
la RMN dans l'exploration pétrolière

Under the circumstances, I should perhaps say explicitly that the references in this afterword are genuine. The rest of the novel, including its introduction, text, footnotes, and bibliography, should properly be viewed as fiction.

M. Crichton, Eaters of the Dead

Nous présentons dans ce chapitre un état de l'art non exhaustif sur le pétrole et son exploration. Les différentes techniques physiques utilisées, dans l'industrie pétrolière dans le puits, sont ensuite exposées mais nous nous sommes focalisés plus particulièrement sur la résonance magnétique nucléaire. Cette partie se termine par l'adaptation nécessaire de cette méthode en liant les mesures *RMN* en puits et au laboratoire.

L'usage du pétrole remonte à l'Antiquité, mais l'approvisionnement était limité aux affleurements naturels de pétrole, et au pétrole trouvé en creusant des puits pour trouver de l'eau potable ou de la saumure. Les civilisations mésopotamiennes s'en servaient comme produit pharmaceutique, cosmétique, comme combustible pour les lampes à huile et dès 6000 av. J.-C. pour le calfatage des bateaux. Les Égyptiens employaient de l'asphalte pour la momification. Diodore et Strabon écrivent que du bitume était utilisé dans la construction des jardins suspendus de Babylone (TRACY, 1989); le cylindre de Cyrus en atteste également. Hérodote signale une source de bitume à Ardericca (GIGUET, 1864), près de Suse (PLA, 2008) ; on en trouvait à Zacynthe (îles Ioniennes, Grèce), et à proximité de l'Issus, l'un des affluents de l'Euphrate.

Dans de nombreuses langues d'Asie et du Moyen-Orient, on retrouve la racine *naft* ou *neft* (naphte), qui, donnée comme nom à un village, indique fréquemment la présence d'hydrocarbures à proximité.

En Asie, certaines sources indiquent que des puits étaient forés en Chine dès le IV^e siècle avec des tiges en bambou (TOTTEN, 2004) ; au VII^e siècle, le pétrole était connu comme l'« eau qui brûle » au Japon. Shen Kuo au XI^e siècle utilise le premier le terme 石油 (*Shíyóu*, littéralement « huile de roche ») dans son encyclopédie Mengxi Bitan pour désigner le pétrole, dont il pensait qu'il y avait un afflux continu venant des profondeurs de la terre, au contraire du charbon de bois dont l'abus entraînait la déforestation déjà à son époque.

Au IX^e siècle, Al-Razi décrit la distillation du pétrole au moyen d'un alambic, produisant du pétrole lampant ; ce dernier a été utilisé par les Byzantins, puis les Vénitiens, et on peut supposer que le « feu grégeois », qui incendiait les navires ennemis, en contenait.

Les Amérindiens utilisaient du pétrole pour calfater les embarcations et pour ses supposées vertus médicinales.

En 1440, un document atteste la propriété d'une « fontaine de poix noire » dans le village de Lucăcești, considéré comme le berceau de l'industrie pétrolière en Roumanie (IACU et MUNTELE, 2007).

A. Le gisement de pétrole :

Une opinion généralement répandue est de considérer les gisements d'hydrocarbures comme des lacs dans des grottes souterraines, qu'il suffit d'atteindre par un forage pour que le pétrole jaillisse sous l'effet de la pression exercée par le gaz présent dans la grotte (J. Verne, voyage au centre de la terre ; Morris & Goscinny, Lucky Luke, A l'ombre des derricks, Dupuis, 1962 ; A. Uderzo, L'odyssée d'Astérix, 1981). La réalité est nettement différente. Le pétrole est piégé dans des formations de roches poreuses souterraines appelées réservoirs.

Le gisement d'hydrocarbures est composé d'un ou plusieurs de ces réservoirs (COSSE, 1988).

1. Formation du pétrole : (BIJU-DUVAL, 1999)

Le pétrole est un produit de l'histoire géologique d'une région, et particulièrement de la succession de plusieurs conditions qui sont l'accumulation de matière organique et végétale

essentiellement, ainsi que de sa maturation en hydrocarbures et de son piégeage. Ensuite, comme un gisement de pétrole est entraîné dans la tectonique des plaques, l'histoire peut se poursuivre. Il peut être enfoui plus profondément et se pyrolyser à nouveau et perdre ses fractions, en donnant parfois un gisement de gaz naturel. Le gisement peut également « fuir », et le pétrole migrer à nouveau, vers la surface ou un autre piège. Il doit y avoir un concours de circonstances favorables pour que naisse un gisement de pétrole, ce qui explique d'une part que seule une infime partie de la matière organique formée au cours des ères géologiques ait été transformée en énergie fossile et, d'autre part, que ces précieuses ressources soient réparties de manière très disparate dans le monde.

a) Accumulation de matière organique

En règle générale, la biosphère recycle la quasi-totalité des sous-produits et débris. Cependant, une petite minorité de la matière « morte » sédimente, c'est-à-dire qu'elle s'accumule par gravité et reste enfouie au sein de la matière minérale, et dès lors est coupée de la biosphère. Ce phénomène concerne des environnements particuliers, tels que les endroits confinés, surtout en milieu tropical et lors de périodes de réchauffement climatique intenses, où le volume de débris organiques excède la capacité de « recyclage » de l'écosystème local. C'est durant ces périodes que ces sédiments riches en matières organiques s'accumulent.

b) Maturation en hydrocarbures

Au fur et à mesure que des couches de sédiments se déposent au-dessus de cette strate riche en matières organiques, la « roche-mère », croît en température et en pression. Dans ces conditions, la matière organique se transforme en kérogène, un « extrait sec » disséminé dans la roche sous forme de petits grumeaux. Si la température devient suffisante (le seuil est au moins à 50°C, généralement plus selon la nature de la roche et du kérogène, et si le milieu est réducteur, le kérogène sera pyrolysé extrêmement lentement. Le kérogène produit du pétrole et/ou du « gaz naturel » qui sont des matières plus riches en hydrogène, selon sa composition et les conditions d'enfouissement. Si la pression devient suffisante, ces fluides s'échappent, ce qu'on appelle la *migration primaire*. En général, la « roche-mère » a plusieurs dizaines, voire centaines de millions d'années quand cette migration se produit.

c) Piégeage de ces hydrocarbures

Quant aux hydrocarbures expulsés, plus légers que l'eau, ils s'échappent en règle générale jusqu'à la surface de la Terre où ils sont oxydés, ou biodégradés, mais une quantité minime est piégée : elle se retrouve dans une zone perméable (généralement du sable, des carbonates ou des dolomites) qu'on appelle la « roche-réservoir », et ne peut s'échapper à cause d'une couche imperméable (composée d'argile, de schiste et de gypse), la « roche piège » formant ainsi une structure-piège. Il existe plusieurs types de pièges.

