuisé). Sous cette dernière réserve, on peut essayer de poursuivre le raisonnement et de simplifier la définition des critères en se limitant aux conditions que doit respecter le système pour être justiciable de la thérapeutique "milieux matriciels". Dans ce cas, on a :

$$\left. \begin{aligned} \lambda &> 10^{-6} \\ k_m &> 0,1 \text{ md} \end{aligned} \right\} \quad (\text{A.2.37})$$

L'expression de λ , compte tenu des grandeurs relatives de k_f et k_m d'une part, φ_f et φ_m d'autre part devient :

$$\lambda = n(n+2) \left(\frac{r_w}{a}\right)^2 \frac{k_m}{k_f} \quad (\text{A.2.38})$$

Si l'on se limite au cas du réseau régulier de blocs cubiques d'arête a ($n = 3$), on a :

$$\lambda = 15 \left(\frac{r_w}{a}\right)^2 \frac{k_m}{k_f} \quad (\text{A.2.39})$$

et la condition d'applicabilité est :

$$15 \left(\frac{r_w}{a}\right)^2 \frac{k_m}{k_f} > 10^{-6} \quad (\text{A.2.40})$$

$$k_m > 0,1 \text{ md} \quad (\text{A.2.41})$$

ou

$$\frac{k_f}{k_m} < 15 \times 10^6 \left(\frac{r_w}{a}\right)^2 \quad (\text{A.2.42})$$

$$k_m > 0,1 \text{ md}$$

Prenons un exemple avec des valeurs courantes :

$$r_w = 10 \text{ cm}$$

$$k_m = 0,1 \text{ md}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} a = 10 \text{ cm (petit bloc)} \\ a = 100 \text{ cm (grand bloc)} \end{array} \right.$$

Dans le premier cas la condition devient :

$k_f < 1500$ darcys, perméabilité exceptionnellement élevée, même pour un milieu fissuré.

Dans le second cas :

$k_f < 15$ darcys, perméabilité possible pour un milieu très fissuré.

On voit que, sauf pour les gisements constitués par des blocs très grands (métriques), la double condition se ramène en pratique à :

$$k_m > 0,1 \text{ md} \quad (\text{A.2.43})$$

Cas des réservoirs fissurés non poreux

Les développements précédents sont basés sur des études faites sur un modèle de réservoir fissuré poreux constitué par empilage régulier de blocs (réf. 33). C'est dire qu'ils ne sont pas applicables aux réservoirs dits fissurés non poreux dont la caractéristique principale est le système de vides secondaires : vacuoles, géodes, cavernes ni même aux réservoirs fissurés poreux qui comporteraient de nombreuses vacuoles au voisinage des fissures.

Il est recommandé dans ce cas d'avoir recours à un modèle de simulation spécifique dans lequel on peut utiliser la disposition des vides secondaires comme paramètre.

Conclusion concernant les essais d'interférences

Les essais d'interférences renseignent qualitativement sur la continuité des bancs fissurés et sur une possible directivité de la fissuration. Dans le cas des milieux fissurés poreux on peut même atteindre une évaluation quantitative de la capacité d'écoulement entre puits et par conséquent de la qualité de la fissuration grâce aux techniques habituelles d'interprétation valables pour les milieux matriciels et à condition que les blocs ne soient pas trop gros (décimétriques et non métriques).

Pour les milieux fissurés non poreux, le même résultat peut être atteint, plus la porosité de fissuration (s'il'on a une idée de la compressibilité de fissuration), mais il faut pour cela utiliser des modèles spécialisés. Il faut cependant mentionner les résultats obtenus au moyen de tests d'interférences par impulsion de pression sur le champkarstique de Nagylendel (Hongrie). La porosité a été calculée directement à partir du test, en adoptant pour l'ensemble du massif rocheux la compressibilité connue de la matrice. On a trouvé une valeur de l'ordre du pour-cent très différente de la porosité de matrice et par contre voisine de la porosité de karst vraisemblable (approchée grâce notamment à de très nombreux puits carottés).

A. 2. 4. COMMENTAIRES CRITIQUES SUR LES METHODES PROPOSEES

Nous avons déjà vu que la méthode Pollard repose sur une théorie douteuse et qu'elle ne peut prétendre à la généralité. La théorie de Warren et Root repose, elle, sur des bases beaucoup plus satisfaisantes : géométrie du réservoir (idéalisé) prise en considération. La seule hypothèse qui pourrait être discutée est celle de l'écoulement pseudo-permanent entre blocs de matrice et fissures, quand la durée d'établissement de ce régime n'est pas négligeable au regard du temps de disparition de la première droite. En outre, il faut bien reconnaître que notre connaissance de la géométrie du système fissuré poreux est mauvaise, en sorte qu'il y a toujours au moins un paramètre totalement indéterminé, ce qui empêche toute interprétation quantitative de λ et ω . Enfin, le plus souvent, la période de postproduction couvre largement le début de la remontée de pression et le phénomène "première droite". N'est alors utilisable que la partie finale de la remontée de pression, c'est-à-dire la seconde droite. A ce niveau, nous le savons, l'écriture de l'écoulement transitoire pour les milieux fissurés poreux s'identifie à celle des milieux matriciels et elle donne lieu à la même interprétation. On en tire donc la perméabilité composite matrice-fissure, en général égale à la perméabilité de fissuration, le degré de colmatage et éventuellement le rayon d'influence du puits.

Au sujet de l'interprétation possible de Warren et Root, il faut tout de même citer une récente publication d'Esso (réf. 26) qui mentionne quelques cas de remontée de pression de réservoirs fissurés présentant l'allure caractéristique "en bafonnette". Les auteurs remarquent cependant trois choses :

- . la première, c'est qu'il s'agit d'essais très spéciaux avec fermeture des puits au ras des perforations
- . la seconde, c'est qu'il a fallu utiliser un enregistreur de pression particulièrement précis
- . la troisième, c'est que malgré cela ils ont renoncé à l'interprétation spécialisée en termes de fissuration des paramètres λ et ω . Là encore, en définitive, on a dû se contenter de l'interprétation classique.

A. 2. 5. CONCLUSION

En général on interprète la phase transitoire des essais en milieu fissuré suivant la méthode classique d'Horner établie pour des milieux poreux continus. On obtient les mêmes paramètres, perméabilité moyenne et degré de colmatage.

L'interprétation spécialisée visant à remonter aux paramètres géométriques de la fissuration est en général impossible, sauf peut-être dans le cas de certains essais d'interférences.

Il faut néanmoins citer les relations entre les paramètres de la fissuration k_f , ϕ_f , a , b (tirées de l'écoulement permanent) qui font l'objet de l'Annexe 3 et aussi la possibilité d'atteindre la porosité de vides secondaires des réservoirs fissurés non poreux par l'intermédiaire des essais d'interférences, voire par l'interprétation de l'envahissement par l'eau d'une partie du gisement.

ANNEXE 3

RELATIONS ENTRE LES PARAMETRES DE LA FISSURATION

Considérons un système fissuré constitué par un empilage de blocs tous identiques et délimités par trois jeux de plans de fissuration (fig. A.3.1).

La reconnaissance précise d'un tel système est impossible dans la pratique, du moins dans le cas des réservoirs souterrains. Néanmoins, la géologie de production, à partir des données d'observation de carottes, d'affleurements et de mécanique des roches nous en propose un schéma, nécessairement peu précis, voire même aléatoire, donnant un ordre de grandeur de la dimension des blocs, de leur orientation voire même de leur distribution dans l'espace (voir chapitre II). Nous avons vu (chap. III) que ces estimations doivent être authentifiées par des mesures d'écoulement. On est plus souvent capable de mesurer la perméabilité de fissure au cours des essais. Cette perméabilité de fissuration étant liée aux paramètres de la fissuration, il faut connaître ces relations même si elles sont approchées et obtenues à partir d'un système physique nécessairement idéalisé.

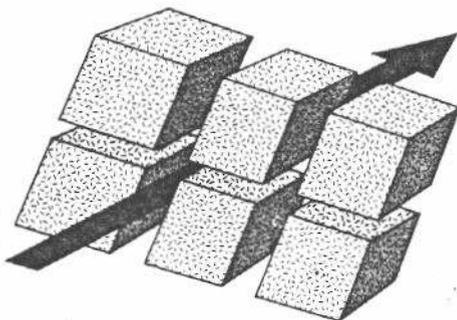


Fig. A.3.1. Système fissuré simplifié.

Revenons au système évoqué sur la figure A.3.1. Bien qu'idéalisé, il est encore trop compliqué pour autoriser une analyse utilisable simplement. D'ailleurs, l'imprécision des paramètres que fournit la géologie de production justifie un pas de plus dans la simplification du schéma théorique. Pour cela nous nous contenterons de quelques schémas correspondant à des cas fréquemment rencontrés par les géologues.

- "Feuilles" verticales, définies par un seul jeu de plans de fissuration soit $n = 1$,

. a est l'épaisseur des feuilles,

. b celle des fissures (voir figure A.3.2(a)).

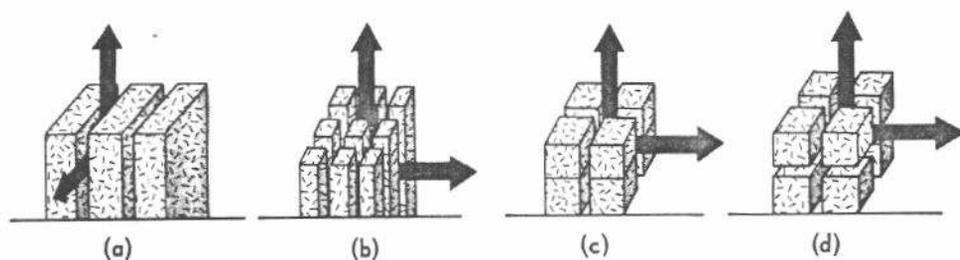


Fig. A.3.2. Schéma de quelques structures de milieu fissuré et de directions principales d'écoulement.

- "Allumettes" verticales à base carrée de côté a , définies par deux jeux de plans de fissuration ($n = 2$) normaux aux strates et orthogonaux entre eux ; b est l'épaisseur des fissures (voir figure A.3.2 (a)).

- Blocs cubiques d'arête a , définis par trois jeux de fissuration orthogonaux ($n = 3$). Les géologues constatent souvent que les faces supérieure et inférieure ne sont en général pas des plans de fissuration mais des séparations entre bancs peu perméables (par comparaison aux fissures) - b est l'épaisseur des fissures.

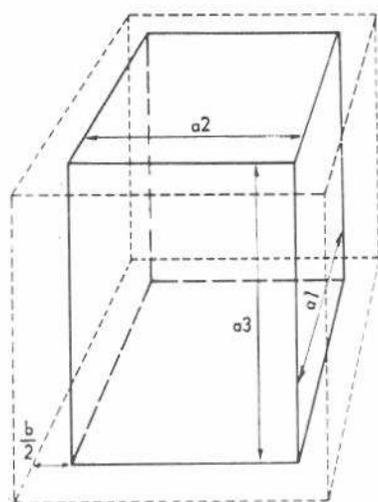


Fig. A.3.3. Définition de la porosité de fissuration.

- Blocs cubiques analogues aux précédents mais sans face imperméabilisée.

Le problème est d'établir pour ces schémas principaux les relations qui existent entre la perméabilité de fissuration k_f , la porosité de fissuration φ_f et les dimensions a et b .

A. 3. 1. POROSITE DE FISSURATION

Partons d'un bloc parallélépipédique rectangle de dimensions a_1, a_2, a_3 (fig. A. 3. 3).

La porosité est définie comme le volume des vides des fissures rapporté au volume total de la matrice et des fissures.

$$\varphi_f = \frac{(a_1 + b) (a_2 + b) (a_3 + b) - a_1 a_2 a_3}{(a_1 + b) (a_2 + b) (a_3 + b)}$$

$$= \frac{(1 + b / a_1) (1 + b / a_2) (1 + b / a_3) - 1}{(1 + b / a_1) (1 + b / a_2) (1 + b / a_3)}$$

En général b , l'épaisseur de fissuration, est très faible devant a , en sorte que :

$$\varphi_f \# b \left(\frac{1}{a_1} + \frac{1}{a_2} + \frac{1}{a_3} \right) \quad (\text{A.3.1})$$

Pour les schémas envisagés, nous avons :

| | |
|--|--------------------|
| feuilles | $\varphi_f = b/a$ |
| allumettes | $\varphi_f = 2b/a$ |
| blocs cubiques avec 2 faces imperméables | $\varphi_f = 2b/a$ |
| blocs cubiques | $\varphi_f = 3b/a$ |

A. 3. 2. PERMEABILITE DE FISSURATION

La perméabilité de fissuration k_f ne se prête pas à une définition aussi simple, puisque c'est une grandeur orientée. Néanmoins, si l'on se place dans le cas où la direction de l'écoulement est parallèle à certains plans de fissuration, on peut aboutir à une expression simple de k_f .

Partons de la formule de Poiseuille qui régit les écoulements visqueux laminaires⁽¹⁾ et soit une fissure de longueur L , de largeur l et d'épaisseur b (fig. A.3.4). L'écoulement est parallèle à la face lL . La formule de Poiseuille donne :

$$q_1 = \frac{b^3 l}{12 \mu} \frac{\Delta P}{L} \quad (\text{A.3.2})$$

L'indice 1 signifie qu'il s'agit du débit au travers d'une seule fissure.

