

L'EXPLORATION PÉTROLIÈRE

L'« offshore » à la rescousse

Plus de 93% des réserves mondiales de pétrole sont identifiées dans le domaine continental (onshore). Depuis les années 1990, leur niveau n'a pratiquement pas évolué. Il s'est stabilisé autour de 143 milliards de tonnes récupérables.

Cette stagnation est symptomatique de leur début de déclin, déjà amorcé dès les années 1990 dans certains pays de l'OCDE, et qui pourrait être plus marqué d'ici à l'horizon 2010 et, pour cause, une demande de plus en plus accrue et la taille de moins en moins conséquente des nouveaux volumes. L'onshore aurait livré tous ses géants. Comme le gibier, le pétrole facile devient de plus en plus rare là où les recherches en ont déjà prouvé l'essentiel. Fait notable, 70% des nouvelles réserves des deux dernières décennies proviennent des révisions d'évaluation d'anciens gisements et leurs extensions (84% au Etats-Unis) et seulement 24% sont le fruit de l'exploration pure ou wildcat (6% aux Etats-Unis). Mais ces réserves additives, dans leur ensemble, sont loin de compenser les quantités consommées annuellement

Par

D Mohamed-Said Beghoui *

DURANT la dernière décennie, par exemple, les réserves mondiales n'ont « grossi » que d'un « infime » apport de 7 milliards de tonnes pendant que la consommation a cumulé 40 milliards de tonnes pour la même période.

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), les besoins mondiaux en pétrole seront de quelque 117,4 mbj à l'horizon 2020 (soit une croissance annuelle de 2,1%). Où et comment régénérer de nouvelles réserves ?

Souvent, on croit trop que l'accès à des nouvelles réserves passe par l'introduction de nouvelles technologies de forage (horizontal), des sismiques (3D) et autres de récupération assistée. Mais il n'en est rien quand il s'agit de vouloir découvrir gros. Ces technologies ont déjà permis de réévaluer à la hausse d'anciens gisements et d'appréhender avec plus de précisions leurs extensions ou satellites mais les quantités additives y afférentes ne peuvent dépasser 15 à 20% du volume initial. En exploration, ces mêmes techniques n'ont pu générer que 24% des réserves totales durant les deux dernières décennies. Quant à l'amélioration du taux de récupération, là aussi, il ne faut pas trop se leurrer. A titre indicatif, pour un gisement de 100 millions de tonnes en place, on ne peut, habituellement, en extraire que 25 millions par éruptivité naturelle. Pour les 75 millions de tonnes « rebelles », l'application d'un taux de récupération amélioré de 35% permet de produire un excédent de 26 millions de tonnes mais les coûts opératoires pourraient être excessifs au vu des volumes additifs acquis.

Les tentatives d'augmentation des réserves par « essorage » des gisements déjà identifiés ou exploités témoignent de la conviction partagée que les échecs, sinon la non-rentabilité des projets, placent sur l'investissement de recherche dans les zones classiques et matures.

Celles-ci, déjà dans la cagnotte du métier aujourd'hui, ne peuvent plus rassasier le niveau d'appétit de l'industrie pétrolière des décennies à venir. Le pétrole y restant à découvrir est associé à de petits gisements dont les réserves ne sont plus exploitables à 18 ou 20 dollars

le baril. Les gros volumes sont à chercher loin de... la maison. Selon des modèles statistiques (dont nous citons celui de Montadent, 1992), les ressources restantes seraient de l'ordre de 400 milliards de barils récupérables (57 milliards de tonnes).

Découverte de 75% des réserves mondiales

Tout récemment, une étude plus approfondie et plus optimiste celle-ci, réalisée par l'USGS (United States Geological Survey) durant l'année 2000, estime ces ressources à quelque 3 « trillions » de barils en place (102 milliards de tonnes récupérables).

La confrontation de ces analyses situe les ressources restant à identifier entre 50 et 100 milliards de tonnes. Pour se fixer, prenons une moyenne de 70 milliards de tonnes récupérables comme ressources à découvrir, soit la moitié des réserves prouvées actuelles.

A en croire ces chiffres, l'homme aura ainsi déjà identifié plus de 75% du pétrole conventionnel que recèle la planète et il lui reste à identifier ces quelque 70 milliards de tonnes récupérables (près de 500 milliards de barils). C'est juste pour satisfaire la demande d'une dizaine d'années. Le monde vit avec les réserves déjà identifiées.