B. Caractéristiques des roches réservoirs :

L'évaluation des réservoirs pétroliers nécessite la connaissance de plusieurs paramètres pour mieux les estimer et les exploiter le cas échéant. Les volumes en place (porosités, saturations) et les propriétés de transport des fluides (perméabilité, tortuosité) (MONICARD, 1975). Ces

caractéristiques sont influencées par la composition des roches (minéralogie et contenance d'argiles) et les interactions liquide-solide aux interfaces (capillarité, affinité). Ces caractéristiques peuvent être estimées *in-situ* et en laboratoire.

1. Le terrain et la caractérisation des roches :

a) Le forage : (NGUYEN, 1993)

Le forage pétrolier est l'ensemble des opérations qui permet d'atteindre les réservoirs pétroliers. Tout forage se fait en plusieurs étapes. Un premier trou de grand diamètre 30" (~76 cm) depuis la surface jusqu'à quelques dizaines de mètres pour stabiliser le sol de départ, ce premier trou sera consolidé par un tubage (casing) de 26" et cimenté pour assurer la cohésion entre le terrain et le tube (tubage conducteur). Ce tube servira de guide pour le trépan suivant de diamètre 20" (~50cm), qui ira plus profond, sera à son tour tubé puis cimenté (tube de surface). Suivant la profondeur à atteindre jusqu'à 5 trous de diamètres de plus en plus petits peuvent être forés. Cette technique permet d'isoler les zones et donc se prévenir de toute contamination des nappes phréatiques de surface par exemple. Souvent le dernier trou est foré en diamètre 8,5" (~21cm), mais peut aussi être plus petit. Pour évaluer le potentiel du forage, les « *cuttings* » sont analysés en continu. Dans ce trou, non encore tubé, des outils sont descendus au bout de câbles électriques, pour permettre d'évaluer les possibilités des roches rencontrées (*wireline logging*). Les informations recueillies permettent de recalculer les données sismiques en temps réel par rapport à des données de profondeur, d'évaluer la hauteur de zone productive et d'évaluer sa porosité.

Il est aussi possible de prendre des carottes de terrain lors du forage par un trépan spécial. Cette possibilité existe aussi au bout du câble électrique pour des carottes latérales, ou grâce à des outils spéciaux pour récupérer du fluide là où on le veut. Si le puits est considéré comme valable pour la production, il reçoit un dernier tubage cimenté sur place. Puis on descend au bout du câble électrique un canon contenant des explosifs sur le principe de la charge creuse en face de la zone de production prévue et l'on perfore le tubage et le ciment pour mettre en relation la roche mère et le puits.

b) Diagraphie :

Le 5 septembre 1927, les premières mesures électriques ont été faites dans un sondage n° 2905 tour n° 7, au S-E de Dieffenbach-Les-Woerth. Une technique mise au point par Marcel et Conrad Schlumberger. C'était le nom de la diagraphie. Une diagraphie (*well log*) consiste à mesurer, à l'aide de différentes sondes, les caractéristiques des roches traversées lors d'un forage en fonction de la profondeur. D'une manière générale, on appelle diagraphie tout enregistrement d'une caractéristique d'une formation géologique traversée par un sondage en fonction de la profondeur. Une diagraphie instantanée enregistre les caractéristiques de la formation pendant le forage (*logging while drilling* soit *LWD*) tandis qu'une diagraphie différée détermine les caractéristiques de la formation après le forage, les outils et supports de forage ayant été retirés du puits. (site *slb.com*). Les outils de mesures sont alors connectés à un câble électrique (*wireline logging*) et descendus dans le sondage, la stabilité étant assurée par le fluide de forage.

En plus de la détermination de la nature des fluides en place, des saturations en eau, huile et gaz (ALLAUD et al, 1976), les diagraphies permettent de déterminer plusieurs paramètres

pétrophysiques fondamentaux tels que la densité des roches, leur porosité, leur minéralogie, les types d'argile, la présence de fractures, la nature des éléments radioactifs naturels, la distribution des tailles de pores, la perméabilité...

Les phénomènes physiques exploités sont nombreux (CLARK et al, 2002). Nous citerons les courants électriques, la propagation des ondes électromagnétiques, le ralentissement des neutrons, la radioactivité naturelle et artificielle, la spectroscopie gamma, l'absorption des neutrons thermiques, l'absorption photoélectrique, les ondes sismiques, les ondes soniques, la dispersion Compton et la résonance magnétique nucléaire (TITTMAN, 1986, TIAB et al, 2011).

La résonance magnétique nucléaire est notamment « potentiellement utilisée » pour déterminer les paramètres pétrophysiques suivants : la porosité, la saturation, la distribution des tailles de pore, la perméabilité et les viscosités des fluides. (COATES, 1994; SLIJKERMAN, 1998)

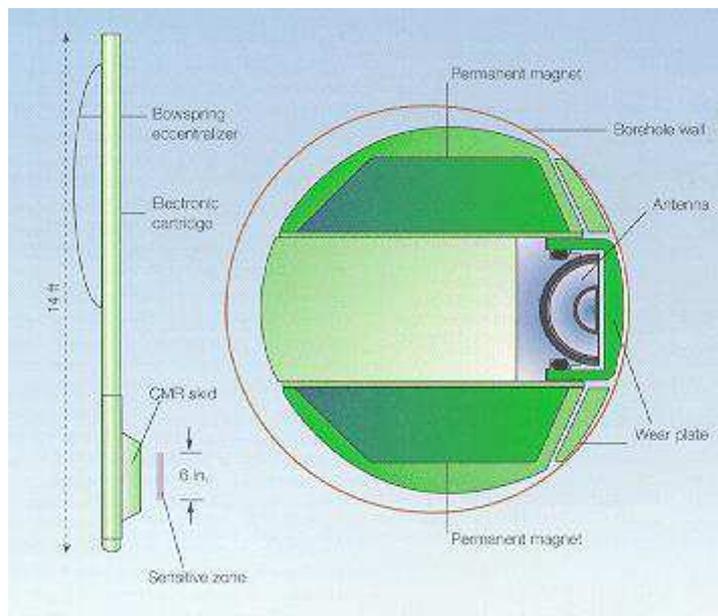


Figure II.1: L'Appareil CMR de Schlumberger qui permet d'effectuer des mesures RMN dans le puits.

c) La RMN dans l'industrie pétrolière, sur le terrain :

L'un des objectifs de la géophysique appliquée est de fournir des estimations détaillées et exactes de la perméabilité dans le puits. Cependant, aucune diagraphe pétrophysique développée jusqu'à présent ne mesure la perméabilité directement (NELSON, 1994).