Supposons maintenant que dans une surface A perpendiculaire à la direction de l'écoulement il y ait n fissures semblables. Le débit, sous l'effet du même ΔP devient :

$$q = \frac{n b^3 l}{12 \mu} \frac{\Delta P}{L} \quad (\text{A.3.3})$$

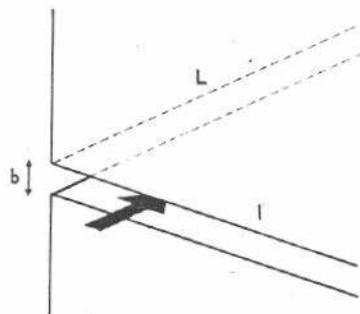


Fig. A.3.4. Définition de la perméabilité de fissuration.

(1) Puisqu'il s'agit d'une recherche d'ordre de grandeur, nous considérons arbitrairement les écoulements comme laminaires.

Par ailleurs, la loi de Darcy s'écrit (en assimilant le système contenant les fissures à un milieu poreux équivalent) :

$$q = \frac{A k_f}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \quad (\text{A. 3. 4})$$

Comparant les deux expressions du débit, on obtient celle de la perméabilité de fissuration :

$$k_f = \frac{n}{A} \frac{b^3}{12} \quad (\text{A. 3. 5})$$

ou

$$k_f = f_s \frac{b^3}{12} \quad (\text{A. 3. 6})$$

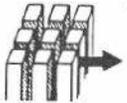
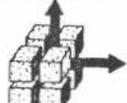
en introduisant $f_s = \frac{n_1}{A}$ longueur cumulée de fissures par unité de surface perpendiculaire à l'écoulement. C'est par f_s qu'apparaît la notion de direction d'écoulement. Voyons les valeurs que prend dans les schémas principaux envisagés (fig. A.3.2), la grandeur f_s :

- "feuille" $f_s = \frac{1}{a}$
- "allumettes" $f_s = \frac{1}{a}$ si l'écoulement est perpendiculaire à l'axe des allumettes ; $\frac{2}{a}$ s'il est parallèle ;
- cubes $f_s = \frac{1}{a}$ si l'écoulement est parallèle aux strates (c'est-à-dire aux faces bouchées), $\frac{2}{a}$ s'il leur est perpendiculaire ;
- cubes avec trois faces ouvertes : $f_s = \frac{2}{a}$ si l'écoulement est parallèle aux strates ou perpendiculaire.

A. 3. 3. RELATIONS ENTRE LES DIFFERENTS PARAMETRES DE LA FISSURATION

Le spécialiste gisements est habitué aux notions de perméabilité et de porosité. On peut écrire la relation $k_f(\varphi_f)$ avec a et b comme paramètres pour les principaux schémas idéalisés de la structure du milieu fissuré. Ces relations font l'objet du tableau A.3.1, exprimées sous forme littérale et en unités pratiques (k_f en darcys, φ_f en points de %, a en centimètres et b en microns). Leurs représentations graphiques font l'objet des figures A.3.5 à A.3.8.

Tableau I
Relations entre les paramètres de la fissuration

| Structure du milieu fissuré | Schéma de l'écoulement | Formules littérales | | | | Formules en unités pratiques ⁽¹⁾ | | | |
|--|--|---------------------|----------------|---------------------------------|------------------------------|---|------------------------------|--------------------------------------|---|
| | | f_s | φ_f | $k_f (\varphi_f, a)$ | $k_f (\varphi_f, b)$ | f_s cm ⁻¹ | % | $k_f (\varphi_f, a)$ darcy | $k_f (\varphi_f, b)$ darcy |
| Feuilles |  | $\frac{1}{a}$ | $\frac{b}{a}$ | $\frac{1}{12} a^2 \varphi_f^3$ | $\frac{1}{12} b^2 \varphi_f$ | $\frac{1}{a}$ | $\frac{1}{100} \frac{b}{a}$ | $8,33 a^2 \varphi_f^3$ (A. 3. 7) | $8,33 \cdot 10^{-4} b^2 \varphi_f$ (A. 3. 8) |
| Allumettes |  | $\frac{1}{a}$ | $\frac{2b}{a}$ | $\frac{1}{96} a^2 \varphi_f^3$ | $\frac{1}{24} b^2 \varphi_f$ | $\frac{1}{a}$ | $\frac{1}{100} \frac{2b}{a}$ | $1,04 a^2 \varphi_f^3$ (A. 3. 9) | $4,16 \times 10^{-4} b^2 \varphi_f$ (A. 3. 10) |
| |  | $\frac{2}{a}$ | $\frac{2b}{a}$ | $\frac{1}{48} a^2 \varphi_f^3$ | $\frac{1}{12} b^2 \varphi_f$ | $\frac{2}{a}$ | $\frac{1}{100} \frac{2b}{a}$ | $2,08 a^2 \varphi_f^3$ (A. 3. 11) | $8,33 \times 10^{-4} b^2 \varphi_f$ (A. 3. 8) |
| Cubes avec 2 faces opposées imperméables |  | $\frac{1}{a}$ | $\frac{2b}{b}$ | $\frac{1}{96} a^2 \varphi_f^3$ | $\frac{1}{12} b^2 \varphi_f$ | $\frac{1}{a}$ | $\frac{1}{100} \frac{2b}{a}$ | $1,04 a^2 \varphi_f^3$ (A. 3. 9) | $4,16 \times 10^{-4} b^2 \varphi_f$ (A. 3. 10) |
| |  | $\frac{2}{a}$ | $\frac{2b}{a}$ | $\frac{1}{48} a^2 \varphi_f^3$ | $\frac{1}{12} b^2 \varphi_f$ | $\frac{2}{a}$ | $\frac{1}{100} \frac{2b}{a}$ | $2,08 a^2 \varphi_f^3$ (A. 3. 11) | $8,33 \times 10^{-4} b^2 \varphi_f$ (A. 3. 8) |
| Cubes |  | $\frac{2}{a}$ | $\frac{3b}{a}$ | $\frac{1}{162} a^2 \varphi_f^3$ | $\frac{1}{18} b^2 \varphi_f$ | $\frac{2}{a}$ | $\frac{1}{100} \frac{3b}{a}$ | $0,62 a^2 \varphi_f^3$ (A. 3. 12) | $5,55 \times 10^{-4} b^2 \varphi_f$ (A. 3. 13) |

(1) a en centimètres, b en microns ($1\mu = 10^{-4}$ cm), φ_f en points de %, k_f en darcys.

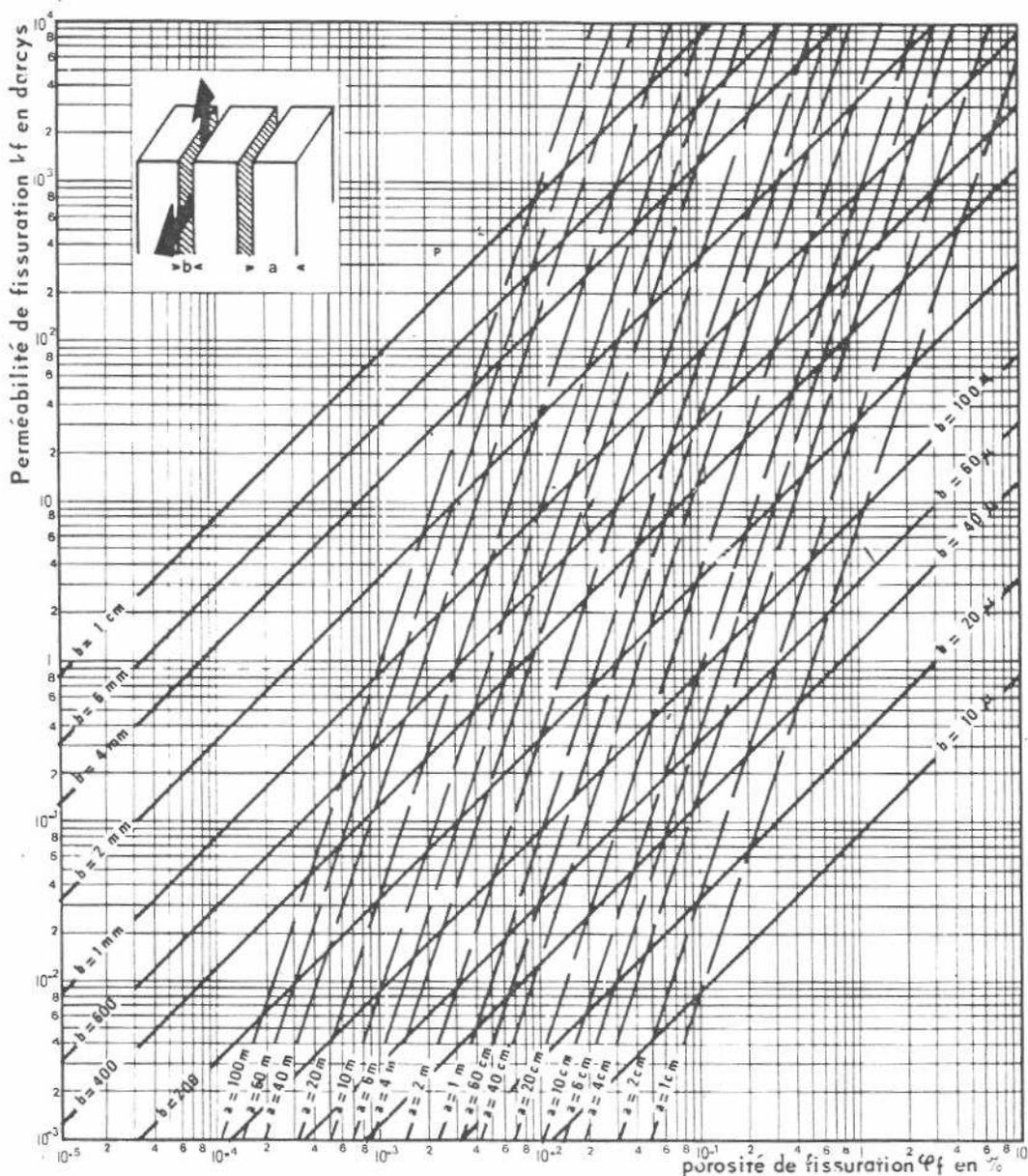


Fig. A.3.5. Relation entre la perméabilité de fissuration k_f , la porosité de fissuration ϕ_f , la dimension du bloc élémentaire a et l'ouverture des fissures b . Cas des réservoirs fissurés du type "feuille".

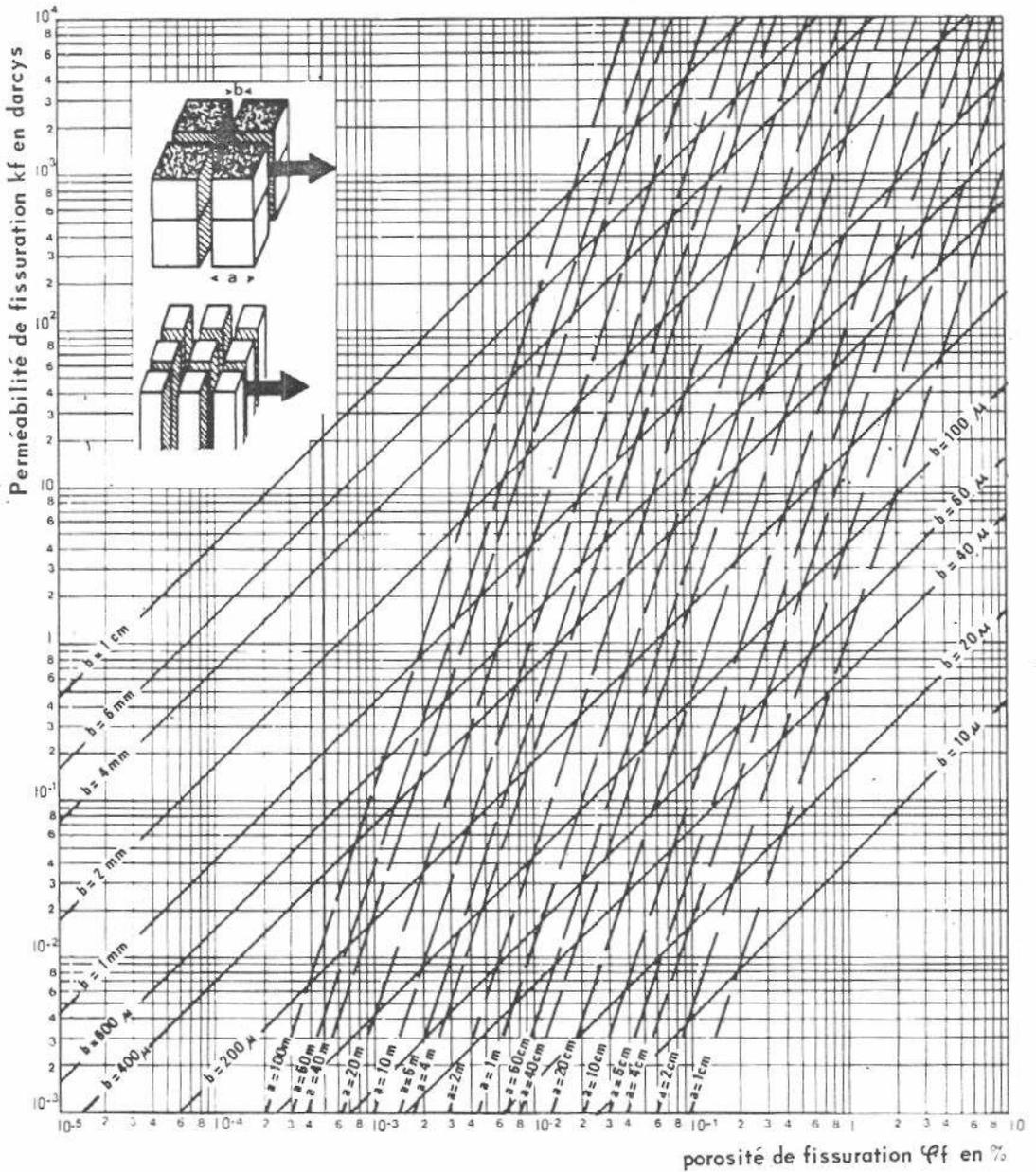


Fig. A.3.6. Relation entre la perméabilité de fissuration k_f , la porosité de fissuration φ_f , la dimension du bloc élémentaire a et l'ouverture des fissures b . Cas des réservoirs fissurés du type "allumette", écoulement perpendiculaire à l'axe des allumettes.