Un sondage effectué par Robertson Research International (RRI) en 1999 auprès d'une centaine de grandes compagnies pétrolières révèle que les opportunités d'exploration pour l'essentiel du pétrole restant à découvrir se situent dans une douzaine de pays considérés comme top 10 selon le classement suivant : le Brésil, l'Australie, le Royaume-Uni et l'Iran, l'Indonésie, la Libye, l'Algérie et l'Iraq, l'Angola, l'Argentine, l'Egypte et le Gabon et, enfin, le Venezuela.

Cependant, ce classement ne se base pas sur le seul potentiel pétrolier, il tient également compte de la rentabilité économique des investissements et des risques d'instabilité politique et d'insécurité. Cette liste, qui ne contient que 6 membres de l'OPEP et aucun pays du Moyen-Orient, laisse entendre que dans ces pays, l'essentiel du pétrole et du gaz serait déjà identifié et toute perspective de nouvelles réserves ne peut provenir que des réévaluations

de gisements déjà connus. Il est clair que la recherche onshore consiste à explorer les zones d'appoint et de nouveaux territoires supposés à haut risque géologique comme se fut le cas du bassin algérien de Berkine, en Algérie. Il y a à peine une vingtaine d'années, ce bassin allait être fermement abandonné pour sa froideur géologique, croyait-on.

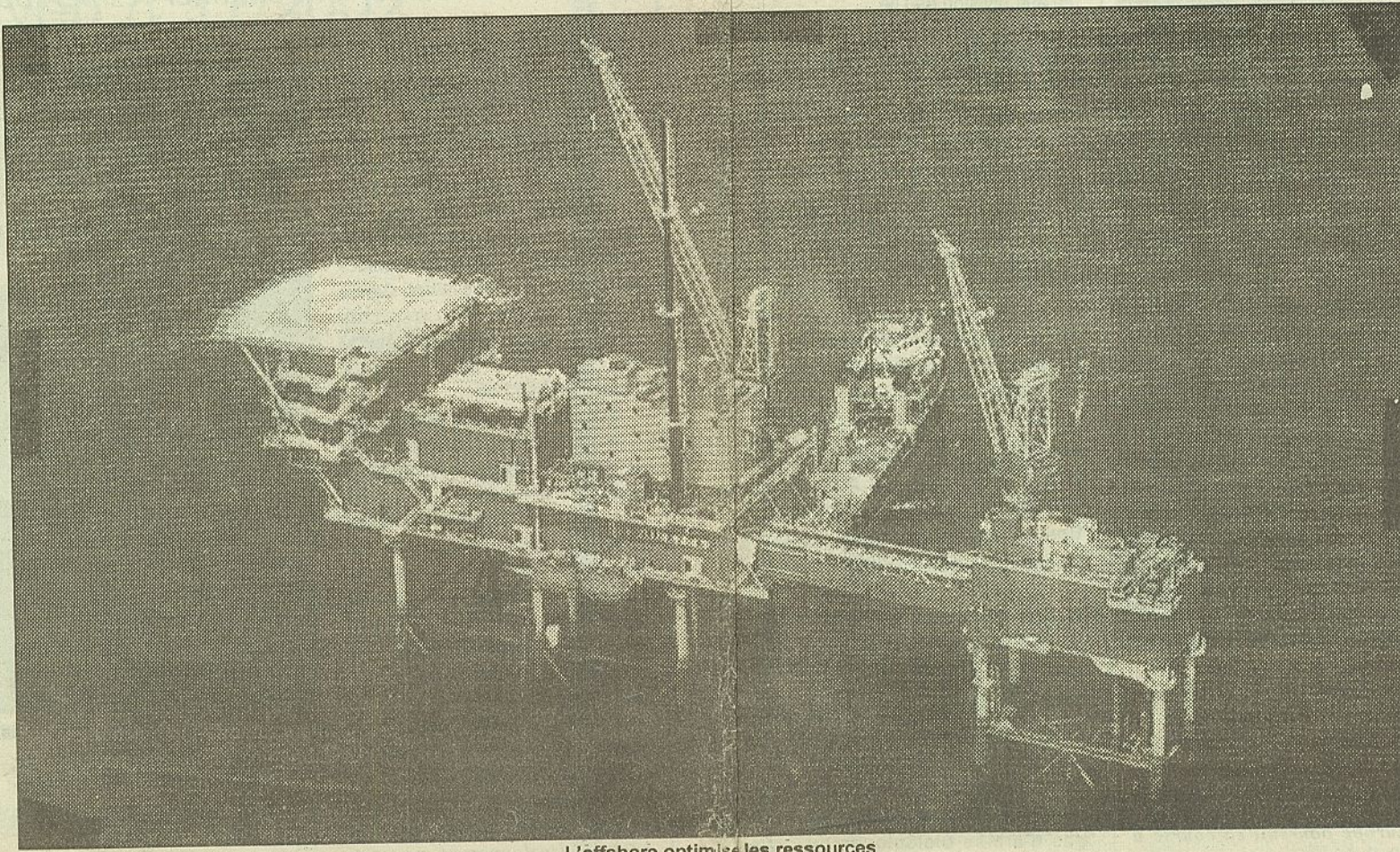
Les nouvelles technologies du partenariat durant les années 1990 l'ont rendu l'un des plus prolifiques du monde. On a failli omettre, à jamais, d'énormes volumes pétroliers que recèle la planète et ça pourrait être également le cas partout ailleurs dans le monde.