Durant les années 90, la RMN (ABRAGAM, 1961 ; SLICHTER, 1996) est devenue un outil à succès pour l'examen des roches poreuses (HAMADA et al, 1999 ; AKKURT et al, 2001). Des applications routinières de la RMN incluent la caractérisation de la porosité et la distribution des tailles des pores, la détermination de la perméabilité, la détermination des types de fluides présents dans les pores et leur diffusivité et viscosité (KLEINBERG et al, 1996 ; KENYON, 1997; MORRISS et al, 1997 ; CHEN S. et al, 1998b ; COATES et al, 1999 ; ALLEN et al, 2000, HIRASAKI et al, 2005, 2006).

Nous résumons, dans la table II.1, l'histoire de la RMN et de ses applications dans l'industrie

pétrolière au XXe siècle. Pour la caractérisation des formations des roches, la *RMN* a été appliquée dès la fin des années 50 (BROWN et al, 1960). Les premières applications pour le puits utilisaient le champ magnétique terrestre alors qu'aujourd'hui, les champs magnétiques artificiels sont employés dans la majeure partie des applications.

La *RMN* est devenue une application de routine dans l'industrie pétrolière et particulièrement pour la caractérisation des roches siliciclastiques (le grès p. ex.) (EHRlich et al, 1991). Elle est incluse dans les appareils de mesures lors du forage (*logging-while-drilling* pour *LWD*) (MORRIS et al, 1993 ; KRUSPE et al, 2002 ; APPEL et al, 2002 ; PRAMMER et al, 2000). Elle consiste essentiellement en la mesure de la décroissance de l'aimantation nucléaire des protons des liquides saturant le milieu poreux après une excitation temporaire de radio fréquence. La mesure est généralement effectuée sur l'aimantation transversale (CARR et PURCELL 1954 ; MEIBOOM et GILL, 1958 ; KENYON et al, 1986, 1995 ; PRAMMER, 1994, 1995). On en déduit plus ou moins directement les caractéristiques générales du milieu (CHEN S. et al, 1998a, c). La porosité est, par exemple, déduite de l'amplitude initiale du signal de relaxation magnétique nucléaire (FID) qui est directement liée au nombre de protons libres du fluide. Si ce signal est multi-exponentiel, il peut être décomposé, par des programmes de résolution du problème inverse, suivant une distribution de temps de relaxation. D'autres paramètres pétrophysiques peuvent en être déduits (TIMUR, 1968, 1969 ; KLEINBERG *et al*, 1990, 1994 ; MILLER, 1990 ; VOGELLEY et al, 1992 ; STRALEY et al, 1997). Nous représentons sur le schéma de la figure II.3 un exemple de l'exploitation de mesure *RMN* en puits.

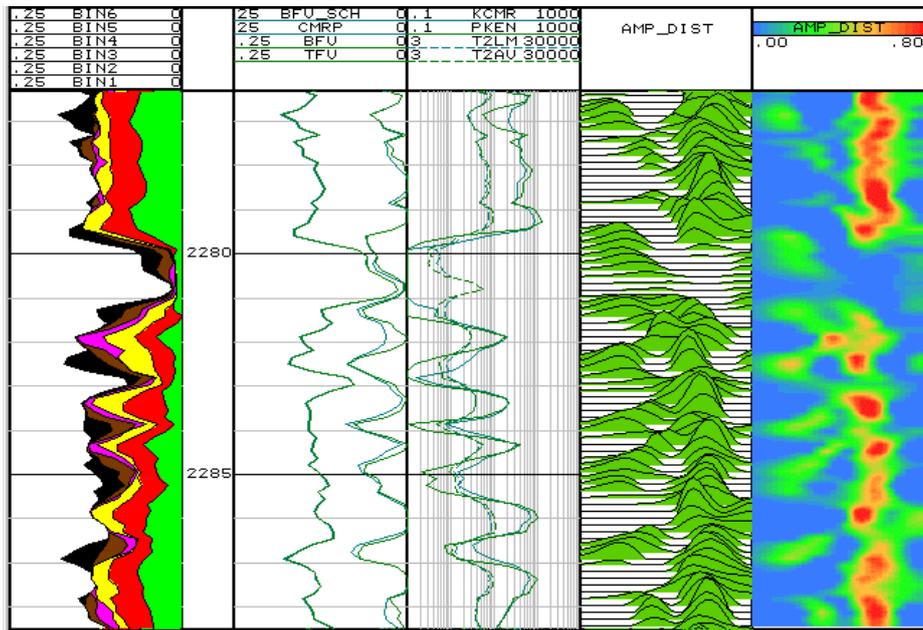


Figure II.2 : Exemple d'une diaggraphie RMN. La profondeur est indiquée sur la 2^e colonne. La 4^e colonne contient les perméabilités calculées et les moyennes des T_2 . La 3^e colonne représente les tailles des pores, en noir, les plus petits et en vert les plus larges. La 5^e colonne présente les distributions des T_2 en fonction de la profondeur. Représentation des lignes de niveau des T_2 . (Source : Petrolog.net)

1946	Premières mesures <i>RMN</i> de laboratoire par Purcell et Bloch
1947	N. Bloembergen invente la relaxation magnétique nucléaire et vérifie la loi de Stokes où T_2 et $T_1 \propto 1/\eta$
1950	Hahn développe l'expérience <i>RMN</i> pulsée dite à écho de spins
1956	Mesures <i>RMN</i> sur des empilements de sable
1960	Premier log <i>RMN</i> par <i>Chevron</i> utilisant le champ magnétique terrestre
1965	Seevers relie les données <i>RMN</i> à la perméabilité
1978	<i>Schlumberger</i> introduit <i>NML-C</i>
1990	<i>Numar</i> commercialise <i>MRIL</i> : premier outil à <i>RMN</i> pulsée – opération jointe avec <i>Baker Atlas</i>
1995	L'outil <i>CMR</i> commercialisé par <i>Schlumberger</i>
1996	Le service <i>MRIL</i> amélioré au <i>logging</i> de porosité totale
1998	Premier outil multi-fréquences, <i>MRIL-Prime</i> , introduit
2000	Présentation d'un outil expérimental <i>RMN LWD</i> par <i>Numar</i>
2002	Publication de la mesure à deux dimensions par HÜRLIMANN.