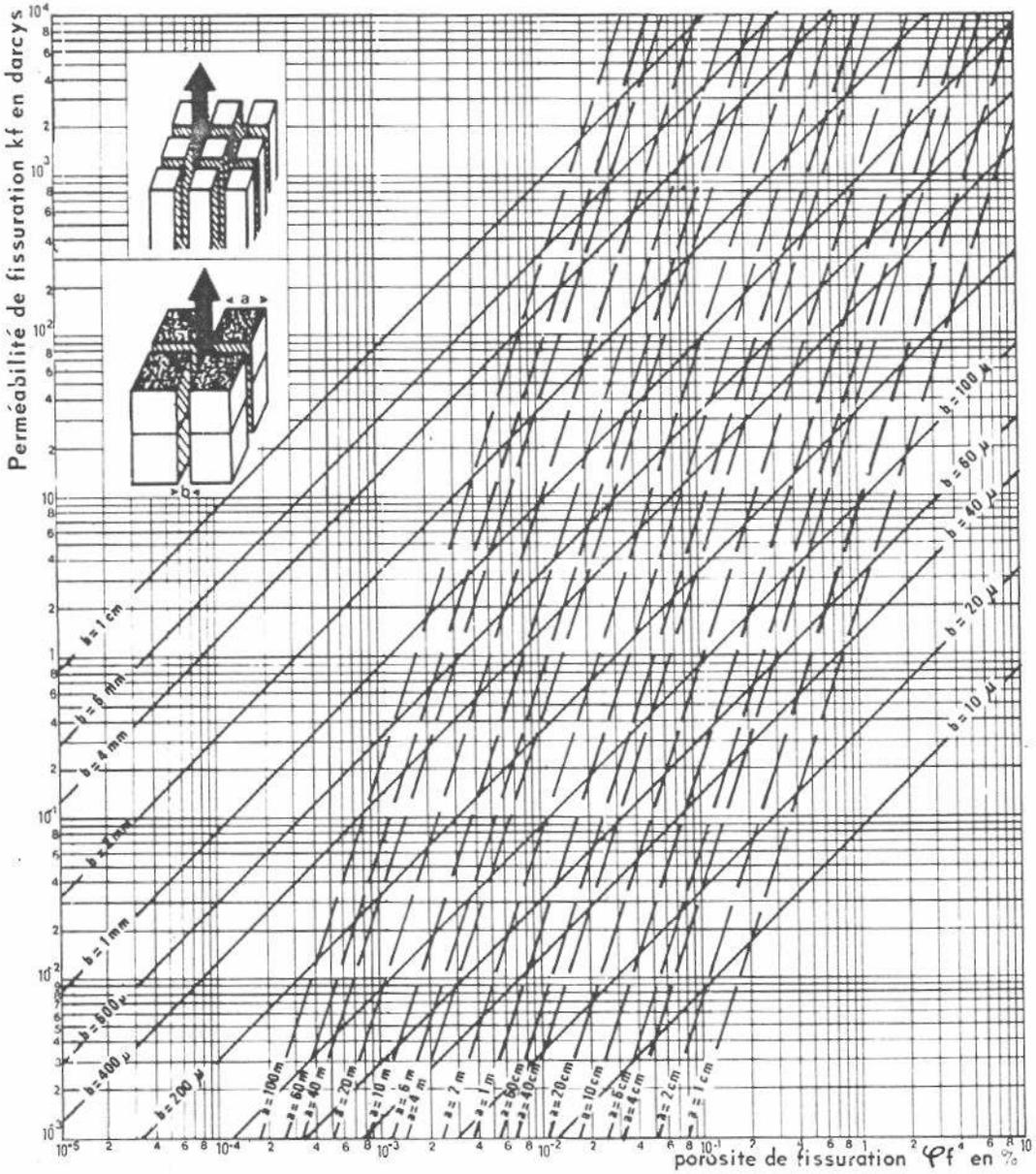


Fig. A.3.7. Relation entre la perméabilité de fissuration k_f , la porosité de fissuration φ_f , la dimension du bloc élémentaire a et l'ouverture des fissures b . Cas des réservoirs fissurés du type "allumette", écoulement parallèle à l'axe des allumettes.

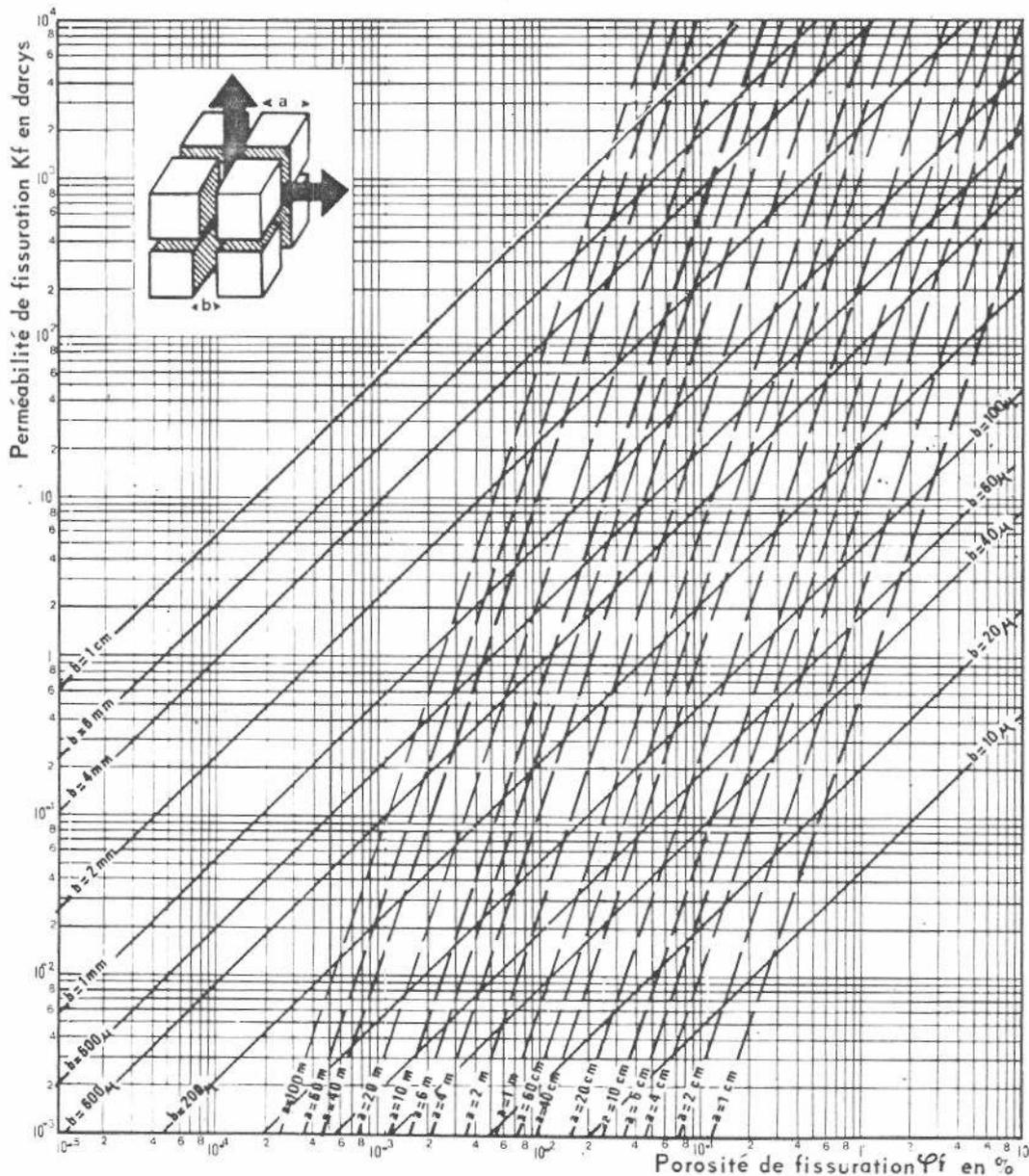


Fig. A.3.8. Relation entre la perméabilité de fissuration k_f , la porosité de fissuration ϕ_f , la dimension du bloc élémentaire a et l'ouverture des fissures b . Cas des réservoirs fissurés du type "blocs".

La représentation graphique de la relation (A.3.11) permet de situer facilement les ordres de grandeur et aussi la sensibilité de l'écoulement aux paramètres de la fissuration.

En général k_f est connu à partir des essais de production. Il y a bien sûr une infinité de valeurs de a et b (et donc de φ_f) compatibles avec la valeur connue de k_f ; ce sont les points M de l'horizontale où se coupent les droites $a = Cte$ et $b = Cte$ (fig. A.3.8). Si a ou b sont connus, le problème est résolu puisque le point M est fixé. On en déduit b (ou a) et φ_f .

Le plus souvent a et b sont mal connus. Tout au plus sait-on que b est de l'ordre de quelques dizaines de microns, plus rarement quelques centaines et tout à fait exceptionnellement⁽¹⁾ 1 000 microns (1 mm); quant à a , la géologie de production en fournit des estimations le plus souvent voisines du décimètre ou du mètre; φ_f , lui, est inconnu. Le problème est d'authentifier la valeur de a fournie par la géologie de production et d'atteindre un ordre de grandeur de φ_f .

Raisonnons sur un exemple numérique. Les essais de production ont donné une valeur de k_f de 0,1 darcy. La géologie de production donne une dimension de bloc (approximativement cubique) de l'ordre de 10 cm. On estime que les fissures ont une épaisseur comprise entre 60 et 100 μ . Il s'ensuit, d'après la figure A.3.8, que a doit être compris entre 30 et 150 cm. Son estimation d'après la géologie de production est manifestement incompatible avec les données de l'écoulement.

Peut-être faut-il considérer que la plupart des blocs sont soudés les uns aux autres par un matériau colmatant les fissures. Dans quelques-unes des fissures subsisterait un système de canaux conférant à l'ensemble sa perméabilité et sa (très faible) porosité. Dans le cas particulier envisagé, la porosité est de l'ordre de 0,2 % (0,002).

Ce genre d'estimation permet de situer les ordres de grandeur des différents paramètres et leur impact sur les caractéristiques de l'écoulement. Cherchons par exemple la perméabilité et la porosité qui résultent de la présence de fissures de 1 mm tous les 10 cm dans les trois directions ($a = 10$ cm, $b = 1\ 000$ μ). On trouve immédiatement (fig. A.3.8) :

$$k_f = 1\ 300 \text{ darcys}$$

$$\varphi_f = 3 \%$$

Le moins que l'on puisse dire, c'est que ces valeurs sont bien éloignées de celles des milieux poreux habituels.

(1) Cela peut être le cas de réservoirs peu profonds.

Un cas particulier est intéressant, c'est celui de la géométrie radiale circulaire, c'est-à-dire celle du puits. On obtient l'expression suivante :

$$\varphi_f = \frac{1}{577,9} \sqrt[3]{\frac{IP \mu_o B_o f_s^2 \text{Log}_{10} \frac{r_e}{r_w}}{h}} \quad (\text{A. 3. 14})$$

Les symboles sont connus et les unités sont les suivantes :

φ_f en fractions, IP en mètres cubes par jour et par bar, μ_o en centipoises, f_s en centimètres par centimètre carré, h en mètres.

Cette formule est alléchante, puisqu'elle permet de remonter à la porosité à partir des données courantes de l'écoulement. Il faut bien voir cependant qu'en général les fissures sont partiellement bouchées, que l'écoulement se fait au travers d'un réseau de canaux sillonnant l'espace fissurial et lié à la circulation de l'eau dans le système préexistant à la mise en place de l'huile. Cette circulation a pu, de surcroît, induire dans la matrice au voisinage des fissures des alvéoles de dissolution, voire même des cavernes (voir figure 1 du texte). La perméabilité de fissuration (ou l'IP) qui est mesurée au cours de l'écoulement permanent est surtout influencée par le système de canaux, de porosité généralement faible. Par contre, la porosité globale de fissuration peut être considérablement influencée par les alvéoles de dissolution. Pour ces raisons, la porosité de fissuration tirée de la formule (A. 3. 14) a de fortes chances de ne représenter qu'un ordre de grandeur de limite inférieure. Sous cette réserve et faite bien souvent de mieux, on s'en contentera.

A. 3. 4. RELATION ENTRE PERMEABILITE DE FISSURATION ET COMPRESSIBILITE DE FISSURATION

Considérons un milieu fissuré idéalisé constitué par un système de fissures d'ouverture identique b et séparées par une même épaisseur de matrice a (fig. A.3.2(a)).

Nous avons vu que la perméabilité (voir équation A. 3. 6) d'un tel système est égale (avec $f_s = \frac{1}{a}$) à :

$$k_f = \frac{1}{12} \frac{b^3}{a} \quad (\text{A. 3. 15})$$

et sa porosité (voir équation A. 3. 1) :

$$\varphi_f = \frac{b}{a} \quad (\text{A. 3. 16})$$

Par ailleurs la compressibilité fissurielle est égale à :

$$C_{pf} = - \frac{\Delta \varphi_f}{\varphi_f} \frac{1}{\Delta P} \quad (\text{A. 3. 17})$$

$$= - \frac{\Delta b}{b} \frac{1}{\Delta P}$$

ou

$$\frac{b}{b_i} \neq 1 - C_{pf} \Delta P \quad (\text{A. 3. 18})$$

l'indice p indiquant que l'on définit la compressibilité de fissure en prenant pour référence le volume des fissures⁽¹⁾, l'indice i indiquant l'état initial.