Le pétrole onshore restant à découvrir ne saurait être trop en dehors de ce top 10. L'activité onshore est assez vieille pour qu'une région potentielle puisse passer inaperçue un siècle durant. Si la liste contient des pays à faible tradition pétrolière onshore (Royaume-Uni, Australie, Argentine, Brésil...) c'est que l'offshore y est l'unique opportunité et peut-être aussi l'opportunité mondiale pour les années à venir.

Aujourd'hui, en exploration, les grandes compagnies ont tendance à délaisser les territoires matures onshore pour investir dans les zones frontières et en particulier les domaines offshore ou les fonds marins. Il fut un temps où plus de la moitié des réserves offshore mondiales (110 milliards de barils équivalent-pétrole-bep) étaient situées en Europe (mer du Nord, mer Caspienne, etc.).

Aujourd'hui, et selon des études spécialisées, avec le vieillissement de gisements et la maturité avancée de l'offshore nord-ouest européen, le Vieux Continent ne contrôle plus que 13% de ce type de réserves dont seulement 4% dans le deep water de la mer du Nord. Ici, l'investissement dans le développement des derniers gisements est l'une des premières priorités de l'heure, pour compenser le déclin de la production.

Côté anglais, si, dans les années 1990, une cinquantaine de gisements assuraient 90% de la production, ces mêmes gisements n'en assurent aujourd'hui que 40%. A ce rythme, la production chutera de 2,5 millions barils-jour à moins de 600 000 bj vers l'année 2007. Côté norvégien, les gisements,



L'offshore optimise les ressources

développés une dizaine d'années après ceux britanniques, sont relativement encore performants, mais là aussi, les 500 000 barils-jour des années 1990 ne sont plus que des 200 à 225 000 bj actuellement.

Dans les années 1990, la mer du Nord comptait quelque 186 gisements totalisant 26 milliards de bep, soit une moyenne de 140 millions de bep par gisement. Aujourd'hui, même si le nombre de « gisements-prospects » est estimé à plus de 300, les réserves à développer ne dépassent pas, quant à elles, 15 milliards de bep, soit une moyenne de 46 millions de bep par gisement, ce qui pourrait être la limite de commercialité dans certains cas.

La mer du Nord

Britanniques et Norvégiens se lancent ainsi dans le plan de développement de ces 15 milliards de bep d'ici à 2005 en profitant d'un niveau d'investissement d'environ 25 milliards de dollars dans chaque secteur. L'exploration en mer du Nord semble buter contre un manque notable d'appareils de forage mais aussi contre la maturité avancée de cet offshore qui ne pourrait offrir plus que des volumes résiduels. L'avenir de l'exploration marine est pointé vers des horizons peut-être plus contraignants sur le plan géopolitique, mais vraisemblablement plus prolifiques sur le pétrolier. Les feux des projecteurs de la stratégie d'exploitation marine des grandes compagnies sont braqués sur ce qu'on appelle aujourd'hui le triangle d'or de l'offshore mondial, dont l'Afrique de l'Ouest, le golfe du Mexique et le Brésil en constituent les sommets autour desquels gravitent déjà une trentaine de sociétés comme BP Amoco, Chevron-Texaco, TotalFinalElf, Shell, ExxonMobil et Petro-