Table II.1 : Récapitulatif des grands moments de la RMN dans l'industrie pétrolière

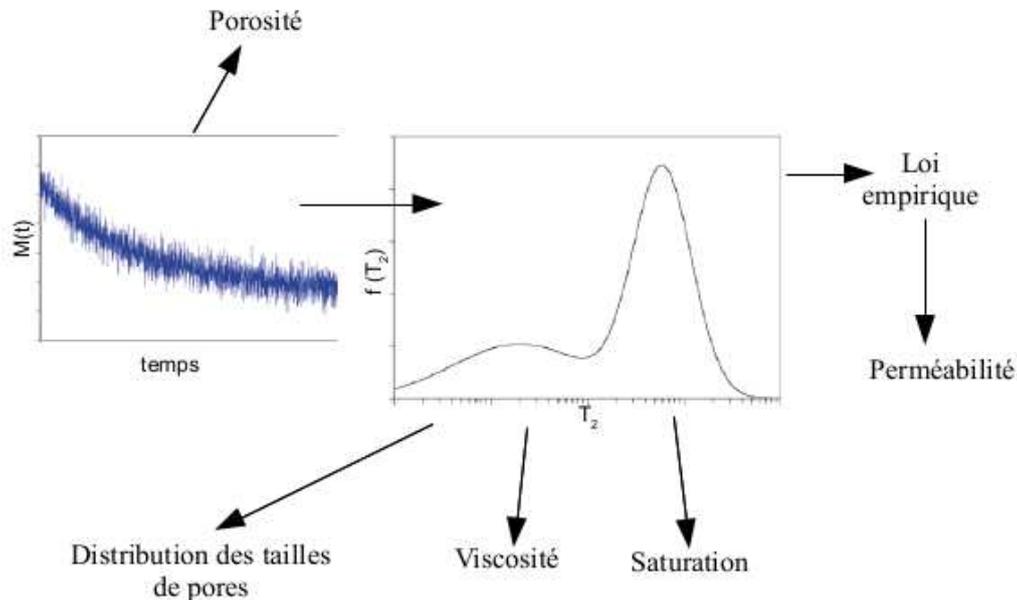


Figure II.3: Utilisation générale de la relaxation RMN dans le domaine pétrolier

Une nouvelle et puissante approche (HÜRLIMANN, 2002a, b) a été développée pour répondre aux environnements multi-fluides complexes. Cette méthode consiste à analyser les séries de données *RMN* en termes de distributions à deux dimensions des temps de relaxation et des coefficients de diffusion moléculaire. Elle permet de corréler les distributions des coefficients de diffusion de translation, qui peut être mesuré de différentes manières (STEJSKAL *et al*, 1965 ;

KARLICEK et al, 1980 ; COTTS et al, 1989 ; LATOUR et al, 1993 ; PRICE, 1997, 1998, 2009), aux distributions des temps de relaxation transversaux. Cette méthode est basée sur la séquence RMN appelée CPMG (CARR et PURCELL 1954 ; MEIBOOM et GILL, 1958) qui permet d'obtenir les distributions des temps de relaxation transverses T_2 . Cette nouvelle méthode permet d'obtenir le spectre illustré sur la figure II.4. Bien que cette méthode soit récente, la littérature au sujet de son utilisation et de ses améliorations est très répandue (HÜRLIMANN, 2002a-b, 2004 ; ANAND et al, 2005-2007 ; FLAUM et al, 2005, CHEN et al, 2004, 2006 ; AICHELE et al, 2007).

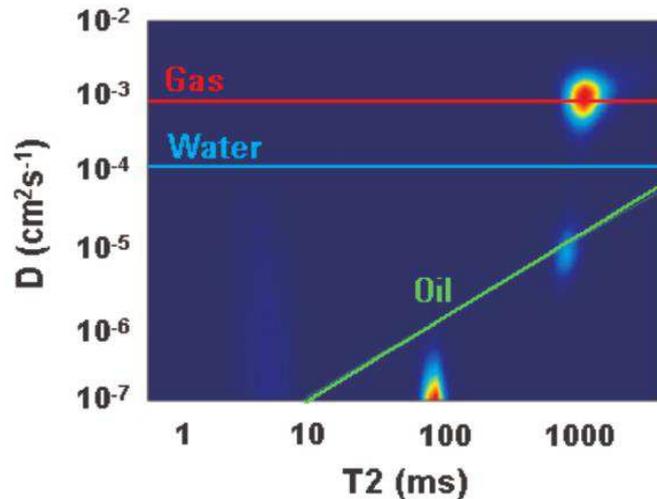


Figure II.4 : Spectre D - T_2 obtenu dans un puits de la mer du Nord utilisant l'appareil CMR de Schlumberger. (FREEDMAN et al, 2004)

2. L'analyse de la carotte au laboratoire :

Le passage d'un puits d'exploration à un puits de production nécessite le passage par l'analyse des carottes au laboratoire. Il existe plusieurs bancs de mesure qui permettent de mesurer les paramètres pétrophysiques des carottes extraites d'un puits et de leur contenu (SCHON, 1998).



Figure II.5: Carottes extraites et identifiées (source:Wikipédia)

Les mesures pétrophysiques sont effectuées sur des échantillons prélevés sur les carottes. Lorsqu'il y a nécessité de mesurer le volume poreux et le volume solide d'une carotte ou d'identifier les fluides saturant les pores, les mesures deviennent destructives ou invasives dans la mesure où l'état dans lequel était la carotte ne sera plus le même après la mesure.