En combinant les équations A. 3. 15 et A. 3. 18, on obtient une relation entre perméabilité et compressibilité :

$$\frac{k_f}{k_{fi}} = (1 - C_{pf} \Delta P)^3 \quad (\text{A. 3. 19})$$

C_{pf} a fait l'objet d'estimations (voir Annexe 4) d'où il ressort qu'il est de l'ordre de 1 à 10 fois 10^{-4} bar^{-1} .

La formule (A. 3. 19) a le mérite de situer les ordres de grandeur du déclin de perméabilité d_0 à l'écrasement relatif des fissures consécutif à la chute de pression. Ce déclin est relativement faible puisque pour une chute de pression de 50 bars la perméabilité décroît de 1,5 à 14,5% seulement. La chute de productivité relativement modeste mesurée sur des champs fissurés fortement décomprimés confirme ce calcul.

A. 3. 5. INFLUENCE DES VARIATIONS DE LA TEMPERATURE SUR LA PERMEABILITE DE FISSURATION (CAS DES PUITTS D'INJECTION)

Voir la première partie de l'Annexe 2.

A. 3. 6. CONCLUSION

En résumé, ces estimations permettent de situer les ordres de grandeur, d'avoir une idée de l'intervalle d'incertitude (souvent immense) des paramètres de la fissuration, de contrôler les résultats de la géologie de production par les données de l'écoulement, c'est-à-dire de faire de la géologie de production. Mais il ne faut pas leur demander ce qu'elles ne peuvent pas donner : elles ne sauraient conférer de précision supplémentaire à des paramètres mal connus.

(1) En fait, volume "poreux" des fissures par analogie avec volume poreux de la matrice. Voir Annexe 4 pour la question de la compressibilité.

ANNEXE 4

COMPRESSIBILITE DES ROCHES FISSUREES

La compressibilité de l'ensemble élastique constitué par la matrice et les fissures est un paramètre important car la décompression peut être, dans le cas des gisements fissurés, un paramètre important (voir chapitre IV. 2). Il ne faut pas perdre de vue que la mesure de la compressibilité de fissuration est très difficile, car d'une part les échantillons de carottes fissurées ont peu de chances d'être représentatifs et d'autre part, les évaluations de la compressibilité à partir de l'historique des gisements intègrent tous les paramètres (mal connus le plus souvent) simultanément. Néanmoins, on trouvera dans la référence 1 une discussion de la question étayée par une expérience portant sur de nombreux champs fissurés poreux comme non poreux. Les résultats de toutes les méthodes d'évaluation possibles y sont utilisés : interprétation de l'historique de pression des champs, essai de calcul analytique, interprétation et utilisation des mesures des diagraphies acoustiques. L'ensemble est assez dispersé, mais toutefois une nette tendance générale s'en dégage, qui peut s'exprimer de la manière suivante :

1. La compressibilité des grains de la roche est négligeable, seule importe la compressibilité des vides (pores et fissures), c'est-à-dire leur déformation.

2. La matrice des réservoirs non fissurés est en général plus compressible que celle des réservoirs fissurés.

3. La compressibilité du système fissuriel ou des vides secondaires est du même ordre de grandeur que celle des pores de la matrice, soit $10^{-5}/10^{-6} \text{ bar}^{-1}$. A noter qu'il s'agit de la grandeur définie par :

$$C_f = - \frac{1}{V_{\text{total}}} \cdot \frac{\Delta V_{\text{fissure}}}{\Delta P}$$

On peut aussi l'exprimer par rapport au volume des fissures et l'on obtient la "compressibilité des pores des fissures" $C_{pf} = \frac{C_f}{\varphi_f}$.

La première conclusion est connue et la seconde exprime en termes de compressibilité que la fissuration s'est produite d'autant plus facilement que la roche est moins compressible (plus fragile). Quant à la troisième, elle est très intéressante car apparemment contradictoire avec le bon sens, suivant lequel les fissures doivent s'écraser au fur et à mesure de la décompression. En fait, nous avons déjà mentionné (chap. I) que les fissures sont en

général: totalement ou partiellement obstruées par des dépôts de cristallisation qui, agissant comme des ponts, empêchent en grande partie l'écrasement des lèvres des canaux subsistant dans les fissures. Rien d'étonnant donc à ce que la compressibilité des fissures soit relativement faible. Quant aux géodes, elles sont de faible extension latérale et donc relativement peu sensibles aux déformations dues aux variations de la pression.

Il faut encore ajouter que les roches-réservoirs sont sous contrainte (effet résultant des contraintes de tension, du poids des roches sus-jacentes et de la pression des fluides).

En particulier, les contraintes de tension, quand elles sont encore effectives, peuvent contribuer à maintenir ouvertes les lèvres des fissures.

Voyons quel est l'impact de cette compressibilité propre à la fissuration (c'est en fait la mesure de la déformation des vides secondaires) sur la compressibilité globale du système huile, eau, roche, pores, fissures.

Nous avons vu (Conclusion 1) que la compressibilité de la roche proprement dite peut être négligée. La compressibilité globale de ce système s'exprime par :

$$C_{et} = C_o + C_w \frac{\varphi_m S_{wm}}{\varphi_m(1-S_{wm}) + \varphi_f} + C_{pm} \frac{\varphi_m}{\varphi_m(1-S_{wm}) + \varphi_f} + C_{pf} \frac{\varphi_f}{\varphi_m(1-S_{wm}) + \varphi_f} \quad (\text{A.4.1})$$

La relation A.4.1 est obtenue en rapportant tous les volumes au volume d'huile par unité de volume rocheux et en considérant que les dimensions transversales des fissures sont suffisamment grandes pour que les phénomènes capillaires dont elles pourraient être le siège soient négligeables et que par conséquent $S_{wf} = 0$ (voir chapitre I).

Les indices e, m, p, f, o, w, t, signifient respectivement effectif, matrice, pore, fissure, huile, eau, total. Les diverses compressibilités sont définies en prenant le volume d'huile (et non pas le volume total pour référence).

On peut également s'intéresser aux compressibilités des milieux matriciel et fissuriel indépendamment les uns des autres.

C_{em} , compressibilité effective de la matrice est obtenue à partir de l'équation A.4.1, en annulant les termes propres au milieu fissuré. C_{ef} est obtenue de même en annulant les termes du milieu matriciel.

$$C_{em} = C_o + C_w \frac{S_{wm}}{1-S_{wm}} + C_{pm} \frac{1}{1-S_{wm}} \quad (\text{A.4.2})$$

$$C_{ef} = C_o + C_{pf} \quad (A.4.3)$$

Deux cas principaux peuvent se présenter, celui des milieux fissurés poreux et celui des milieux fissurés non poreux.

Milieux fissurés poreux

Dans ce cas, nous le savons $\varphi_f \ll \varphi_m$. Comme par ailleurs (voir plus haut dans la même Annexe) $C_{pm} \neq C_{pf}$, l'expression A.4.1 se réduit à :

$$C_{et} = C_o + \frac{C_w S_{wm}}{1-S_{wm}} + C_{pm} \frac{1}{1-S_{wm}} \quad (A.4.4)$$

ce qui est une façon d'exprimer que la compressibilité de fissuration influe peu sur la compressibilité globale en raison de sa valeur relativement modérée et du très faible volume sur lequel elle peut jouer.

Illustrons ces ordres de grandeur à partir d'un exemple numérique :

$$\begin{aligned} S_{wm} &= 0,25 \\ C_w &= 0,5 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1} \\ C_o &= 1 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1} \\ C_{pm} &= 0,5 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1} \\ C_{pf} &= 1 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1} \\ \varphi_f &= 0,001 \text{ (0,1 \%)} \\ \varphi_m &= 0,1 \text{ (10 \%)} \end{aligned}$$

En portant ces valeurs dans l'expression A.4.2, on obtient :

$$C_{et} = 1,0 \times 10^{-4} + 0,16 \times 10^{-4} + 0,66 \times 10^{-4} + 0,01 \times 10^{-4}$$

Le dernier terme représente l'effet de la fissuration. Il est négligeable devant le reste et le resterait si l'on avait adopté pour C_{pf} une valeur dix fois plus élevée, soit $10 \times 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$, considérée par la référence 1 comme exceptionnellement grande.

Milieux fissurés non poreux

Dans ce cas, on considère en général (voir chapitre 1) que la matrice, très compacte, ne contient que de l'eau ($S_{wm} = 1$). On sait aussi (voir

chapitre III) que la porosité de fissuration ou plus exactement la porosité des vides secondaires peut être du même ordre que celle de la matrice, voire supérieure.

L'expression A.4.1 devient :

$$C_{et} = C_o + C_w \frac{\varphi_m}{\varphi_f} + C_{pm} \frac{\varphi_m}{\varphi_f} + C_{pf} \quad (A.4.5)$$

On voit que C_{pf} ne peut plus être négligé devant le reste. Il peut même devenir supérieur. Illustrons ce propos par un calcul numérique.

$$\begin{aligned} S_{wm} &= 1 \\ C_w &= 0,5 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1} \\ C_o &= 1 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1} \\ C_{pm} &= 0,5 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1} \\ C_{pf} &= 1 \cdot 10^{-4} \text{ bar}^{-1} \\ \varphi_f &= 0,05 \text{ (5\%)} \\ \varphi_m &= 0,05 \text{ (5\%)} \end{aligned}$$

En portant ces valeurs dans l'expression A.4.3, on obtient :

$$C_{et} = 1,0 \cdot 10^{-4} + 0,5 \cdot 10^{-4} + 0,5 \cdot 10^{-4} + 1,0 \cdot 10^{-4}$$

Le dernier terme représente l'effet des vides secondaires. Il est du même ordre de grandeur que le reste. Il peut devenir prépondérant si C_{pf} est grand (égal à $10 \times 10^{-4} \text{ bar}^{-1}$ dans des cas exceptionnels d'après la réf. 1).

A propos des milieux fissurés non poreux, il faut citer (réf. 1) une valeur de la compressibilité des vides secondaires (C_{vs}), obtenue à partir d'un historique de production en prenant la tangente à l'origine de la courbe $\Delta P = f(N_p)$ en cas d'entrée d'eau faible et en divisant l'expression de cette tangente par le volume total (roche + vides). La compressibilité ainsi obtenue est de l'ordre de 10^{-5} bar^{-1} . Pour remonter à C_{pf} il faudrait connaître la valeur de φ_f ($C_{pf} = \frac{C_{vs}}{\varphi_f}$), paramètre en général très mal connu.

Relation entre compressibilité et perméabilité de fissuration

Voir dernière partie de l'Annexe 3.

Le résultat principal est que les variations de perméabilité (et par conséquent de productivité) liées à la compressibilité de fissuration sont relativement faibles. Elles peuvent être estimées par l'équation A. 3. 19.

$$\frac{k_f}{k_{fi}} = (1 - C_{pf} \Delta P)^3$$

avec : C_{pf} # 1 à 10 fois 10^{-4} bar⁻¹.

ANNEXE 5

CAPILLARITE, GRAVITE, IMBIBITION, SUDATION FONCTIONS DE TRANSFERT

L'action des diverses forces sur le système est définie au chapitre IV d'une manière générale.

L'action des forces capillaires avec ou sans l'apport de la gravité mérite cependant un développement particulier ne serait-ce qu'en raison de l'importance qu'elle a prise dans la littérature sous le nom d'imbibition.

Premier réflexe, définir clairement les termes. Dans la pratique courante de ces dernières années, le terme imbibition couvre l'expulsion de l'huile contenue dans la matrice, sous l'effet combiné de la gravité et de la capillarité. Il paraît plus judicieux de réserver l'appellation d'imbibition à la seule action des forces capillaires et d'appeler sudation l'effet global de la capillarité et de la gravité. D'ailleurs l'imbibition capillaire dans le cas du bloc entouré de fissures n'est qu'un cas particulier de l'imbibition, phénomène plus général comme nous allons le rappeler.

A. 5. 1. SUDATION PAR CAPILLARITE SEULE OU IMBIBITION CAPILLAIRE

L'imbibition capillaire en général n'est autre (réf. 27) que le rééquilibrage des phases de part et d'autre de la frontière séparant deux milieux alors que l'on a rompu l'équilibre capillaire initial. C'est par exemple le cas d'une zone imprégnée d'huile brutalement mise en contact avec l'eau qui a balayé l'huile d'une zone limitrophe (fig. A.5.1(a)). Les gisements fissurés présentent le cas extrême où l'un des milieux n'a aucune propriété capillaire : c'est le milieu fissuriel (fig. A.5.1(b)). Revenant au cas général, essayons de définir le processus d'imbibition capillaire à partir des propriétés capillaires connues de chaque milieu, c'est-à-dire à partir de leurs courbes de pression capillaire respectives (fig. A.5.2). Initialement, les deux milieux sont à l'équilibre capillaire, leurs saturations en eau respectives sont S_{w1} et S_{w2} et leur pression capillaire, ne dépendant que de la cote au-dessus du plan d'eau initial, est la même, p_{ci} . Le milieu 1, plus perméable et se trouvant être balayé par l'eau, sa saturation est S_{w1} . Le milieu 2, moins perméable est lui aussi balayé par l'eau, mais le front huile-eau F2 y a pris du retard par rapport au front huile-eau F1 dans le milieu 1.