bras. Ces six groupes contrôlent à eux seuls plus de 70% des réserves offshore de la planète où quelque 220 gros gisements sont déjà recensés. Pour l'heure, l'Afrique de l'Ouest, et notamment l'Angola et le Nigeria, constitue le sommet le plus brillant du triangle par son taux de succès le plus élevé (52%) et la taille des gisements identifiés. La première grande découverte enregistrée dans l'offshore angolais remonte au lendemain de l'indépendance de ce pays, en 1975, avec la mise en évidence d'un gisement de plus de 2 milliards de barils récupérables. L'offshore angolais connaît actuellement un important flux d'investisseurs potentiels comme Agip, BP Amoco, Shell, Chevron et TotalFinalElf. Cette dernière y produit plus de 600 000 bj, soit 30% de sa production globale.

Toutefois, le bassin angolais de Kwanza, où les blocs sont des plus chers au monde, n'est pas l'abri de déceptions exploratoires. La compagnie BP Amoco y a déjà essuyé son premier puits sec en 2001. Il s'agit de son premier ultradeep water foré dans le bloc 31, dont le bonus à la signature a été de 400 millions de dollars ! Les quelques timides premiers résultats dans ce bassin ont contraint des opérateurs à repousser dans le temps leurs projets avals en matière de first gas, de GNL, etc., plutôt que d'abandonner les recherches.

Cela témoigne de la persévérance des compagnies dans un métier d'exploration qui a un peu plus de droit à l'échec. D'ailleurs, durant la même année et dans le même bassin, ExxonMobil réalisa une importante découverte par le puits Semba-1 et montre que le plateau continental du bassin de Kwanza, vaste de 125 000 km²,

sous une tranche d'eau épaisse de 3 400 m, pourrait receler des réserves beaucoup plus larges que celles déjà identifiées (plus de 6 milliards de barils récupérables). N'oublions pas qu'il a fallu une centaine de puits secs pour découvrir le gisement d'huile d'Ekofisk en mer du Nord et 500 puits négatifs pour découvrir celui de Ledue, au Canada.

Les opportunités offshore en Afrique de l'Ouest ne se limitent pas aux seuls Angola et Nigeria. D'autres pays comme la Guinée équatoriale, le Gabon, la Namibie, le Congo et le Cameroun viennent d'ouvrir également leurs domaines aux opérateurs étrangers.

Les investissements dans l'offshore ouest-africain ont dépassé les 8 milliards de dollars pour la seule année 2000 et seront portés à quelque 14 milliards à l'horizon 2005, ce qui représente 15% des investissements offshore à l'échelle mondiale. En effet, cette région, qui renferme 25% des réserves mondiales prouvées en offshore profond (deepwater), est le siège d'une douzaine de gisements géants (réserves supérieures à 500 millions de barils) dont le développement est prévu pour les toutes prochaines années. Rappelons que l'intensification de l'exploration durant la décennie 1970-1980 a permis de constituer une solide base de données mais la chute du prix du baril en 1986 a vu le retrait de certains opérateurs. Ces derniers, avec des régimes fiscaux plus attractifs, reviennent aujourd'hui à la charge en dépit du paiement d'un droit d'entrée de 40 à 50 millions de dollars par licence et le rachat des compagnies indépendantes qui connaissent assez le terrain. Ces « petites » compagnies sont considérées comme de véritables « départements d'exploration » par

les majors acquéreurs. Malgré les problèmes internes à certains pays de la région, l'offshore ouest-africain demeure une opportunité incontournable pour les projets intégrés des multinationales.

L'autre sommet du triangle d'or de l'offshore mondial est le golfe du Mexique, qui renferme 24% des réserves mondiales en deepwater. Le taux de succès y est de 28% et les accumulations d'hydrocarbures peuvent être de type géant comme c'est le cas du gisement Diana, découvert par ExxonMobil en 1991. Ce gisement, qui est entré en production en 2000, présente une colonne d'hydrocarbures de plus de 300 m et s'étend sur une superficie de 36 km².

L'une des dernières autres grandes découvertes est celle du Crazy Horse, réalisée par l'association BP Amoco-ExxonMobil en 1999. Les premières estimations situent ses réserves à près de 3 milliards de barils récupérables (soit le quart des réserves actuelles de l'Algérie). Ce gisement constitue aussi le plus gros volume jamais découvert dans les eaux profondes du golfe du Mexique d'où provient, signalons-le, plus de 20% de la production pétrolière et gazière des Etats-Unis d'Amérique, dont les compagnies contrôlent des réserves et de ressources de 30 à 40 milliards de barils de pétrole et 10 à 20 Tcf de gaz.