Pour identifier et quantifier, par exemple, les fluides saturant le milieu poreux d'une carotte, la technique la plus utilisée et la plus simple à mettre en œuvre est celle qui est appelée « *Dean-Stark* » (DEAN et STARK, 1920). Cette méthode est basée sur l'extraction des fluides saturants. Des recherches sont faites pour remplacer cette méthode qui affecte la mouillabilité de l'échantillon de carotte et peut altérer les propriétés de son milieu poreux. La méthode de *Karl Fischer* peut être utilisée pour avoir une meilleure estimation de la saturation en eau. Qu'en est-il des huiles et des autres fluides ? L'utilisation de la tomodensitométrie ou *CT-scan* à rayons X (*CT* pour *computed tomography*) est une partie de l'alternative (WELLINGTON et al, 1987). L'autre partie de l'alternative est l'utilisation de la *RMN*. Celle-ci a l'avantage d'être une technique non-destructive et non-invasive. Elle fait partie maintenant des mesures de routine de la pétrophysique de laboratoire (KENYON, 1992 ; STRALEY et al, 1995). Comme dans le cas de la *RMN* du *LWD*, ses résultats sont reliés à d'autres paramètres tels que la porosité et la perméabilité (BANAVAR et al, 1987 ; MILLER et al, 1990 ; DUNN et al, 1994, 2002 ; CHEN S. et al, 1997). D'autres paramètres, comme la pression capillaire, sont reliés également à cette méthode (BALDWIN et al, 1991).

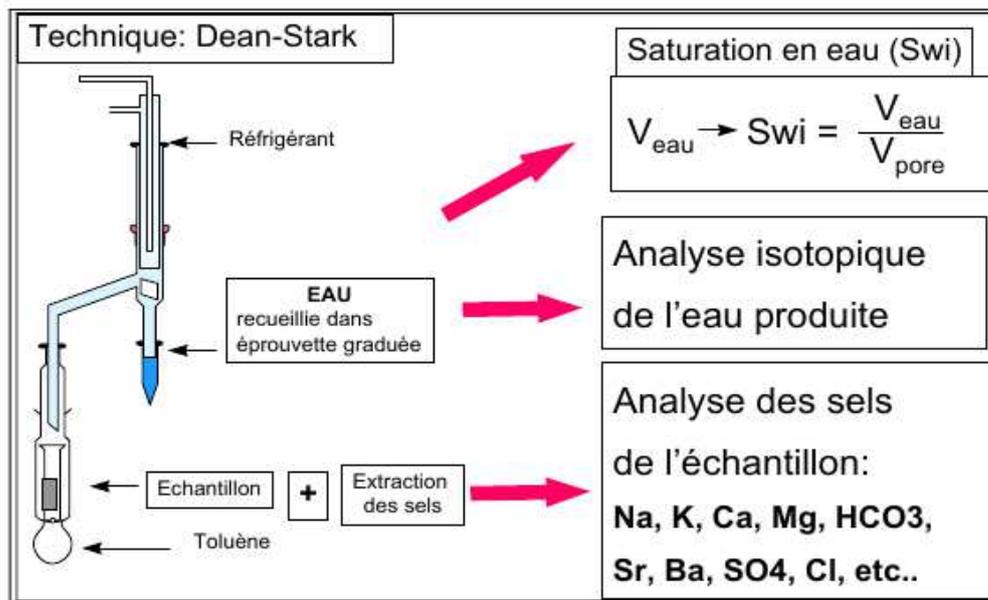


Figure II.6 : Schéma d'un appareil Dean-Stark et son utilisation.

La *RMN* de laboratoire n'est pas sans lien avec la *RMN* du puits (STRALEY et al, 1995). Elle est utilisée d'une part pour valider et calibrer celle-ci mais également pour développer la recherche dans cette méthode. Au laboratoire, c'est particulièrement la distribution du temps de relaxation transversale T_2 qui est exploitée en la reliant à la distribution de tailles des pores. La nouvelle approche appliquée à la diagraphie (HÜRLIMANN, 2002a) a été élaborée en laboratoire avant d'être testée et validée dans le puits. Une importante littérature étendue s'est attachée à étudier l'utilisation mais également les améliorations de cette nouvelle mesure *RMN* à deux dimensions.

Les applications de cette nouvelle méthode de laboratoire sont liées à l'interprétation des résultats du puits (HÜRLIMANN, 2002a, b ; FREEDMAN, 2004 ; HIRASAKI, 2007). Le spectre de corrélation $D-T_2$ permet de caractériser qualitativement les fluides saturant un milieu poreux comme illustré sur la figure II.7. Néanmoins, une caractérisation quantitative reste indispensable.

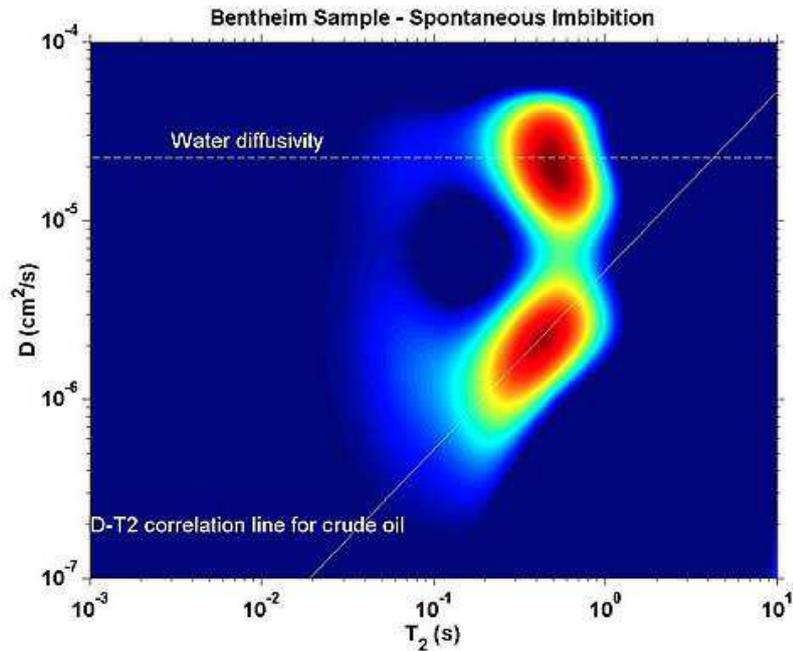


Figure II.7 : Spectre de corrélation D - T_2 d'un échantillon de roche saturé avec de la saumure et de l'huile brute. (HIRASAKI et al, 2007)

Il existe également d'autres mesures *RMN* à deux dimensions reliant deux paramètres telles que les temps des relaxations longitudinale et transversale T_1 - T_2 (ENGLISH et al, 1991 ; LEE et al, 1993 ; HÜRLIMANN, 2002b ; SONG et al, 2002 ; MCDONALD et KORB, 2005), les temps de relaxation transversale T_2 - T_2 (MONTEILHET et KORB, 2006 ; WASHBURN et al, 2006) et finalement les coefficients de diffusion D - D (CALLAGHAN et al, 2004).