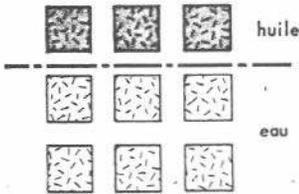
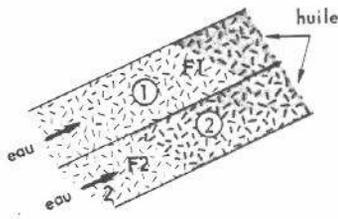
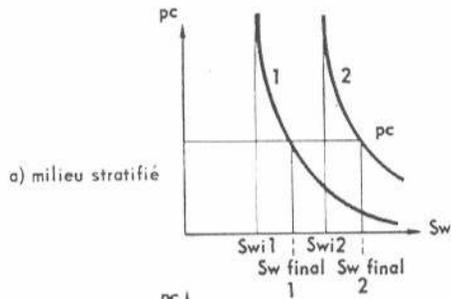
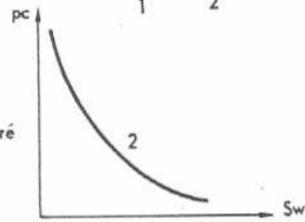


Fig. A.5.1.



a) milieu stratifié



b) milieu fissuré

Fig. A.5.2.

Imbibition capillaire.

Un fort contraste de saturation apparaît donc tout le long de la frontière séparant les deux milieux poreux, entre les fronts F1 et F2. Les phases vont alors s'échanger de part et d'autre de cette surface de manière à ce que la même pression capillaire d'équilibre y apparaisse car chaque phase étant continue, on doit avoir la frontière :

$$\begin{aligned}
 P_{O1} &= P_{O2} \\
 P_{W1} &= P_{W2} \\
 \text{ou} \quad P_{O1} - P_{W1} &= P_{O2} - P_{W2} \\
 \text{c'est-à-dire} \quad P_{c1} &= P_{c2}
 \end{aligned}$$

Un nouvel état d'équilibre va tendre à s'établir dans chacun des milieux : la zone balayée du milieu 1 va perdre de son eau au bénéfice du milieu 2 et celui-ci va perdre de son huile au bénéfice du milieu 1. L'huile ainsi extraite du milieu le moins perméable peut alors s'écouler sans difficulté vers les puits au travers du milieu le plus perméable. C'est le processus de récupération d'huile par imbibition capillaire.

Dans le cas du gisement fissuré, le milieu 1 est le bloc de matrice, représenté par sa courbe de pression capillaire (fig. A.5.2(b)), le milieu 2 est le milieu fissurial dans lequel les forces capillaires sont négligeables

($p_c = 0$)⁽¹⁾. Les fissures vont perdre de l'eau au bénéfice de la matrice qui va en échange perdre de l'huile jusqu'à ce que la pression capillaire y soit devenue très faible (à la limite la matrice ne contiendra plus que de l'eau en phase continue et de l'huile résiduelle sous forme de bulles discontinues).

Il est théoriquement possible d'établir le système d'équations du phénomène et de le résoudre numériquement (voir référence 32). Les résultats sont cependant sujets à caution, d'une part en raison des doutes que l'on nourrit ici comme ailleurs sur la représentativité des fonctions perméabilités relatives et pression capillaire et d'autre part parce que faute d'étude descriptive fine et indiscutable, on n'est pas sûr des conditions aux limites qu'il faut imposer au calcul. C'est pour ces raisons que l'on a encore recours à la mesure directe des fonctions d'imbibition (fonction de transfert) en laboratoire transformées ensuite par l'analyse dimensionnelle, mais nous verrons que cette voie est elle aussi peu sûre.

A. 5. 2. SUDATION PAR GRAVITE ET CAPILLARITE

Considérons un bloc idéalisé de milieu poreux, vertical et entouré de fissures ouvertes. Le bloc est saturé en huile, l'eau monte dans les fissures. Les échanges de fluides entre bloc et fissures ne se font que par les faces supérieures et inférieures (les écoulements sont parallèles à l'axe ox). Supposons aussi que le déplacement de l'huile par l'eau dans le bloc est du type piston, c'est-à-dire que en arrière du front, seule l'eau peut s'écouler ($k_{rw} = k_{rw} (1 - SOR)$). Le bloc est vertical et les fissures sont suffisamment ouvertes pour que la capillarité y soit négligeable.

L'écriture des équations qui décrivent les échanges de fluides entre bloc et fissures sous l'effet combiné de la gravité et de la capillarité a l'avantage de bien situer l'importance relative des différents paramètres agissant sur le système, même si les hypothèses faites peuvent faire douter de la représentativité quantitative des calculs.

La différence de pression qui provoque le mouvement de l'eau entre fissure et bloc est due à la différence entre les niveaux d'eau dans le bloc et dans la fissure, elle est aussi due à la différence entre les masses spécifiques de l'eau et de l'huile et à la pression capillaire à l'intérieur du bloc à l'interface eau/huile.

On a (voir figure A.5.3) :

(1) Il faut remarquer cependant que l'imbibition n'est indépendante de l'épaisseur b des fissures que pour $b > 25 \mu$, voir notamment les références 7 et 29.

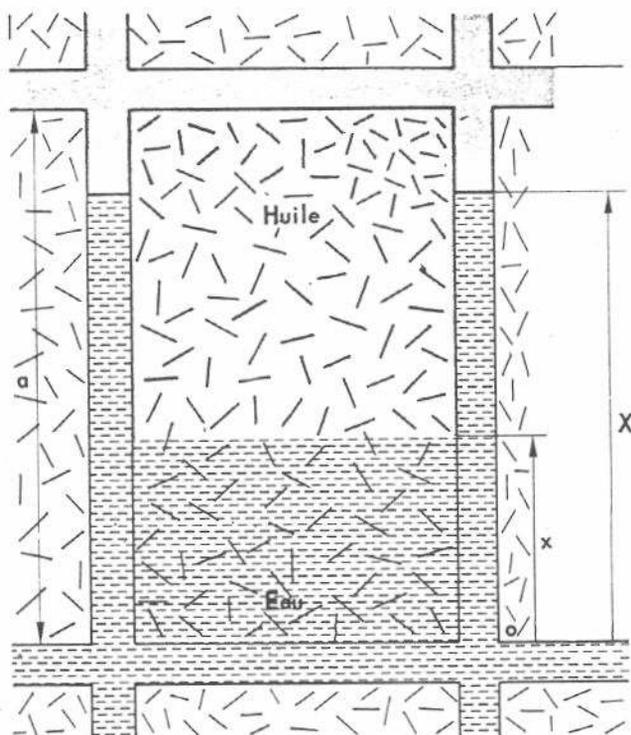


Fig. A.5.3. Sudation d'un bloc selon l'analyse de Birks.

$$\Delta P = (X - x) (\rho_w - \rho_o) g + P_c \quad (\text{A.5.1})$$

Les symboles sont apparents sur la figure A. 5. 3.

Si l'on néglige les effets de compressibilité (car les gradients de pression sont faibles), le débit d'eau par unité de surface dans le bloc est égal à :

$$q_w = \frac{k k_{rw} \Delta P_1}{\mu_w x} = \frac{k k_{ro} \Delta P_2}{\mu_o (a - x)} \quad (\text{A.5.2})$$

ΔP_1 et ΔP_2 étant les chutes de pression dans les zones envahies et non envahies respectivement.

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 = q_w \left[\frac{\mu_w}{k_w} x + \frac{\mu_o}{k_o} (a - x) \right] \quad (\text{A.5.3})$$

La vitesse du front dans la matrice est liée à q_w par l'expression :

$$Q_w = (1 - S_{wi} - \text{SOR}) \varphi_m \frac{dx}{dt} \quad (\text{A.5.4})$$

φ_m étant la porosité de la roche, S_{wi} la saturation en eau connée (ou interstitielle) et SOR la saturation en huile résiduelle (et immobile) en arrière du front.

En conséquence :

$$\frac{dx}{dt} = \left[\frac{\mu_w}{k_w} x + \frac{\mu_o}{k_o} (a - x) \right] = \frac{\Delta P}{(1 - S_{wi} - \text{SOR}) \varphi_m} \quad (\text{A.5.5})$$

En combinant les équations, on obtient pour un bloc totalement immergé ($X = a$) :

$$\frac{dx}{dt} \left[\left(\frac{\mu_w}{k_w} - \frac{\mu_o}{k_o} \right) x + \frac{\mu_o}{k_o} a \right] + x \frac{(\rho_w - \rho_o)g}{(1 - S_{wi} - \text{SOR}) \varphi_m} = \left[\frac{(\rho_w - \rho_o)g + \frac{P_c}{a}}{(1 - S_{wi} - \text{SOR}) \varphi_m} \right] a \quad (\text{A.5.6})$$

On peut aussi remplacer le déplacement x par la récupération, en utilisant l'expression suivante :

$$E_t (\%) = 100 \frac{x}{a} \frac{1 - S_{wi} - \text{SOR}}{1 - S_{wi}} \quad (\text{A.5.7})$$

La solution de l'équation A.5.6 s'exprime de la manière suivante ($X = a$) :

$$t = - \varepsilon_1 E_t - \varepsilon_2 \text{Log} \left(1 - \frac{E_t}{\varepsilon_3} \right) \quad (\text{A.5.8})$$

ε_1 , ε_2 , ε_3 sont des constantes dépendant des paramètres du système. On notera que cette relation liant le temps t et la récupération E_t est du type exponentiel.

$$\varepsilon_1 = \frac{a \varphi_m}{100} \left(\frac{\mu_w}{k_w} - \frac{\mu_o}{k_o} \right) \frac{(1 - S_{wi})}{(\rho_w - \rho_o) g} \quad (\text{A.5.9})$$

$$\varepsilon_2 = a \varphi_m \left(\frac{\mu_w}{k_w} - \frac{\mu_o}{k_o} \right) (1 - S_{wi} - \text{SOR}) \frac{\left[(\rho_w - \rho_o) g + \frac{P_c}{a} \right]}{(\rho_w - \rho_o)^2 g^2} \quad (\text{A.5.10})$$

$$\epsilon_3 = 100 \frac{(1 - S_{wi} - \text{SOR})}{(1 - S_{wi})} \left[\frac{(\rho_w - \rho_o) g + \frac{P_c}{a}}{(\rho_w - \rho_o) g} \right] \quad (\text{A.5.11})$$

Si la gravité est négligeable, les termes correspondants de l'équation A.5.6 disparaissent (ce sont ceux où apparaît $(\rho_w - \rho_o)$) et la relation entre la récupération et le temps se ramène à :

$$\frac{E_t - C^{te}}{C^{te}} = \sqrt{C^{te} - t} \quad (\text{A.5.12})$$

Ce qui se rapproche de la loi de Bokserman (voir plus loin "Fonctions de transfert").

Si les mobilités de l'huile et de l'eau sont égales ($\frac{k_w}{\mu_w} = \frac{k_o}{\mu_o}$), ce qui est compatible avec l'hypothèse du déplacement piston, l'équation se réduit à :

$$t = -\epsilon_2 \text{Log} \left(1 - \frac{E_t}{\epsilon_3} \right) \quad (\text{A.5.13})$$

$$E_t = -\epsilon_3 \left(1 - e^{-\frac{t}{\epsilon_2}} \right) \quad (\text{A.5.14})$$

relation purement exponentielle, voisine de l'expression proposée par Aro-novsky pour les fonctions de transfert (voir plus loin).

La mise en équation et la résolution du système est due à Birks (réf. 28) ; la discussion des solutions et l'effort de synthèse sont dus à D. N. Bossie-Codreanu et tirés de la référence 7.

A. 5. 3. LES FONCTIONS DE TRANSFERT

On appelle fonction de transfert l'expression, en fonction du temps, de la quantité d'huile qui s'écoule hors d'un bloc soumis à la sudation.

Elle s'exprime souvent en récupération par rapport à un temps sans dimension.

Les fonctions de transfert peuvent être obtenues de trois manières :

1. Par résolution numérique au système d'équations. La solution obtenue est liée à la représentativité des fonctions de perméabilités relatives et

de pression capillaire introduites dans le calcul ainsi qu'aux conditions aux limites choisies. La représentativité des fonctions en question est souvent douteuse et les conditions aux limites gouvernant les échanges de fluide de part et d'autre de la frontière matrice-fissure sont mal connues (voir A.5.1). Les fonctions ainsi obtenues ne sont, en outre, que des cas d'espèce.

2. Par un calcul simple, au prix d'hypothèses souvent abusives. De la littérature surnagent trois principales lois d'imbibition ou fonctions de transfert que nous avons déjà mentionnées à propos de l'étude de la sudation, à savoir :

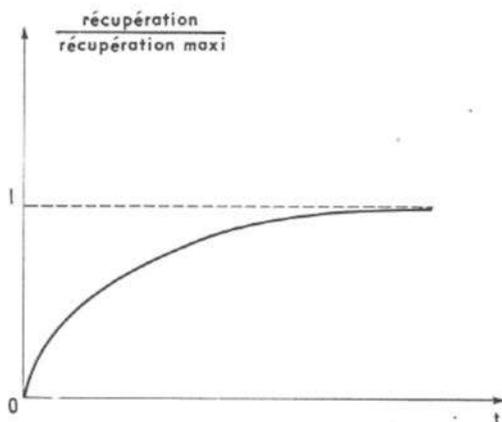


Fig. A.5.4. Exemple de fonction de transfert.