L'une des particularités du golfe du Mexique est la profondeur totale des gisements de gaz qui peut atteindre 400 m en deepwater. La réduction des coûts techniques (exploration, développement et production), qui tournent autour de 6 dollars le baril, est l'un des objectifs à atteindre pour rentabiliser les lourds investissements. C'est en tout cas ce que suggère le département américain à l'Energie au

président G. W. Bush, dans le cadre de sa politique nationale en matière d'énergie. Le DOE (Department of Energy), recommande au président américain l'investissement dans l'offshore et le développement de la R&D (recherche et développement) pour réduire les coûts pétroliers à hauteur de 40 à 50% et même dans l'offshore de l'Etat de Rocky Mountain et de l'Alaska. En juillet 2002, le Sénat américain devait se prononcer sur la proposition de consacrer 7,5% des royalties à la recherche et au développement dans les deep et ultradeep water afin de répondre à la demande énergétique locale croissante et notamment en gaz, dont le déficit était à l'origine des coupures de courant en Californie en 2001 (le prix du million BTU est passé de 2 à 10 dollars sur le marché spot de New York en 1999-2000). Le bilan énergétique des Etats-Unis est contrôlé à 62% par le pétrole et le gaz et il sera à hauteur de 89% d'ici à 2020 (33% pour l'huile et 58% pour les gaz dont les besoins en 2015 sont estimés à 31 Tcf).

Le Brésil, prometteur

Selon le département américain à l'Energie, les ressources deep et ultradeep water sont en mesure de « proroger » le déclin de la production domestique d'une vingtaine d'années. En 2020, le plateau de production est prévu être le même que celui d'aujourd'hui. Ces prévisions ambitieuses se basent sur des ressources du golfe du Mexique estimées à 110 milliards de bep, dont 13 ont déjà été identifiées.

Le Brésil est le troisième sommet du triangle d'or de l'offshore mondial. Ses opportunités sont « agrées » par un grand nombre de compagnies majors. Des dizaines de blocs en deep water y sont périodiquement mis en appel d'offres et les bonus de signature de 100 à 150 millions de dollars dénotent l'intérêt pétrolier du domaine brésilien qui renferme 20% des réserves prouvées mondiales en deep water, avec un taux de succès des recherches avoisinant les 35%. L'avenir offshore ne date pas d'aujourd'hui. Elle a débuté avec les forages shallow water, peu profonds, sous une tranche d'eau moyenne de 500 à 800 m. Le deep water a commencé, quant à lui, dans les années 1970, mais avec seulement quelques puits par an. Il a fallu attendre la fin des années 1980 pour enfin voir l'activité atteindre une moyenne de 120 puits d'exploration par an, avec plus de 150 puits en 2000. L'exploration et le développement des gisements marins n'ont explosé qu'aux débuts des années 1990 avec les prémisses d'un « rétrécissement » des réserves et ressources onshore devant l'appétit grandissant de nouveaux géants pétroliers issus de fusions majeures. Jusqu'en 2001, l'offshore mondial compte un millier de puits d'exploration dont 500 au golfe du Mexique, 200 au Brésil, 120 en Afrique de l'Ouest, 85 en mer du Nord et

81 au sud-est asiatique. L'activité a atteint un rythme au point où la demande tend à dépasser l'offre en matière d'appareils de forage profond. En effet, il reste difficile et hasardeux de pouvoir justifier la construction, pour 350 millions de dollars, d'un appareil deep water sans s'assurer de l'existence d'un marché, tributaire d'un prix du baril souvent incontrôlable et de la pérennité d'une activité essentiellement localisée dans des régions d'instabilité politique et d'insécurité. Sur le plan économique, le coût de location d'un appareil deep water avoisine les 200 000 dollars par jour et le coût total d'un tel forage peut dépasser 30 ou 40 millions de dollars, soit 5 à 10 fois plus coûteux qu'un forage onshore de même profondeur. C'est loin d'être à la portée du premier venu. Minimiser au maximum les coûts des opérations offshore en limitant le nombre de forages de développement par le recours aux nouvelles technologies en matière de drains horizontaux, de sismique 3D, etc., est la préoccupation première des opérateurs engagés qui sollicitent même le sponsoring de l'Etat. C'est d'ailleurs grâce aux progrès technologiques que les réserves en deep water ont doublé en l'espace de deux années. Elles sont passées de 26 milliards de bep en 1999 à 57 milliards en 2001 et le taux de succès des recherches est passé de 28% dans les années 1990 à plus de 40% aujourd'hui. L'activité offshore entre de plus en plus dans les mœurs du pétrolier. Mais comme en onshore, l'exploration des fonds marins a aussi ses zones frontières et ses risques. La zonation verticale du domaine offshore demeure toujours controversée. Une chose est néanmoins admise, une zone frontière offshore (ultradeep water) est celle située sous une épaisse tranche d'eau. La controverse réside dans l'épaisseur exacte de cette tranche. En général, une zone frontière est située sous une tranche d'eau supérieure à 1 500 m (risquée mais à faible fiscalité) alors qu'une zone deep water peut aller jusqu'à 1 500 m. Il y a à peine quelques années, l'ultradeep water correspondait à une tranche d'eau supérieure à 900 m seulement, ce qui se considère aujourd'hui comme un shallow water.

