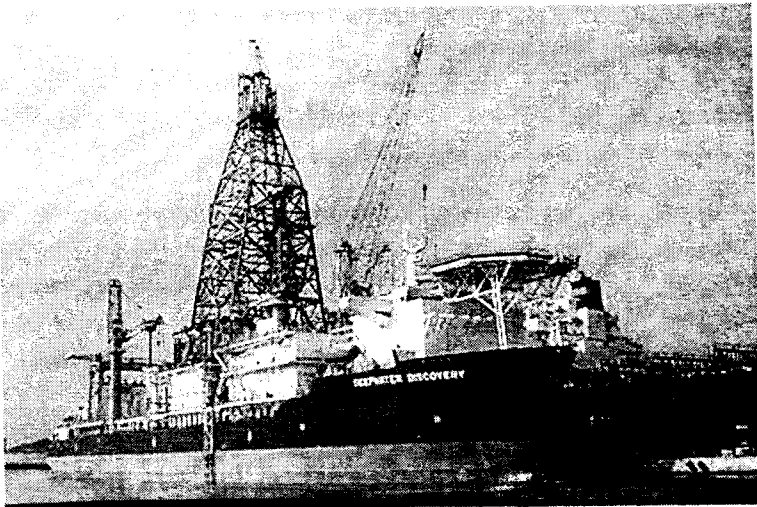


L'optimisme

Après Chinguitty, découvert en mai 2001 à 80 km au large de Nouakchott (800 mètres de profondeur et des réserves estimées à près de 140 millions de barils) par la société Woodside, le pétrole mauritanien fait de nouveau parler de lui. Cette fois, c'est au tour de la société Hardman Ressources d'annoncer la découverte d'importantes quantités de gaz naturel dans un forage de reconnaissance à 150 km au nord du champ de Chinguitty. Baptisé Pelican 1, il est situé dans le bloc 7 et com-



La sondeuse "Jack Rayane"

porte une colonne de près de 370 mètres de gaz. Il y a quelques semaines, Dana Petroleum, partenaire de Hardman dans le bloc 7, annonçait, à son tour, la découverte de réserves estimées entre 300 et 400 millions de barils récupérables et une importante quantité de gaz dans une zone d'une superficie de 54 m² (donc 4 à 5 fois plus vaste que le champ de Chinguitty) qu'elle a dénommée "structure Tiof"

D'autre part, le consortium des sociétés pétrolières (Woodside Petroleum 54% des parts, Hardman Ressources, Fusion Oil et Roc Oil) dont le gisement pétrolier de Chinguitty est devenu la propriété a annoncé la semaine dernière un plan d'investissement qui prévoit l'installation d'une plate forme pétrolière pour un coût global de 500 millions d'ouguiyas. Les premiers barils seront extraits à la fin de 2005 ou au début de 2006 au rythme de 70.000 barils par jour.

Recherche pétrolière

Suite de Une

Dans un communiqué de presse diffusé la semaine dernière, la société australienne Hardman a annoncé qu'une colonne de plus de 300 mètres de gaz a été trouvée dans le forage de reconnaissance Pelican (I) exécuté dans le bloc 7 à 150 km (approximativement) au nord du champ de Chinguitty (situé dans le bloc 4 zone B).

Les travaux de forage dans cette zone avaient commencé le 30 novembre. Depuis le dernier rapport (23 décembre), le forage a été fait entre 3356 m et la profondeur totale de 3825 m. Les enregistrements de bord dont les mesures de pression et plusieurs échantillons de gaz ont été recueillis à partir de différents intervalles. Le 29 décembre 2003, toutes ces opérations ont été accomplies, les préparations sont en cours pour suspendre et boucher le forage de manière à permettre une réouverture pour une utilisation ultérieure en cas de besoins.

La première exploitation des données sur le forage indique qu'une colonne de gaz de plus de 370 m a été rencontrée et dans cet intervalle, de nombreux foyers de sables porteur ont été révélés, de nombreuses zones ont une faible teneur tandis que d'autres constituent des réservoirs de bonne qualité, elles mesurent généralement entre 5 et 10 m.

Le forage Pelican I est situé à 150 km au nord de Chinguitty. Sa profondeur totale se compose de 1700 m dans les eaux de l'océan et 2125 m sous le fond de l'océan. Soit 3825 m.

Le Pelican I a testé une large structure fermée comportant plusieurs objectifs du Tertiaire. Le forage est aussi destiné à évaluer une zone du Tertiaire supérieur, mais à ce stade d'analyse de données, il n'est pas encore sûr que cette zone a été atteinte et que le potentiel reste encore au

dessus de la profondeur totale du forage.

Le Pelican I est foré par la sondeuse "Jack Rayane" qui reste dans les eaux mauritaniennes poursuivant les opérations d'essai de production sur Chinguitty 4-5. Notons que Woodside gère l'exécution de ce forage au nom de Dana Petroleum (opérateur dans le bloc 7)

- les participants dans le Pelican I sont:
- Dana Petroleum (opérateur) 80%
- Hardman 18%
- Roc Oil 2%

Ted Eluard, le directeur général de Hardman :

"Cette nouvelle découverte importante dans les confins du bassin des eaux profondes mauritaniennes constitue une meilleure façon de compléter et de couronner le programme de forage très réussi de l'année 2003".