- Loi de Birks (réf. 28). C'est la solution de l'équation A.5.6, obtenue, rappelons-le, en supposant que le déplacement de l'huile dans la matrice est du type piston, vertical, au travers de capillaires cylindriques. Son expression (A.5.8) est :

$$t = -\varepsilon_1 E_t - \varepsilon_2 \operatorname{Log} \left(1 - \frac{E_t}{\varepsilon_3} \right) \quad (\text{A.5.8})$$

E_t est la récupération⁽¹⁾ ε_1 , ε_2 , ε_3 des constantes dépendant des paramètres du système (voir plus haut). On notera que cette relation est de type exponentiel et qu'elle se confond avec les lois d'Aronovsky et de Bokserman pour certaines valeurs des paramètres.

- Loi de Bokserman (réf. 29). Bokserman et ses collaborateurs ont étudié l'imbibition par l'eau de petits blocs entièrement saturés par l'huile ($S_{wi} = 0$). Dans ces conditions particulières (pas de saturation en eau initiale, pas de gravité), il a constaté que les résultats de ses nombreuses expériences, traités par l'analyse dimensionnelle, se groupaient pour donner une loi du type :

$$\frac{E_t}{E_{t \max}} = C^{\text{te}} \sqrt{t} \quad (\text{A.5.15})$$

(1) Par unité de surface.

Bokserman a également étudié la montée de l'eau dans un système constitué par un empilage de petits blocs. Il a mis en évidence l'existence d'une zone de transition définie comme l'espace qui sépare le plan d'eau dans les fissures du plan d'eau dans les blocs. Ce dernier est le niveau au-dessous duquel l'huile contenue dans les blocs est à la saturation $S_w = 1 - SOR$ pour laquelle l'huile ne peut plus s'écouler.

Cette zone de transition a une épaisseur qui dépend des propriétés du système et qui, étant proportionnelle au débit d'injection, reste constante quand ce dernier est constant. Cette zone de transition est analogue à la zone capillaire stabilisée de Terwilliger mise en évidence pour les milieux matriciels (réf. 27).

- Loi d'Aronovsky (réf. 30). Constatant que beaucoup de fonctions de transfert sont de forme exponentielle (et sans doute aussi pour simplifier leurs calculs) Aronovsky et ses collaborateurs ont admis une loi du type :

$$\frac{E_t}{E_{t \max}} = \left(1 - e^{-\frac{t}{Cte}} \right) \quad (\text{A. 5. 16})$$

Ils supposent en outre que les blocs sont instantanément submergés par l'eau des fissures, ce qui implique qu'ils sont de petite taille et que par conséquent la gravité est négligeable.

3. Par mesure expérimentale en laboratoire et transformation par l'analyse dimensionnelle.

Le mécanisme de récupération de l'huile par sudation a fait l'objet de nombreuses recherches expérimentales, principalement de la part des opérateurs travaillant au Moyen-Orient, en Union soviétique et plus récemment en France. Nous allons exposer les résultats principaux de ces études à partir principalement des travaux de l'Artep (réf. 31).

L'analyse descriptive fine du processus de sudation n'a pas encore été faite. Aussi, les chercheurs ont-ils changé d'échelle et travaillé sur des échantillons de dimensions centimétrique, décimétrique, exceptionnellement métrique (réf. 32). La plupart des expériences mentionnées dans la littérature ont trait à l'imbibition capillaire proprement dite (sudation à gravité nulle). Dans ce cas on se contente d'immerger un petit échantillon de roche saturée d'huile dans un récipient plein d'eau et de comptabiliser en fonction du temps la quantité d'huile qui s'en échappe (voir figure A.5.5). La prise en considération des forces de gravité est plus délicate car on ne saurait travailler en laboratoire sur échantillons rocheux représentatifs de grande dimension. Les quelques expériences mentionnées dans la littérature se classent en deux types :

A. 5. 4. CONCLUSION

En guise de conclusion, il faut malheureusement constater que, quelle que soit la méthode utilisée pour leur obtention, les fonctions de transfert sont de très mauvaise qualité. En attendant le résultat des recherches qui se poursuivent en ce domaine, il semble que la solution numérique, convenablement étalonnée et tenant compte des conditions aux limites telles que celles de la figure A.5.6 ait le meilleur avenir.

ANNEXE 6

LES MODELES DE GISEMENT FISSURE

(voir surtout référence 15)

En raison de la grande variété des réservoirs fissurés, il n'est pas possible de mettre au point un modèle tous azimuts. C'est la raison pour laquelle la panoplie des modèles disponibles révèle plusieurs modèles spécifiques capables de s'adapter à une géométrie particulière (empilage de blocs, tranche verticale ou horizontale) ou à un mécanisme de drainage particulier (expansion et balayage au gaz, balayage par l'eau). Cette spécialisation a permis des simplifications dans la mise en équation et dans la résolution.

Le phénomène d'échange de phases entre milieu matriciel et milieu fissuré (sudation) n'est pas encore bien connu (voir chapitre IV.3 et Annexe 5) et de toute façon a son siège sur une faible épaisseur à la frontière matrice-fissure, frontière dont la distribution dans l'espace n'est pas bien connue non plus (voir chapitre II). C'est la raison pour laquelle le phénomène sudation n'est en général pas simulé dans les modèles. Les fonctions d'échange ou de transfert qui expriment le phénomène sudation doivent être fournies au modèle, soit à partir d'expériences de laboratoire dont nous savons la représentativité fort discutée (voir chapitre IV.3 et Annexe 5), soit à partir d'informations tirées de la littérature, soit enfin à partir d'un modèle numérique générateur de fonctions de transfert à l'échelle d'un bloc et plus ou moins empiriquement étalonné. Ces modèles générateurs sont donc l'exception dans la panoplie de modèles auxquels on doit en général fournir les fonctions de transfert.

Ceci étant, on peut répartir les modèles en trois classes :

- systèmes huile-eau
- systèmes gaz-huile
- systèmes triphasiques
- modèles particuliers

A. 6. 1. SYSTEMES HUILE-EAU

Modèle W-Frac

Ce modèle permet de simuler le balayage naturel ou artificiel d'un gisement fissuré poreux par montée verticale du plan d'eau. Il suppose un maintien de pression intégral et la ségrégation de l'huile et de l'eau dans le système

de fissures. Il faut remarquer que l'hypothèse d'un maintien de pression intégral correspond à de nombreux cas réels ; quant à la ségrégation dans le système de fissures, nous savons (chap. IV. 6) qu'elle correspond à une constatation expérimentale. Le modèle suppose en outre que l'interface huile-eau dans les fissures reste la plus voisine possible d'un plan horizontal, ce que les opérateurs cherchent à réaliser sur les champs.

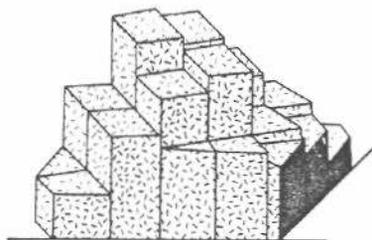


Fig. A.6.1. Schématisation du modèle W-FRAC.

Le réservoir est schématisé par la juxtaposition de plusieurs colonnes comportant des blocs parallélépipédiques (fig. A.6.1).

Les propriétés physiques du réservoir : porosité de matrice, perméabilité de matrice, saturation en eau et dimensions des blocs peuvent être variables suivant la profondeur ou les dimensions latérales. Cependant, on admet que pour une profondeur donnée dans une colonne, ces caractéristiques sont invariantes. En effet, les dimensions transversales de ces colonnes correspondent en général à des régions du champ (de l'ordre du kilomètre) et celles des blocs à des décimètres ou

des mètres et il n'est pas question de simuler chaque bloc individuellement et ce d'autant plus que les ordres de grandeurs de dimension de bloc sont au mieux connus à l'échelle de la région du champ. Pour toutes ces raisons, dans une colonne donnée et pour une cote donnée, on considère que tous les blocs sont identiques. Les hypothèses de ségrégation des phases et surtout de non-déformation des interfaces impliquent de très faibles pertes de charge, c'est-à-dire un système de fissures largement ouvert à l'écoulement. Le mécanisme de drainage est la sudation et le modèle accepte deux types de fonctions de transfert, l'une correspondant à des blocs complètement immergés et l'autre, (qui peut être déduite de la première en cas de besoin et, faute de mieux par le modèle lui-même) correspondant à l'immersion partielle des blocs. La fonction de transfert par immersion partielle dépend évidemment de la vitesse de montée du plan d'eau. On peut imposer au modèle soit une vitesse constante de montée du plan d'eau dans les fissures, soit un débit d'huile constant. On peut reproduire un historique de production et/ou faire des prévisions de production.

En raison de son faible coût d'exploitation⁽¹⁾, le W-FRAC permet souvent de dégrossir un problème par l'étude de différents cas d'exploitation du champ en balayage par l'eau en faisant varier la distribution des fissures, le taux de soutirage, la sudation.

Opérateur Franlab (France).

(1) Une prévision portant sur 15 ans a nécessité deux minutes de CDC 6 600.

Modèle FIS-2D

Il s'agit d'un modèle bidimensionnel (YZ ou RZ) qui calcule les déformations du contact huile-eau dans les fissures compte tenu de la sudation et des pertes de charge dans les fissures. Le maintien de pression est supposé intégral (pas d'expansion). La formulation des équations est faite d'une manière continue aussi bien dans la matrice que dans les fissures, ce qui implique une distribution de ces dernières dense et régulière. L'écoulement dans les fissures est darcéen et dépend de la perméabilité de fissuration locale qui varie continûment d'un point à l'autre. La dimension des blocs est introduite sous forme de répartition statistique, cette répartition pouvant varier d'un point à l'autre⁽¹⁾. En fait, la dimension des blocs n'apparaît que par l'intermédiaire des fonctions de transfert dans la formulation desquelles elle intervient (voir chapitre IV. 3 et Annexe 5).

Les deux systèmes continus, matrice d'une part, fissures de l'autre, reliés par la sudation, sont juxtaposés sur l'ensemble du réservoir objet de l'étude. Il faut mentionner que l'écoulement diphasique dans les fissures est pris en considération en supposant une ségrégation rapide des phases dans les fissures, ce qui est compatible avec les résultats expérimentaux (voir chapitre IV. 6). Cela implique l'écoulement de l'eau seule en arrière du front et de l'huile seule en avant ; il n'est donc pas nécessaire d'introduire des courbes de perméabilités relatives, mais seulement deux points kr_{wf} ($1 - SOR_f$) et k_{rof} (Swif) qui, en raison de l'absence (ou de la faiblesse) des phénomènes capillaires à l'intérieur même du système de fissures sont quelques fois pris peu différents de 1 (voir IV. 5).

La performance du FIS-2D, modèle d'étude de la déformation des interfaces en milieu fissuré, original par la formulation continue, peut être caractérisée de la manière suivante : une simulation portant sur 800 jours avec 200 points de calcul a coûté 1,2 minute de calcul sur un CDC 6600.

Opérateur Franlab (France).

(1) On se contente dans la pratique de la précision que fournit la géologie de production ordres de grandeur par région.

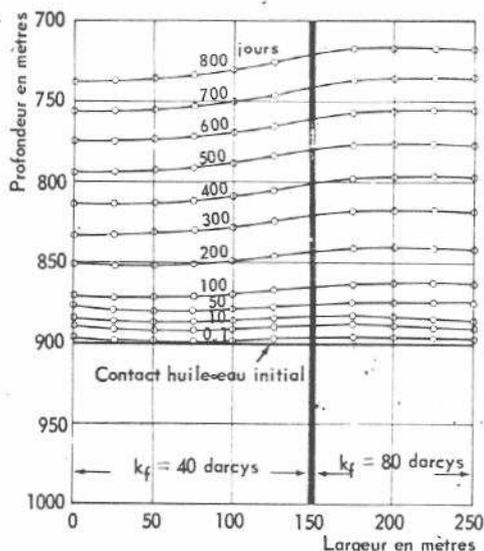


Fig. A.6.2. Historique de la montée d'un plan d'eau dans un réservoir hétérogène (modèle FIS-2D).

Modèle FISTUB

Le problème posé était important et original ; il justifiait par conséquent le développement d'un modèle spécifique. Il s'agit de simuler le comportement d'un réservoir constitué par une alternance de bancs fissurés d'épaisseur décimétrique assimilables chacun à une fissure unique (et plane) et de bancs matriciels d'épaisseur métrique. Le FISTUB comme le W-FRAC et le FIS-2D est basé sur le concept des fonctions de transfert : l'eau pénètre dans la fissure (horizontale dans le cas présent), en refoule l'huile, et mise en contact avec la matrice imprégnée d'huile, déclenche de ce fait le processus de sudation. Celui-ci donne lieu à des écoulements verticaux dans la matrice alors que les écoulements dans les fissures sont évidemment horizontaux. Le maintien de pression est supposé intégral (pas d'expansion).

Les fonctions de transfert doivent évidemment être fournies ; quant aux perméabilités relatives dans le banc fissuré, on peut raisonnablement les considérer comme linéaires ou même binaires (de l'huile seule en avant du front, de l'eau seule en arrière). La base du calcul dans les fissures est la méthode des tubes de courant. A l'aide d'un modèle plan monophasique on détermine les lignes de courant pour la géométrie particulière représentée par la fissure horizontale, le dispositif des puits ainsi que la position initiale de l'interface huile-eau. On sait que la distribution de celles-ci dans l'espace est assez peu dépendante du rapport de mobilité et du taux de soutirage (d'où l'utilisation d'un modèle monophasique très bon marché). Les lignes de courant étant déterminées, on divise le domaine en un certain nombre de tubes de courant invariants à l'intérieur desquels on étudie le refoulement de l'huile par l'eau injectée, par les procédures de calcul habituelles.