3. Conclusion

Cette étude bibliographique n'est certainement pas exhaustive. Nous avons simplement voulu montrer les grandes tendances dans le domaine de l'utilisation de la *RMN* pour l'exploration pétrolière. Nous avons insisté plus particulièrement sur le renouveau suscité dans les années 2000 par les diagraphies *RMN* multidimensionnelles, notamment par l'acquisition en puits des spectres D - T_2 corrélant les distributions des coefficients de diffusion et des temps de relaxation transversales. Cependant les séquences utilisées pour éditer la diffusion restent basées sur des mesures très anciennes (ABRAGAM, 1961) de temps de relaxation transversales dans lesquelles on varie le temps inter-échos. Ceci suppose que l'on puisse séparer trois contributions distinctes dans l'acquisition des vitesses de relaxation transversales, à savoir les contributions propres au fluide, celles dépendant du rapport surface/volume de la roche et enfin celle dépendant des gradients inhomogènes internes au milieu poreux. Il faut savoir que seule cette dernière dépend de la diffusion. Il existe des techniques de mesures des coefficients de diffusion plus élaborées utilisant des gradients de champ pulsés qu'il est impossible, à l'heure actuelle, de descendre dans les puits. Nous détaillerons dans les chapitres suivants les principales applications de ces techniques pour la séparation des saturations et des dynamiques des différents fluides pétroliers confinés dans les roches.

C. Références:

- ABRAGAM, A. (1961), Principles of Magnetic Resonance. Clarendon Press.
- AICHELE, C.P., FLAUM, M., JIANG, T., HIRASAKI, G.J., Chapman, W.G. (2007), Water in oil emulsion droplet size characterization using a pulsed field gradient with diffusion editing (PFG-DE) NMR technique," JCIS 315, 607-619.
- AKKURT, R. and CHERRY, R. (2001), NMR Logging Applications, SPWLA, 42nd Annual Logging Symposium, Houston, Paper X, Texas, 113 pp.
- ALLAUD, L., MARTIN, M.(1976), Schlumberger, l'histoire d'une technique.
- ALLEN, D., FLAUM, C., RAMAKRISHNAN, T.S., BEDFORD, J., CASTELIJNS, K., FAIRHURST, D., GUBELIN, G., HEATON, N., MINH, C.C., NORVILLE, M.A., SEIM, M.R., PRITCHARD, T. and RAMAMOORTHY, R. (2000), Trends in NMR Logging, Oilfield Review 12, 2–19.
- ANAND V. and HIRASAKI G.J. (2005), Diffusional Coupling Between Micro and Macroporosity for NMR Relaxation In Sandstones and Grainstones, SPWLA 46th Annual Logging Symposium, New Orleans.
- ANAND V., HIRASAKI G.J., FLEURY, M. (2006), NMR Diffusional Coupling: Effect of Temperature and Clay Distribution, Society of Core Analysts Annual Meeting, Trondheim.
- ANAND V. and HIRASAKI G.J. (2007), "Paramagnetic relaxation in sandstones: Distinguishing T1 and T2 dependence on surface relaxation, internal gradients and dependence on echo spacing," Journal of Magnetic Resonance.
- APPEL, M., RADCLIFFE, N.J., AADIREDDY, P., BONNIE, R.J.M., and AKKURT, R. (2002), Nuclear Magnetic Resonance While Drilling in the U.K. Southern North Sea, SPE 77395, 12.
- BALDWIN, B.A., and YAMANASHI, W.S. (1991), Capillary-pressure determinations from NMR images of centrifuged core plugs, Berea sandstone: The Log Analyst, v. 32, no. 5, p. 550-556.
- BIJU-DUVAL, B. (1999), Géologie sédimentaire : bassins, environnements de dépôts, formation du pétrole, Éd. Technip.
- BLOCH, F. and RABI, I.I. (1945), Atoms in Variable Magnetic Fields, Rev. Modern Phys. 17, 237.
- BLOCH, F., HANSEN, W.W. and PACKARD M. (1946), Nuclear Induction, Phys. Rev. 69, 127
- BANAVAR, J.R. And SCHWARTZ, L.M. (1987), Magnetic resonance as a probe of permeability in porous media, Phys. Rev. Let, 58, 1411-1414.
- BLOEMBERGEN, N., PURCELL, E. M., POUND, R.V. (1948), Relaxation Effects in Nuclear Magnetic Resonance Absorption, Physical Review, vol. 73, Issue 7, pp. 679-712
- BROWN, R. and GAMSON, B. (1960), Nuclear Magnetism Logging, J. Petro. Technol. 12, 199–207.
- CALLAGHAN, P.T. And FURO, I (2004), Diffusion-diffusion correlation and exchange as a signature for local order and dynamics, J. Chem. Phys. 120, 4032

- CARR, H.Y. and PURCELL, E.M. (1954), Effects of Diffusion on Free Precession in Nuclear Magnetic Resonance Experiments. *Phys. Rev.* 94, 630–638.
- CHEN, J., HIRASAKI, G.J., FLAUM, M. (2004), Effects of OBM Invasion on Irreducible Water Saturation : Mechanisms and Modifications of NMR Interpretation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston.
- CHEN, J., HIRASAKI, G.J., FLAUM, M. (2006), NMR wettability indices: Effect of OBM on wettability and NMR responses, *J. Pet. Sci. & Eng.*, 52 161-171.
- CHEN, S. and GEORGI, D.T. (1997), Permeability from NMR Relaxation Data, Western Atlas Logging Service, Houston, Texas, 3 pp. (unpublished).
- CHEN, S., OSTROFF, G., and GEORGI, D.T. (1998a), Improving Estimation of NMR Log T2 Cutoff Values with Core NMR and Capillary Pressure Measurements, Society of Core Analysts Annual Conference and Exhibition, The Hague, Niederlande, SCA Paper 9822; 12 pp.
- CHEN, S., OLIMA, O., GAMIN, H., GEORGI, D.T., and MINETTO, J.C. (1998b), Estimation of Hydrocarbon Viscosity with Multiple TE Dual Wait-Time MRIL Logs, 1998 SPE Annual Tech. Conf. and Exhibition Proc., SPE 49009, 213–226.
- CHEN, S., ARRO, R., MINETTO, C., GEORGI, D.T., and LIU, C. (1998c), Methods for Estimating BVI and Swif from NMR Logs, Paper HH in SPWLA 39th Annual Symp. Trans., 10 pp.
- CLARK, B. and KLEINBERG, R. (2002), Physics in Oil Exploration, *Physics Today* 55, 48–53.
- COATES, G.R., GARDNER, J.S. and MILLER, D. L. (1994), Applying Pulsed Echo NMR to Shaly Sand Formation Evaluation. Paper presented at SPWLA Convention, Oklahoma.
- COATES, G.R., XIAO, L., and PRAMMER, M.G. (1999), NMR Logging: Principles and Applications.
- COSSÉ, R. (1988), le gisement, Technip.
- COTTS, R.M., HOCH, M.J.R., SUN, T., MARKER, J.T. (1989), Pulsed field gradient stimulated echo methods improved for NMR diffusion measurement in heterogeneous systems. *J Magn Reson* 83 : 252-266
- DARCY, H., Les fontaines publiques de la Ville de Dijon (V. DALMONT, Paris 1856).
- DEAN, E.W. And STARK, D.D. (1920). "A Convenient Method for the Determination of Water in Petroleum and Other Organic Emulsions". *Industrial & Engineering Chemistry* 12 (5): 486–490.
- DUNN, K.J., LATORRACA G.A., WARNER J.L., BERGMAN D.J. (1994). On the Calculation and InterPretation of NMR Relaxation. Paper SPE28367 Presented at the 1994 Annual Technical Conference
- DUNN, K.J., Nuclear magnetic resonance petrophysical and logging application : Elsevier science Ltd. 2002, 43 – 164
- EHRlich, R., CRABTREE, S.J., HORKOWITZ, K.O., and HORKOWITZ, J.P. (1991), Petrography and Reservoir Physics I: Objective Classification of Reservoir Porosity, AAPG Bull. 75, 1547–1562.