Cette évolution témoigne des progrès technologiques en matière d'accès aux zones de plus en plus profondes. Les investissements y sont aussi de plus en plus ambitieux. En 2001, plus de 5 milliards de dollars ont été investis en deep water et on prévoit 11 milliards de dollars en 2005 et 40 milliards par an dans les cinq années qui suivront, ce qui porterait à quelque 75 milliards de dollars le budget annuel global de l'offshore mondial à l'échéance 2010. Sur le plan politique, le risque est beaucoup plus gérable dans le cas d'une activité engageant un seul pays que lorsqu'elle implique plusieurs acteurs à la fois. Durant les trente dernières années, le Nigeria a connu d'énormes troubles internes mais le

pétrole n'y a pas cessé de couler. Ce n'est pas tout à fait le cas de la mer Caspienne où s'impliquent au moins cinq Etats producteurs (Azerbaïdjan, Kazakhstan, Ouzbékistan, Turkménistan et la « Russie région caspienne ») et autant de pays de transit pour l'acheminement des hydrocarbures.

La mer Caspienne, l'autre manne

La mer Caspienne, avec ses réserves prouvées de 25 à 30 milliards de barils de pétrole et quelque 5 000 milliards de mètres cubes de gaz, et des ressources estimées par l'US Geological Survey à plus de 230 milliards de bep, devrait constituer un quatrième sommet pour former, plutôt, le carré d'or de l'offshore mondial.

Dans les années 1990, beaucoup de grands projets d'investissement dans le transport des hydrocarbures y ont été suspendus aussi bien dans les pays producteurs que dans ceux de transit. Peut-être, les malheureux événements du 11 septembre 2001 et la guerre contre le régime des taliban en Afghanistan auront, à court ou moyen terme, pour retombées une redistribution des cartes en Asie centrale et permettront ainsi de valider le carré d'or de l'offshore mondial. L'implication des Etats-Unis dans cette région pourrait s'inscrire dans leur politique nationale en matière d'énergie à moyen et long termes. Les pays arabes du Golfe et notamment l'Arabie saoudite, qui livre près de 3 millions de barils-jour aux Etats-Unis (soit 15% de la demande américaine), en constituent une source d'approvisionnement des plus privilégiées mais la leçon de septembre noir, d'une part, et le perpétuel conflit du Moyen-Orient, d'autre part, instruisent les Américains à sécuriser leurs approvisionnements en investissant dans la diversification des sources. Rappelons que les événements d'octobre 1973, qui ont assoiffé l'Occident de pétrole, ont été l'origine du développement rapide de l'industrie pétrolière en mer du Nord.

L'exploration offshore n'a pas encore vécu son adolescence et les ressources marines demeurent sous-estimées, puisque le gros des réserves identifiées jusque-là se situent en shallow water. Néanmoins, même si les mers et les océans occupent les trois quarts de la planète, l'avenir offshore n'est pas une aubaine.

Les résultats encourageants enregistrés çà et là en matière de taux de succès des recherches et de la taille des gisements identifiés correspondent à des milieux marins bien particuliers. Mais pour hisser le niveau des réserves mondiales de pétrole et de gaz, l'offshore demeure une carte à jouer, avant d'user d'un pétrole non conventionnel (tar sand), encore plus difficile et coûteux.

M.-S. B.
* Directeur exploration/région Est Sonatrach-Boumerdes