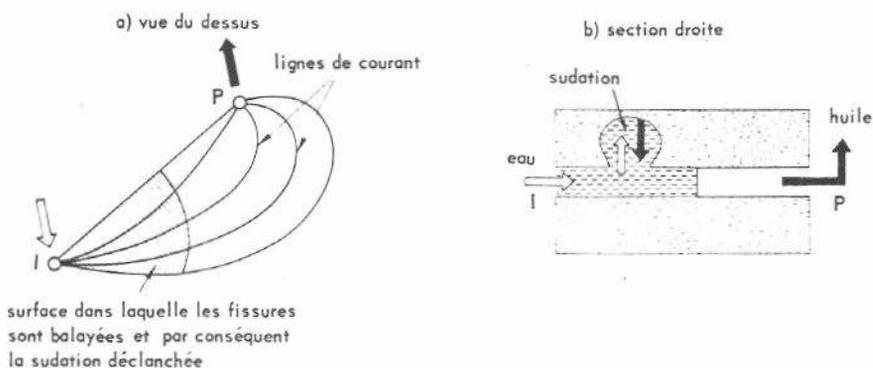


Fig. A.6.3. Schématisation du modèle FISTUB.

On peut imposer au modèle une pression ou un débit. Ses performances sont illustrées par l'exemple suivant: une année de simulation avec 400 points de calcul a coûté 30 secondes de CDC 6 600.

Opérateurs Franlab et Elf-Aquitaine (France)

A. 6. 2. SYSTEMES GAZ-HUILE

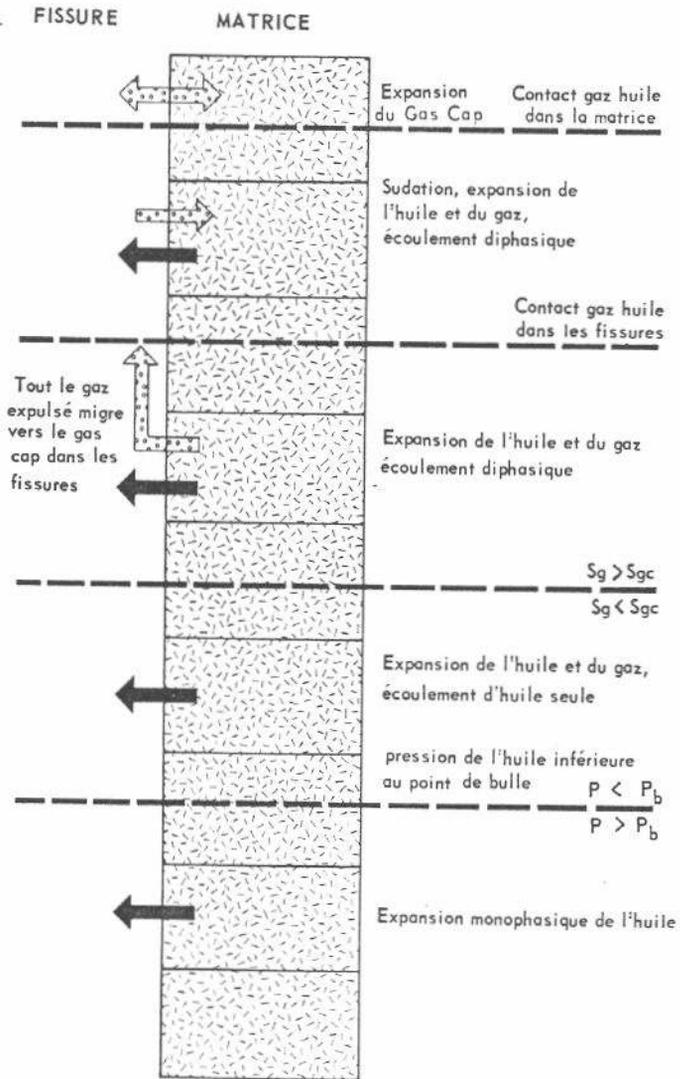
Modèle D-FRAC

Le D-FRAC permet d'étudier le comportement de réservoirs fissurés poreux soumis au mécanisme général d'expansion, dont celui des gaz dissous, et au mécanisme de la sudation par gravité de blocs entourés de gaz. Il n'utilise pas le concept de fonction de transfert puisqu'il calcule lui-même les échanges (non compositionnels) entre l'huile de la matrice et le gaz des fissures à partir des propriétés pétrophysiques et thermodynamiques du système et de conditions aux limites appropriées. Le calcul des échanges gaz-huile est imposé par le fait que l'on ne les a pas étudiés en laboratoire, car il faudrait procéder sur des échantillons très grands (métriques) et sous pression pour rendre compte, au moins du point de vue phénoménologique, de la sudation par gravité de blocs de roche imprégnés d'huile et entourés par du gaz fortement comprimé. Or, nous avons vu que les expériences de sudation dans le cas huile-eau, beaucoup plus simple, sont fort critiquables du point de vue de la représentativité⁽¹⁾. Le réservoir est représenté par un empilement vertical de blocs de matrice dont les propriétés géométriques et pétrophysiques dépendent de la profondeur. La perméabilité des fissures est supposée infinie, leur porosité nulle et l'interface gaz-huile est évidemment plane. Le gaz dissous, quand il se libère dans les fissures, fait immédiatement ségrégation et va s'accumuler au toit de la formation alimentant ou créant un gas cap. Le long de la colonne on peut distinguer différentes zones (voir figure A.6.4), selon que l'huile des blocs est au-dessus ou en dessous du point de bulle et dans ce dernier cas selon que le gaz libéré peut s'écouler dans le milieu poreux ($S_g > S_{gc r}$) et atteindre les fissures et enfin selon que les blocs sont ou non entourés par le gaz accumulé (ou injecté) dans les fissures. Le modèle D-FRAC peut être utilisé pour simuler un historique connu et/ou effectuer des prévisions de production.

Bien entendu, la version "monobloc" du D-FRAC peut être utilisée pour calculer des fonctions de transfert gaz-huile. L'utilisation du D-FRAC est coûteuse en raison du calcul des échanges gaz-huile entre matrice et fissure. A titre d'exemple, la prévision sur 10 ans comportant 240 blocs et 5 000 points de calcul a nécessité 45 minutes de CDC 6 600.

Opérateur Franlab (France).

⁽¹⁾ Il faut tout de même signaler que l'étude expérimentale de la sudation dans le cas gaz-huile est entreprise en France dans le cadre de la recherche scientifique.



Le réservoir est représenté par une colonne de blocs, chacun d'entre eux ayant des propriétés et dimensions spécifiques

Fig. A.6.4. Schématisation du modèle D-FRAC.

Modèle G-FRAC

C'est la version gaz-huile du W-FRAC. G-FRAC est alimenté par des fonctions de transfert issues du D-FRAC monobloc.

Opérateur Franlab (France).

Modèle C-FRAC

C-FRAC simule les échanges compositionnels entre l'huile de la matrice et le gaz des fissures entourant un bloc. Le système thermodynamique comporte trois constituants ($C_1-C_3/C_6-C_6^+$). C-FRAC n'est disponible en France que sous sa version monobloc (chaque bloc étant discrétisé en de nombreux points de calcul) capable de fournir des fonctions de transfert compositionnelles qui peuvent ensuite être utilisées dans un modèle prenant en compte une géométrie plus complexe.

Opérateur Franlab (France).

Modèle Yamamoto

C'est l'extension à une pile verticale du C-FRAC. Le modèle Yamamoto est donc un modèle capable d'étudier les échanges compositionnels matrice/fissure dans le cas d'un gisement très fissuré (pas de déformation d'interface) et dont les propriétés physiques et géométriques ne varient que suivant la verticale. Du point de vue de la définition géométrique, il est analogue au D-FRAC.

Il faut signaler que le modèle Yamamoto peut prendre en considération les courants de convection, phénomène lié aux variations des propriétés thermodynamiques de l'huile avec la profondeur et qui ne peuvent se manifester que dans les gisements à la fois très fissurés et très épais (voir référence 9). Le modèle Yamamoto (comme le C-FRAC) est très coûteux car il simule les phénomènes très complexes que sont les échanges compositionnels et qui ont de surcroît leur siège sur une faible profondeur de part et d'autre de la frontière matrice/fissure.

Opérateur Corelab (Dallas, U.S.A.).

A. 6. 3. SYSTEMES TRIPHASIQUES

Modèle FRACTRI

Le FRACTRI a été élaboré pour simuler le comportement de champs fissurés qui présentent tout ou partie des caractéristiques suivantes : déplétion,

déformation des interfaces gaz-huile et huile-eau. Le programme est dérivé d'un programme triphasique, tridimensionnel "matriciel" maillé et est basé sur le concept des fonctions de transfert. L'écoulement dans les fissures est calculé en assimilant le système fissuriel à un milieu matriciel équivalent. C'est la partie triphasique tridimensionnelle "matricielle" du programme qui est utilisée pour cela. C'est dire qu'il faut disposer pour le milieu fissuriel de la porosité, de la perméabilité et des perméabilités relatives (voir chapitre IV. 5). Le système matriciel est en quelque sorte juxtaposé au système fissuriel et est représenté en chaque point par la porosité de matrice, la perméabilité de matrice et deux fonctions de transfert (une pour le système eau-huile, une pour le système gaz-huile) qui dépendent des dimensions moyennes des blocs dans la région du réservoir impliquée par le point de calcul considéré.

Si le système se décomprime, l'huile et éventuellement le gaz sortent des blocs et s'écoulent au travers des fissures vers les puits. S'il y a entrée d'eau ou de gaz (naturelle ou artificielle), ces fluides déplaçants refoulent l'huile devant eux dans les fissures et, arrivant au contact de nouveaux blocs de matrice déclenchent ipso facto le processus de sudation représenté par les fonctions de transfert.

Un programme annexe permet en cas de besoin de calculer des fonctions de transfert. Bien entendu, il faut alors fournir en plus des données déjà mentionnées pour la matrice (porosité, perméabilité, taille des blocs) les fonctions de pression capillaire, de perméabilités relatives et si possible des expériences de laboratoire qui pourraient servir à l'étalonnage du programme générateur dans le cas considéré.

FRACTRI permet de reconstituer un historique et/ou d'effectuer des prévisions de production avec les contraintes d'exploitation suivantes : débit d'huile imposé ou pressions en tête de puits imposées. Il permet en principe de traiter la plupart des problèmes de réservoirs fissurés des plus complexes aux plus simples (on n'utilise dans ce cas qu'une partie du programme, par exemple en étudiant les écoulements de phases seulement dans une tranche verticale). Il faut cependant signaler qu'en raison même du maillage, nécessairement grossier (pour des raisons économiques), les positions des interfaces ne sont repérées qu'avec la précision que confère l'écartement entre deux points de calcul successifs, souvent de l'ordre de la centaine de mètres. Si cette précision est jugée insuffisante, il faut raffiner à l'aide d'un modèle spécialisé dans la définition fine du mouvement des interfaces, du type FIS-2D.

Les performances du FRACTRI sont illustrées par l'exemple suivant concernant un champ fissuré avec déplétion, entrée d'eau et puits. L'établissement des prévisions de production avec 700 points de calcul a coûté 1 minute de CDC 7600 par année.

Opérateur Franlab (France).

A. 6. 4. RESERVOIRS FISSURES NON POREUX

Les modèles évoqués ci-dessus traitent le sujet des milieux fissurés poreux.

Les réservoirs fissurés non poreux, quant à eux, sont caractérisés principalement par l'existence d'un système de vides secondaires contenant

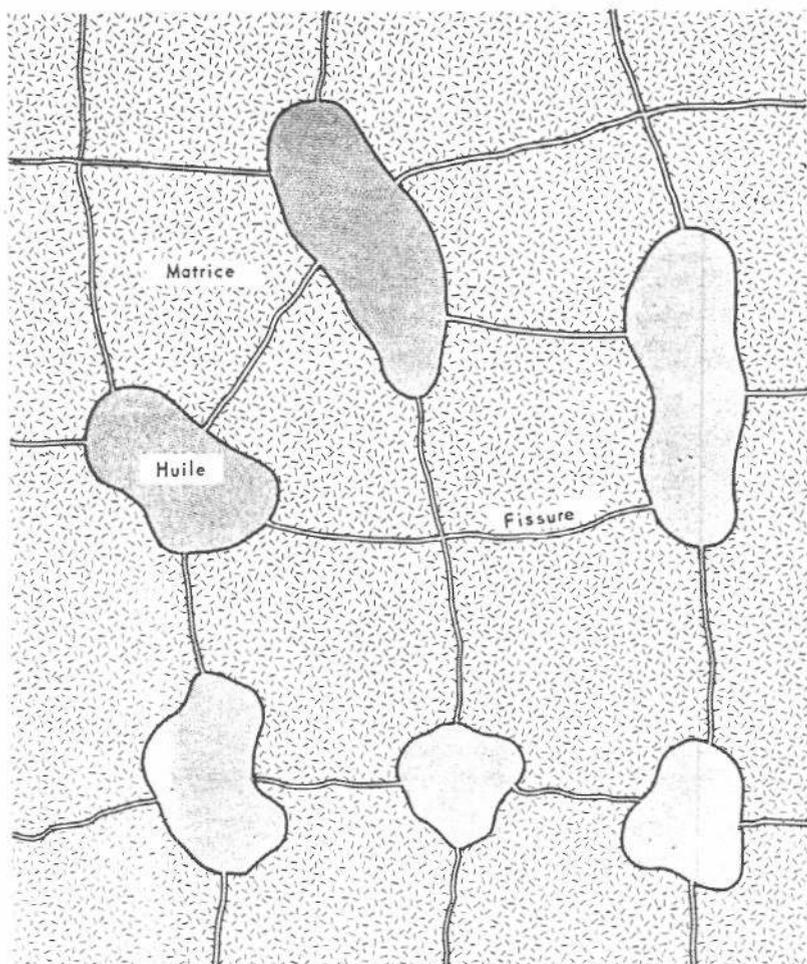


Fig. A.6.5. Schématisation d'un élément de gisement karstique.

tous les hydrocarbures en place, la matrice saturée en eau étant pratiquement imperméable. Les vides secondaires eux-mêmes sont constitués par des alvéoles et (ou) cavernes de dimensions centimétriques ou métriques bien interconnectées par le réseau de fissures. C'est dire que la capillarité ne joue qu'un rôle mineur ou nul dans l'équilibre et le mouvement des fluides.