- ENGLISH, A.E., WHITTALL, K.P., JOY, M.L.G. and R. M. HENKELMAN, R.M. (1991), Quantitative two-dimensional time correlation relaxometry, *Magn.Reson. Med.*, vol. 22, pp. 425–434.
- FLAUM, M., CHEN, J., and HIRASAKI, G.J. (2005), NMR Diffusion Editing For D-T2 Maps: Application To Recognition of Wettability Change, *Petrophysics*.
- FREEDMAN, R. and HEATON, N. (2004), Fluid Characterization using Nuclear Magnetic Resonance Logging, *Petrophysics*, Vol. 45, No. 3, 241–250
- GIGUET, P. (1864), Herodote, *Histoires*, Hachette,
- HAHN, E.L. (1950) Spin echoes. *Phys. Rev.* 80 :580-94.
- HAMADA, G.M., AL-BEHED, M.N.J., and AL-AWAD, M.N.J. (1999), NMR Logs Find Reserves By-passed by Conventional Analysis, *Oil and Gas J.* 97, 75–80.
- HIDAJAT, I., MOHANTY, K.K., FLAUM, M., and HIRASAKI, G.J. (2004), Study of Vuggy Carbonates Using NMR and X-Ray CT Scanning, *SPE RE&E*, 365-377.
- HIRASAKI, G.J., and MOHANTY, K.K. (2005), Fluid-Rock Characterization for NMR Well Logging and Special Core Analysis, first annual report to U.S. DOE.
- HIRASAKI, G. J. (2006), NMR Applications in Petroleum Reservoir Studies, in *NMR Imaging in Chemical Engineering*, 321-340.
- HIRASAKI, G.J., MOHANTY, K.K. (2007), Fluid-Rock Characterization for NMR Well Logging and Special Core Analysis, 3rd annual and final report.
- HÜRLIMANN, M.D., VENKATARAMANAN, L., FLAUM, C., SPEIER, P., KARMONIK, C., FREEDMAN, R., and HEATON, N., (2002a), Diffusion-editing: New NMR measurements of saturation and pore geometry, 43rd Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts.
- HÜRLIMANN M. D. and VENKATARAMANAN L. (2002b), “Quantitative measurement of two-dimensional distribution functions of diffusion and relaxation in grossly inhomogeneous fields,” *J. Magn. Reson.*, vol. 157, pp. 31–42
- HÜRLIMANN M. D. (2004), Diffusion-Relaxation Distribution Functions of Miscible Fluids Measured in Grossly Inhomogeneous Fields, *Appl. Magn. Reson.* 25, 651-660
- IACU, C. et MUNTELE, I. (2007), Géohistoire du pétrole roumain.
- KARLICEK, R.F., LOWE, I.J. (1980), Modified pulsed gradient technique for measuring diffusion in the presence of large background gradients. *J. Magn. Reson.*, 37, pp. 75–91
- KENYON, W. E., DAY, P. I., STRALEY, C., and WILLEMSSEN, J. F. (1986), A Three-part Study of NMR Longitudinal Relaxation Studies of Water Saturated Sandstones, *SPE Formation Evaluation*, September, 1986, 662–636 (also published as SPE 15643).
- KENYON, W.E. (1992), Nuclear Magnetic Resonance as a Petrophysical Measurement, *Nuclear Geophys.* 6, 153–171.
- KENYON, W.E., KLEINBERG, R., STRALEY, C., GUBLIN, G., and MORRISS, C. (1995),