Dans une interview accordée au journal économique australien diffusé sur le Net, Corporate file, Ted Eluard le directeur général de Hardman a déclaré que "cette nouvelle découverte importante dans les confins du bassin des eaux profondes mauritaniennes constitue une meilleure façon de compléter et de couronner le programme de forage très réussi de l'année 2003". "Nous aurions bien sûr souhaité trouver du pétrole dans ce forage, mais il est encore tôt pour évaluer et tirer des conclusions définitives concernant les résultats de ce forage. Le fait que ce forage soit réa-

L'optimisme

lisé tout près du point culminant "sommel" de la structure ouvre l'espoir que le pétrole peut être trouvé dans le flanc du forage ou dans des zones profondes, ce qui nécessite des forages supplémentaires.

La découverte du sable porteur de bonne qualité dans le Pelican-I est une bonne nouvelle pour Dana Petroleum, pour le collectif des sociétés et pour le peuple mauritanien car cette découverte permet d'élargir la zone de l'hydrocarbure beaucoup plus vers le nord et laisse espérer qu'elle deviendra parmi les meilleures zones du point de vue largeur et potentiel."

Corporate file: Hardman a réalisé récemment un important forage de reconnaissance Tiof Ouest situé à 8 km de Tiof 1 où d'importantes quantités de gaz et de pétrole ont été découvertes.

Pouvez-vous décrire la forme et l'étendue de la structure de Tiof et la nature de la présence de l'hydrocarbure?

Ted Eluard: La structure de Tiof comporte un canal de sable allongé appartenant à l'âge Miocène. Il constitue une structure de relief d'environ 3 km de large et plusieurs kilomètres de long dans la direction Est-ouest. Le canal Miocène actuel (ou canyon) s'étend sur 30 km et constitue une version légèrement plus petite du canal Chinguitty Banda qui lui s'étend sur plus de 50 km.

Le champ est tout d'abord un champ de pétrole avec un petit cap de gaz rencontré dans Tiof 1 qui a été foré non loin du point culminant de la structure. Nous avions la bonne surprise de rencontrer une colonne de 122 m de pétrole dans le forage Tiof Ouest. Nous testions les limites des réserves rencontrées dans Tiof 1 et pensons trouver simplement une peti-

te colonne dans la zone de contact Eau-Pétrole mais nous avons trouvé 100 m, complètement au dessus de nos prévisions.

La structure peut-elle se prolonger vers l'ouest au-delà de Tiof Ouest?

Oui, elle se prolonge de quelques kms au-delà de Tiof.

Quelle est l'ampleur de Tiof par rapport au champ Chinguitty dont vous êtes en train d'entreprendre le développement?

Nous pensons maintenant que le champ de Tiof est plus grand que celui de Chinguitty dont les réserves ont été estimées par l'équipe de Hardman à 142 Millions de barils récupérables. Maintenant nous pensons également que la superficie de Tiof est à l'ordre de 54 km carrés donc 4 à 5 fois plus vaste que celle de Chinguitty. La structure Tiof est encore plus épaisse avec une colonne totale de 214 m entre le point le plus haut dans le Tiof 1 et le point le plus bas du Tiof-ouest. Sur ces bases, le staff technique a estimé que le champ Tiof peut réserver entre 300 et 400 millions de barils récupérables. Il est, néanmoins, trop tôt pour faire une estimation officielle, car nous avons besoin pour cela de passer au crible les données des sondages 3D, forer 2 à 3 forages de reconnaissance en 2004 afin de définir les limites et les plans de développement adéquats.

Pouvez-vous nous parler un peu plus de la qualité du produit et le rythme de production que peut fournir Tiof?

Le sable présent dans le réservoir est similaire à celui de Chinguitty qui a le ratio, dans les 4 forages de 25 à 40%.

La qualité de ce type de réservoirs varie selon que le forage intercepte le centre du canal ou qu'il est foré dans les roches du flanc du réservoir. Nous pensons que la bonne qualité du sable (que nous avons rencontré dans les 2 forages de Tiof) permettra de faire couler le pétrole à plus de 1500 b/j. La bonne nouvelle est aussi que nous pouvons identifier les centres du canal par le biais des données de sondages 3D et ensuite faire des forages dans les zones les plus productives.

Si le Tiof est jugé commercial (la commercialisation est prouvée) quelle sera son incidence sur le planning de développement de Chinguitty?

Il est encore tôt pour considérer la commercialisation de Tiof mais nous sommes évidemment tous optimistes.

Dans le cas de Chinguitty, nous sommes en voie de prendre la décision finale d'investissement et entreprendre la phase de développement afin de réaliser la première production dans la seconde moitié de l'année 2005.

Nous considérons que Tiof est suffisamment vaste pour avoir à lui seul une plate-forme d'exploitation, donc il va falloir trouver une plate-forme autre que celle de Chinguitty, avec bien sûr les avantages d'avoir deux noyaux de production.

Si les forages et les études qui seront exécutés sur Tiof l'année prochaine se révéleront positifs, nous pourrions bénéficier de l'expérience de Chinguitty et de l'exemple de Woodside pour entreprendre rapidement le développement de Tiof et terminer le premier forage probablement entre 12 à 18 mois après Chinguitty c'est à dire fin 2007. Les avantages économiques résultant d'une seconde production en Mauritanie seront très importantes pour Hardman.