

Ce numéro de Géochronique ne comporte pas l'habituel dossier. Nous avons choisi de consacrer, chaque année, le numéro de septembre à quelques articles d'actualité ou faisant le point sur une question. Ces pages sont ouvertes aux lecteurs de Géochronique.

Le comité de rédaction

Des hydrocarbures pour l'avenir

Les hydrocarbures n'appartenant pas au domaine des ressources renouvelables, à l'échelle humaine au moins, et leur répartition géographique étant extrêmement inégale, gouvernements et compagnies pétrolières s'intéressent beaucoup aux ressources dites non conventionnelles. Deux d'entre-elles sont traitées dans ce numéro, l'une déjà prouvée et en plein développement, le pétrole des grands fonds, l'autre encore très hypothétique, celle des hydrates de méthane.

À un terme moins lointain, les sables bitumeux, qui ne sont pas traités ici, font déjà l'objet de projets pilotes (Sincor au Venezuela). Plus tard encore, les schistes bitumeux pourront fournir un relais dans les décennies à venir.

Pétrole des grands fonds marins

1. Historique

Le premier forage pétrolier a été exécuté en Basse Californie par 4 000 m d'eau. Plus tard, la société PANAM fore Torscove en 1966, à 300 km au large de Terre-Neuve par 710 m d'eau, sans résultat. L'arrivée de la nouvelle théorie des plaques a conduit à la réalisation d'au moins 1 100 sondages de vérification. Au début, à partir de 1964, la campagne Joides couvre de nombreux océans sans toutefois disposer de navires équipés contre une explosion de gaz. À partir de 1968, DSDP, puis IPOD en 1975 et ODP en 1985, prennent le relais dans de bonnes conditions techniques.

De nombreuses campagnes océanographiques, fondées sur des études bathymétriques et sismiques, font progresser la connaissance des fonds marins. En France, le CNEXO (devenu plus tard IFREMER), l'IFP et les sociétés pétrolières participent activement à ces travaux, souvent en liaison avec des instituts américains.

À vrai dire, on doute de l'existence de systèmes pétroliers au bord des plaines abyssales. Sur les talus, des dépôts turbiditiques sont connus et identifiés, mais la possibilité de pièges structuraux reste aléatoire. D'autre part, existe-t-il des roches mères dans des milieux aussi « ouverts » ? Si oui, sont-elles mûres ?

Dans les pays riverains du golfe de Guinée, au Nigeria, au Gabon, au Congo et en Angola, des gisements d'huile étaient exploités depuis des décennies, mais leur taille restait bien souvent modeste.

L'exploration avait progressé jusqu'au bord du plateau continental, suivant une logique de continuité, à l'origine d'un certain nombre de découvertes. Une situation analogue régnait de l'autre côté de l'Atlantique, au Brésil et aux États-Unis, face au golfe du Mexique. Dans le domaine technologique, la production se faisait toujours par l'intermédiaire de plateformes posées sur le fond, ce qui limitait la profondeur d'exploitation. Par contre, le forage à positionnement dynamique (système permettant à un navire de rester en station sans moyen d'ancrage), qui venait d'être mis au point, permettait au moins d'explorer le grand large, d'autant plus que la sismique offrait généralement une bonne qualité.

La crise pétrolière des années 70 créa un déclic. Sur le talus continental du Labrador, Total découvre, de 1976 à 1980, quelques accumulations de gaz dont une de 65 Gm³. Par contre, deux puits sont exécutés sans succès en Méditerranée occidentale, au début des années 80, par 1 714 m et 1 246 m d'eau, à l'aide d'une plateforme semi-submersible.

Au cours des années 80, le Brésil se lance dans l'aventure des grands fonds, d'autant plus que la généralisation de la sismique 3D augmente les chances de succès. Quelques découvertes majeures sont réalisées dans le bassin de Campos, aux

environs de l'isobathe 200 et au-delà, sur le talus. On reste encore dans des conditions classiques de système pétrolier : roches-mères d'âge crétacé inférieur situées dans un rift et réservoirs turbiditiques allant de l'Albien au Miocène. La taille moyenne des gisements (huile) dépasse 100 Mm³ récupérables et certains champs comme Albacora (1984) et Marlim (1985) atteignent 400-500 Mm³ d'huile récupérable.

Dans les années 1990, les sociétés s'attaquent à l'ultra-grands fonds (>1 500 m) : l'exploration montre des possibilités, le prix du brut le permet et, surtout, la technologie ouvre de nouvelles perspectives. Les structures de production deviennent flottantes, les installations sous-marines autonomes et robotisées (têtes de puits, vannes...). Cette révolution technologique ouvre la porte au reste du talus et aux plaines abyssales.

En Amérique, le golfe du Mexique fait lui aussi l'objet de recherches sur les anticlinaux faillés de pied de talus. Trente gisements à huile (taille moyenne 22 Mm³) étaient en production à la fin de 1999. Deux géants dépassent les 300 Mm³ récupérables.

Au Nigeria, ancienne province pétrolière, les sociétés explorent le cône du Niger à partir de 1995. Un an plus tard, le géant Bonga est découvert (190 Mm³ de réserves).

Pour sa part, le groupe Total-Fina-Elf fait le pari économique d'une intervention au large de l'Angola, même si la méthodologie nécessite encore quelques perfectionnements. Elle y dispose d'un certain nombre de permis, par 1 000 à 1 500 m d'eau, en particulier celui du bloc 17 où elle détient 40 % d'intérêt.

Le système pétrolier abordé présente une physionomie différente de celle de Campos : réservoirs de sables turbiditiques oligo-miocènes peu compactés,