- Nuclear Magnetic Resonance Imaging-Technology from the 21st Century, *Oilfield Rev.* 7, 19–33.
- KENYON, W.E. (1997), *Petrophysical Principles of Applications of NMR Logging*, *The Log Analyst* 38, 21-43.
- KLEINBERG, R.L. and HORSFIELD, M.A. (1990), Transverse relaxation processes in porous sedimentary rock, *J. Magn. Reson.*, 88, 9-19
- KLEINBERG, R.L. (1994), Pore size distribution, Pore coupling and transverse relaxation spectra of porous rocks. *Magn. Reson. Imag.*, 12, 271-274.
- KLEINBERG, R.L. and VINEGAR, H.J. (1996), *NMR Properties of Reservoir Fluid*, *The Log Analyst* 37, 20–33.
- KRUSPE, T., THERN, H.F., and KIESL, C. (2002), Bohrlochmeßgeraete fuer magnetische Kernspinresonanz-messung und ihre Anwendung waehrend des Bohrens, *Mitteilungen der Deutschen Geophysikalischen Gesellschaft, Sonderband I/2002*, 17–31.
- LATOUR, L.L., LI, L., SOTAK, C.H. (1993). Improved PFG stimulated-echo method for the measurement of diffusion in inhomogeneous fields. *J Magn Reson* 101 :72–77.
- LEE, J. H., LABADIE, C., Springer, C. S. and G. S. Harbison, *J. Am. Chem. Soc.* 115, 7761 (1993).
- MCDONALD, P. J., KORB, J. P., MITCHELL, J. and MONTEILHET. L. (2005), Surface relaxation and chemical exchange in hydrating cement pastes: a two-dimensional NMR relaxation study. *Phys. Rev. E* 72, 011409.
- MEIBOOM, S. and GILL, D. (1958), Modified spin echo method for measuring nuclear relaxation times, *Rev. Sci. Instr.* 29 :688-91
- MILLER, M. N., PALTIEL, Z., GILLEN, M. E., GRANOT, J., and BOUTON, J. C. (1990), Spin echo magnetic resonance logging: porosity and free fluid index determination, paper SPE-20561, in *Annual Technical Conference and Exhibition*.
- MONICARD, R. (1975), *Caractérisation des roches réservoirs*, Editions Technip.
- MONTEILHET, L., KORB, J.-P., MITCHELL, J., MCDONNALD, P.J. (2006), Observation of exchange of micropore water in cement pastes by two-dimensional T₂ -T₂ nuclearmagnetic resonance relaxometry, *Phys. Rev. E*, 74, 061404.
- MORRIS & GOSCINNY 1962, *Lucky Luke, A l'ombre des derricks*, Dupuis.
- MORRISS, C.E., MACINNIS, J., FREEDMAN, R., SMAARDYK, J., STRALEY, C., KENYON, W.E., VINEGAR, N.J. and T UTUNJIAN, P.N. (1993), *Field Test of an Experimental Pulsed Nuclear Magnetism Tool*, 34th Annual Logging Symp. Trans., Society of Professional Well Log Analysts, Paper GGG.
- MORRISS, C.E., FREEDMAN, R., STRALEY, C., JOHNSTON, M., VINEGAR, N.J., and TUTUNJIAN, P.N. (1997), *Hydrocarbon Saturation and Viscosity Estimation from NMR Logging in the Belridge Diatomit*, *The Log Analyst* 38, 44–59.
- NELSON, P. H. (1994), *Permeability-porosity Relationships in Sedimentary Rocks*, *The Log Analyst* 35, 38–62.

- NGUYEN, J.P. (1993), Le forage , Technip.
- PLA, N. (2008), La Mésopotamie vue par les Grecs et les Romains : entre fantasme et réalité.
- PRAMMER, M.G. (1994). NMR Pore Size Distributions and Permeability at the Well Site. Paper SPE28368 Pres-ented at the 1994 Annual Technical Conference
- PRAMMER, M.G. (1995). Principles of signal processing-NMR data and T2 distributions , SPWLA 36th Annual Symposium.
- PRAMMER, M.G., GOODMAN, G.D., MENGER, S.K., MORYS, M., and ZANNONI, S. (2000), Field Test of an Experimental NMR LWD Device, 41th Annual Logging Symp. Trans., SPWLA, Paper EEE.
- PRICE, W.S. (1997), Pulsed-field gradient nuclear magnetic resonance as a tool for studying translational diffusion: Part I. Basic theory, Concepts in magnetic resonance 9 (5), 299-336.
- PRICE, W.S. (1998), Pulsed-field gradient nuclear magnetic resonance as a tool for studying translational diffusion: Part II. Experimental aspects, Concepts in Magnetic Resonance 10 (4), 197-237
- PRICE, W.S. (2009), NMR Studies of Translational Motion, Cambridge University Press.
- PURCELL, E., TORREY, H.C., and POUND, R.V. (1946), Resonance Absorption by Nuclear Magnetic Moments in a Solid, Phys. Rev. 69, 37.
- SCHON, J. H. (1998), Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics.
- SHEN KUO 北宋科学家, 著有《梦溪笔谈》
- Site *slb.com* : <http://www.glossary.oilfield.slb.com>
- SEEVERS, D.O. (1966), A Nuclear Magnetic Method for Determining the Permeability of Sandstone, 7th Annual Logging Symp. Trans., Society of Professional Well Log Analysts, Paper L.
- SLICHTER, C.P. (1996), Principles of Magnetic Resonance (3rd edition), Springer.
- SLIJKERMAN, W F. and HOFMAN, J.P. (1998), Determination of Surface Relaxivity from NMR Diffusion Measurements. Magnetic Resonance Imaging 16: 541–544.
- SONG, Y.-Q., VENKATARAMANAN, L., HÜRLIMANN, M.D., FLAUM, M., FRULLA, P., STRALEY , C. (2002), T_1 - T_2 Correlation Spectra Obtained Using a Fast Two-Dimensional Laplace Inversion, J. Magn. Reson. 154 261–268.
- STRALEY, C., MORRISS, C.E., KENYON, W.E., and HOWARD, J.J. (1995), NMR in Partially Saturated Rocks : Laboratory Insights on Free Fluid Index and Comparison with Borehole Logs, The Log Analyst 36, 40–56.
- STRALEY, C., ROSSINI, D., VINEGAR, H., TUTUNJIAN, P., and MORRISS , C. (1997), Core Analysis by Low-Field NMR, The Log Analyst 38, 84–94.
- TIAB, D., DONALDSON, E.C. (2011) Petrophysics Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. (3rd ed.). Oxford : Gulf Professional Pub.
- TIMUR, A. (1968), An Investigation of Permeability, Porosity And Residual Water Saturation

- Relationships, Annual Logging Symp. Tans. SPWLA, Paper K.
- TIMUR, A. (1969), Pulsed Nuclear Magnetic Resonance Studies of Porosity, Moveable Fluid and Permeability of Sandstones, *J. Petroleum Tech.* 21, 775–786.
- TITTMAN, J. (1986), Geophysical well logging, methods of experimental physics, V 24
- TOTTEN, G.E. (2004), A timeline of highlights from the histories of ASTM committee D02 and the petroleum industry.
- TRACY, W. (1989), Babylon a Rebirth, *Saudiaramcoworld*.
- UDERZO, A. (1981), *L'odyssée d'Astérix*.
- VERNE, J. *Voyage au centre de la terre*.
- VOGELEY, J.R. And MOSES, C.O. (1992), H1 NMR relaxation and rock permeability, *Geochimica and Cosmochimica Acta*, 56, 2947-2953.
- WASHBURN, K.E. And CALLAGHAN, P.T. (2006), Tracking Pore to Pore Exchange Using Relaxation Exchange Spectroscopy, *Phys. Rev. Let.* 97, 175502
- WELLINGTON, S. L., and VINEGAR, H. J. (1987), X-ray computerized tomography: *Journal of Petroleum Technology*, v. 38, No. 3, p. 885-898.