En première approximation, on peut décrire le système comme une sorte d'atomium (voir figure A. 6. 5) à l'intérieur duquel les équilibres des fluides et leurs mouvements peuvent être décrits à l'aide de lois physiques simples ou en tout cas connues (frottements visqueux, ségrégation par gravité, émulsions, etc.).

A la connaissance de l'auteur, il n'existe pas de modèle de simulation de tels gisements, au demeurant fort rares. En première analyse on peut cependant estimer que l'écriture d'une version simple d'un tel modèle numérique ne présenterait pas de difficulté particulière.

BIBLIOGRAPHIE

1. V.N. MAIDEBOR.- Exploitation des gisements de pétrole à réservoirs fissurés. Document traduit du russe. Réf. I.F.P. 21 820 (1 et 2), décembre 1973.
2. F. JEAN, P. MASSE.- Méthodes d'analyse structurale. Elf-R.E. Département Développement Formation, mars 1974.
3. D. MASSA, M. RUHLAND, J. THOUVENIN.- Structure et fracturation du champ d'Hassi-Messaoud (Algérie). Editions Technip, Paris.
4. L. GAY, J. GROULT.- Contribution to Reservoir Behavior Appraisal by Television. Preprint SPE-AIME, n° 3 749.
5. P. JANOT.- Determination of the Elementary Matrix Bloc in a Fissured Reservoir. Application on the Eschau Field, Alsace, France. Preprint SPE-AIME; n° 3 638.
6. M. DUPUY, E. LEFEBVRE du PREY, C. MARLE.- Les modèles de gisements fissurés. Etats des connaissances et des outils disponibles. Réf. I.F.P. n° 18 774, décembre 1970.
7. ELF-R.E.- Etude de quelques cas d'exploitation. Champ de Rhourde el Baguel, Algérie. Document préparé pour Elf-R.E. par Franlab 839 RE, juillet 1970.
8. M.A. SAIDI, T. VAN GOLDFRACHT.- Considérations sur les mécanismes de base dans les réservoirs fracturés. Revue de l'Institut Français du Pétrole (1971), 12.
9. M. COMBARNOUS, P. BIA.- Combined Free and Forced Convection in Porous media. SPE Journal, vol. 11, n° 4, décembre 1971.
10. E. LEFEBVRE du PREY, R. VERRE.- Etude des écoulements polyphasiques dans les fissures (Artep). Réf. I.F.P. 20 950, janvier 1973.
11. V. CHILINGAR, W. MANNON, H. RIECKE, III.- Oil and Gas Production from Carbonate Rocks, Elsevier (New York, London, Amsterdam).
12. P. CHAUMET, L.H. REISS, G. RUEZ.- Collaboration franco-soviétique sur l'exploitation des gisements. Thèmes 1.3. Compte rendu de mission (3-20 octobre 1972). Réf. I.F.P. 20 939, janvier 1973.
13. A.M. SAIDI.- Gas Injection Will Hike Recovery in Iran's Gravity Drainage Fields. The Oil and Gas Journal, 21 octobre 1974.
14. J. BIRKS.- Coning Theory and its use in Predicting Allowable Producing Rates of Wells in a Fissured Limestone Reservoir. Iranian Petroleum Institute Bulletin, décembre 1963, n° 12, p. 470.
15. L.H. REISS, D.N. BOSSIE-CODREANU, E. LEFEBVRE du PREY.- Flow in Fissured Reservoirs. Preprint SPE-AIME, n° 4 343.
16. A.M. SAIDI.- Mathematical Simulation Model Describing Iranian Fractured Reservoirs and its Application to Haft Kel Field. IX^{ème} Congrès Mondial du Pétrole, 11-17 mai 1975, Tokyo, Japon. Pannel Discussion, n° 13.

BIBLIOGRAPHIE

17. E. LEFEBVRE du PREY, D.N. BOSSIE-CODREANU.- Simulation numérique de l'exploitation des réservoirs fissurés. IX^{ème} Congrès Mondial du Pétrole, 11-17 mai 1975, Tokyo, Japon. Pannel Discussion n° 13.
18. V.G. OGANDJANJANC. - Etude au laboratoire et sur champs de l'efficacité de l'injection cyclique dans un gisement de pétrole. Coopération franco-soviétique, thème 1.3.2. Document traduit du russe. Réf. I.F.P. 21 443, juin 1973.
19. W.W. OWENS, D.L. ARCHER.- Waterflood Pressure Pulsing for Fractured Reservoirs, TRANS-AIME, 1966, vol. 237, p. 745-752.
20. COSTA FORU, VERNESCU (I.C.P.T.G. Roumanie).- Comportement d'un gisement de pétrole contenu dans un réservoir calcaire fissuré de Roumanie. Revue de l'I.F.P., février 1971, vol. XXVI, n° 2, p. 81.
21. DOLESCHAL SANDOR.- Document hongrois.
22. D. DAVADANT.- Méthodes d'étude de la fissuration par diagraphies et essais de puits (Artep). Réf. I.F.P. 19 676, octobre 1971.
23. P. POLLARD.- Evaluation of Acid Treatments From Pressure Build up Analysis. TRANS-AIME, (1959), vol. 216, p. 38-43.
24. J.E. WARREN, P.J. ROOT.- The behaviour of Naturally Fractured Reservoirs. TRANS-AIME, 1963, vol. 228, p. 243-255.
25. A. BAN, A.F. BOGOMOLOVA, V.A. MAKSIMOV, V.N. NIKOLAIEVSKY, V.G. OGANDZANJANC, V.M. RYZIK.- Propriétés des roches et écoulement de filtration. Document traduit du russe. Réf. I.F.P. 11 504 et 11 505, janvier 1965.
26. GARY E. CRAWFORD, A.R. HAGEDORN, E. PIERCE.- Analysis of Pressure Build up Tests in a Naturally Fractured Reservoir. Preprint SPE n° 4 558.
27. C. MARLE.- Cours de production de l'E.N.S.P.M., tome IV, chapitre V. Editions Technip, Paris.
28. J. BIRKS.- A theoretical Investigation into the Recovery of Oil from Fissured Limestone Formations by Water Drive and Gas Cap Drive. Proceedings Fourth World Petroleum Congress, section II. F.
29. A.A. BOKSERMAN, V.L. DANILOV, Iw.P. JELTOV, A.A. KOCIESKOV.- Sur la théorie de drainage des liquides non miscibles dans des roches fissurées et poreuses. Document traduit du russe. Réf. I.F.P. 14 925, août 1967.
30. J.S. ARONOVSKY, L. MASSE, S.F. NATANSON.- Model for Mechanism of Oil Recovery from the Porous Matrix due to Water Invasion in Fractured Reservoirs, TRANS-AIME 213, 17 (1958).
31. R. CROISSANT, E. LEFEBVRE du PREY, J. DUFORT, M. MAULEON.- Effet de la gravité et de la capillarité sur la récupération de l'huile d'un bloc de réservoir fissuré (Artep). Réf. I.F.P. 21 566, septembre 1973.
32. R. IFFLY, D.C. ROUSSELET, J.L. VERMEULEN.- Fundamental Study of Imbibition in Fissured Oil Fields. Preprint SPE-AIME n° 4 102.
33. E. LEFEBVRE du PREY (Institut Français du Pétrole).- Gravity and Capillarity Effects on Imbibition in Porous Media. SPE Journal, vol. 18, n° 3, juin 1978.
34. H. KAZEMI.- Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution. TRANS-AIME, 1969, vol. 246, p. 451-462.

BIBLIOGRAPHIE

35. E.M. SMEKHOV (Editions NEDRA) Leningrad 1969.- Méthodes d'études des réservoirs fracturés. Document Elf-R.E., traduit du russe. Editions Nedra, Leningrad, 1969.
36. C.S. MATTHEWS, D.G. RUSSEL.- Pressure Build up and Flow Tests in Wells. Monograph, vol. 1. SPE-AIME, Henry Doherty Series.
37. W.J. BAKER.- Flow in Fissured Formations. Proceedings Fourth World Petroleum Congress. Section II.E. Paper 7.
38. M. RIBUOT, J. DONDON, G. LEROY.- Utilisation intensive des techniques géologiques et géophysiques pour une meilleure appréciation des réservoirs.
Colloque International sur les techniques d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Exploitation des gisements. Méthodes de récupération assistée. Techniques de production. Editions Technip, 10-12 décembre 1975, Paris.
39. E. ABGRALL, R. IFFLY.- Etude physique des écoulements par expansion des gaz dissous. Revue de l'I.F.P., vol. XXVIII, n° 5, septembre-octobre 1973.
40. G. RAPPENEAU (Elf-Aquitaine).- Communication personnelle.
41. Experts hongrois.
42. E. LEFEBVRE du PREY.- Drainage en cascade des blocs d'un réservoir fissuré.
Revue de l'I.F.P., vol. XXXI, n° 1, janvier-février 1976.
43. A. NECTOUX.- Etude fondamentale de la déplétion primaire en milieu poreux avec échanges de phase. Thèse présentée devant l'Université Claude Bernard (Lyon, 1975). Travaux effectués au Laboratoire du Centre de Recherches S.N.E.A.(P) à Pau.
44. G. LEROY.- Cours de géologie de production. E.N.S.P.M. (C.E.S. forage et exploitation des gisements), septembre 1976, Réf. I.F.P. n° 24 429.

INDEX DES AUTEURS

A

Abgrall (E.), 38, 129.
Archer (D.L.), 52, 128.
Aronovsky (J.S.), 110, 111, 112, 128.

B

Baker (W.J.), 47, 70, 71, 128.
Ban (A.), 75, 78, 128.
Bia (P.), 42, 127.
Birks (J.), 47, 71, 110, 111, 127, 128.
Bogomolova (A.F.), 75, 78, 128.
Bokserman (A.A.), 107, 110, 111, 112, 128.
Bossie-Codreanu (D.N.), 41, 50, 110, 127, 128.

C

Chaumet (P.), 45, 55, 61, 74, 127.
Chilingar (V.), 45, 127.
Combarous (M.), 42, 127.
Costa-Foru, 47, 52, 128.
Crawford (E.), 75, 85, 128.
Croissant (R.), 112, 128.

D

Danilov (V.L.), 107, 111, 128.
Davadant (D.), 13, 61, 128.
Doleschal (S.), 55, 128.
Dondon (J.), 26, 27, 129.
Dufort (J.), 112, 128.
Dupuy (M.), 37, 75, 78, 82, 127.

G

Gary (E.), 75, 128.
Gay (L.), 24, 61, 127.
Groult (J.), 24, 61, 127.

H

Hagedorn (A.R.), 75, 85, 128.
Horner (D.R.), 81, 86.

I

Iffly (R.), 38, 50, 107, 112, 113, 114, 128, 129.

J

Janot (P.), 20, 127.
Jean (F.), 17, 127.
Jeltov (Iw. P.), 107, 111, 128.

K

Kazemi (H.), 81, 82, 128.
Kocieskov (A.A.), 107, 111, 128.

L

Lefebvre du Prey (E.), 37, 41, 43, 50, 75, 78, 82, 84, 112, 114, 127, 128, 129.
Leroy (G.), 17, 26, 27, 129.

M

Maidebor (V.N.), 13, 51, 53, 54, 55, 56, 99, 101, 102, 127.

Mannon (W.), 45, 127.
 Marle (C.), 37, 75, 78, 82, 105, 112, 127, 128.
 Massa (D.), 23, 127.
 Masse (L.), 112, 128.
 Masse (P.), 17, 127.
 Matthews (C.S.), 79, 129.
 Mauleon (M.), 112, 128.
 Maksimov (M.), 75, 78, 128.
 Muskat (M.), 4.

N

Natanson (S.F.), 112, 128.
 Nectoux (A.), 43, 129.
 Nikolaievsky (V.N.), 75, 78, 128.

O

Ogandjanjanc (V.G.), 52, 75, 78, 128.
 Owens (W.W.), 52, 128.

P

Pierce (E.), 75, 85, 128.
 Pirson (S.J.), 4.
 Pollard (P.), 71, 72, 73, 74, 85, 128.

R

Rappeneau (G.), 67, 129.
 Reiss (L.H.), 45, 50, 55, 61, 74, 117, 127.
 Ribuoat (M.), 26, 27, 129.
 Riecke (H.) (III), 45, 127.
 Root (P.J.), 72, 75, 78, 81, 85, 128.
 Rousselet (D.C.), 50, 107, 112, 113, 114, 128.
 Ruez (G.), 45, 55, 61, 74, 127.
 Ruhland (M.), 23, 127.

Russel (D.G.), 79, 129.
 Ryzik (V.M.), 75, 78, 128.

S

Saidi (M.A.), 38, 42, 43, 46, 47, 50, 127.
 Smekhov (E.M.), 13, 67, 129.

T

Terwilliger (P.L.), 112.
 Thouvenin (J.), 23, 127.

V

Van Goldfracht (T.), 38, 42, 43, 127.
 Vermeulen (J.L.), 50, 107, 112, 113, 114, 128.
 Vernescu, 47, 52, 128.
 Verre (R.), 43, 127.

W

Warren (J.E.), 72, 75, 78, 81, 85, 128.

Y

Yamamoto, 43, 123.