



# Information de base 2/2003

Editeur: Association Suisse de l'Industrie Gazière ASIG

## Progrès techniques en matière de prospection et d'exploitation

De nouvelles techniques de prospection ont permis d'améliorer de façon notable le taux de découverte de gaz naturel et de pétrole. Il est possible de procéder à des forages onéreux de manière ciblée; les «ratés» se font plus rares. Des photos satellites de la surface terrestre peuvent révéler des réserves d'hydrocarbures. Des mesures magnétiques effectuées par avion permettent une localisation plus précise, car le champ magnétique de la terre varie en fonction des formations géologiques.

Pour «photographier» l'intérieur de la terre, on applique la sismique: des explosions ou des camions équipés de vibrateurs (vibro-sismométrie) induisent des ondes de choc réfléchies différemment selon les formations géologiques et les nappes de gaz; elles sont enregistrées par géophones. On sait que les ondes sonores se propagent en trois dimensions – mais seuls les ordinateurs modernes peuvent traiter les données d'une sismométrie 3D. Auparavant, seule la sismométrie 2D était exploitable.

Grâce à une meilleure résolution, la sismométrie 3D est projetée de sorte que les géologues et géophysiciens puissent se «promener» dans ce sous-sol virtuel et même tourner et déplacer des structures grâce à des lunettes spéciales 3D. Des modèles de calcul à phases multiples représentent des roches prometteuses de gisements riches en gaz naturel (et pétrole), même lorsque d'autres structures les recouvrent. On peut donc évaluer l'étendue des gisements potentiels de gaz naturel et même leur porosité et perméabilité.

### Promenade virtuelle dans une sismométrie



Des modèles de gisements de plus en plus réalistes («réservoir modelling») optimisent les forages de prospection. On peut effectuer et modifier au besoin la coupe sismique d'un forage. Des installations de mesure situées au niveau du trépan renseignent sur sa position et la nature de la

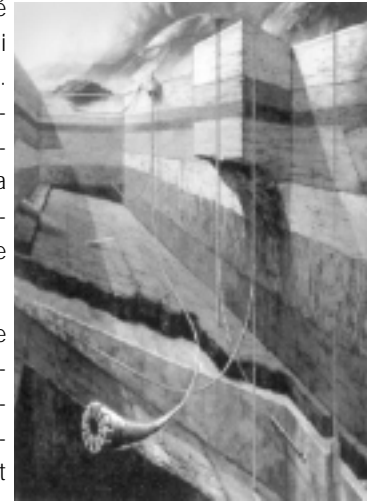
roche environnante – et même, depuis peu, sur la roche devant le trépan. Les données sont transmises sous forme d'impulsions à travers la boue de forage vers la centrale de commande. Pour résoudre des problèmes, les experts disposent d'un accès en ligne à des forages du monde entier. Toutefois, c'est grâce aux nouvelles techniques de forage qu'on peut modifier le tracé du puits, de manière aussi précise, au cours du forage. Il y a une quinzaine d'années, seuls les forages verticaux étaient possibles. On a conçu et perfectionné depuis la technique du forage horizontal.

Ainsi, les données pour le forage des meilleures couches identifiées par la sismique deviennent exploitables. On peut également exploiter les réservoirs jusqu'alors inaccessibles verticalement (sous des réserves naturelles ou des agglomérations) ou ceux pour lesquels un forage vertical n'aurait pas été rentable. Désormais, ils peuvent être forés horizontalement, à plusieurs kilomètres de distance («extended reach»).

Les forages multilatéraux ont le même objectif: plusieurs petits forages («laterals») partent de l'extrémité inférieure d'un puits – et ce, même dans le cas de forages en exploitation. Toutefois, les diamètres plus petits nécessaires sont un défi technologique qui exige encore des efforts de perfectionnement (entre autres stabilité/statique).

La combinaison du forage horizontal avec le procédé de fractionnement «frac» est également nouvelle (Frac = injection d'eau, d'air et de sable sous haute pression dans la roche tout autour du puits, afin d'ouvrir les pores denses et les liaisons entre les pores). Elle permet de rentabiliser l'extraction du gaz naturel dans des roches sableuses et denses.

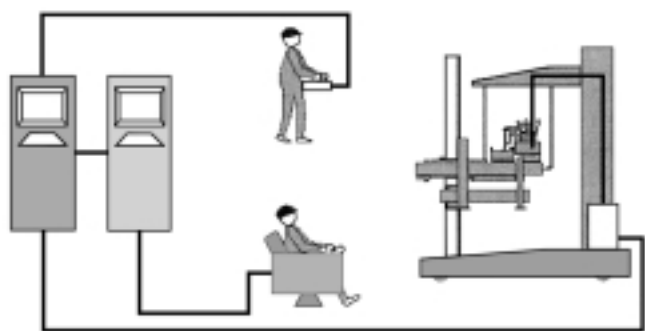
Là aussi, le nouveau procédé «airdrilling» est efficace: l'eau et les additifs (bentonite etc.) habituellement utilisés pour le rinçage pouvaient boucher les pores de la roche, l'air à haute pression est soufflé vers le bas à travers le train de tubes afin de chasser la matière de forage. Cette poussière sèche remonte sur les côtés, puis elle est soufflée et liée dans l'eau d'un étang artificiel pour éviter que le site de forage ne disparaisse sous un nuage de poussière. Toutefois, l'airdrilling pourrait faire exploser l'installation si du gaz à haute pression venait à s'échapper. On recourt donc, dans les zones à risque, au rinçage à l'eau.



## Rationalisation à la tour de forage

Dans un forage, un nouveau train de tubes (3 tubes) doit être ajouté tous les 27 m. Pour changer le trépan, le train de tubes entier doit être retiré, démonté, puis réassemblé. Ces opérations nécessitaient beaucoup de personnel et causaient de fréquents accidents. Pour améliorer la sécurité et réduire les coûts, on a mécanisé une grande partie de ces opérations. Des appareils hydrauliques visent les tubes selon des angles de rotation variables, le «Torkwinder» atteignant un moment de rotation de 200'000 Nm! Des véhicules commandés à distance et équipés de bras et pinces télescopiques positionnent le tube. Celui-ci est centré par un bras hydraulique; la commande sauvegarde les positions afin de les retrouver ultérieurement.

## Système de contrôle «hiper»



Au fil des ans, on a procédé à des forages dans des sites offshore toujours plus profonds. En 1973, la plateforme Ekofisk, en mer du Nord, haute de 135 mètres, fut un exploit technique. Ce record fut battu en 1995 par la plateforme de Troll, au large de Bergen par 300 mètres de profondeur et d'une hauteur totale de 470 mètres. Aujourd'hui, des systèmes d'information géographique par satellite permettent de localiser très précisément des installations de forage et d'extraction flottantes – plateformes ou navires. Ainsi, on atteint des profondeurs plus importantes, et les coûts sont inférieurs à ceux qu'engendrerait une tour d'un million de tonnes de béton dans la mer du Nord.

## Nouvelles techniques de pompage économiques

Jusqu'à présent, le gaz naturel et le pétrole étaient séparés à grands frais dans des installations spéciales sur les puits et expédiés dans des pipelines différents. Les petites quantités de gaz présentes dans le pétrole étaient brûlées en torchère. Les pompes à phase multiple, utilisées depuis peu pour les techniques d'extraction, expédient directement le mélange à haute pression. Elles sont résistantes aux dépôts de sable, d'hydrates et de cire. On n'a plus besoin de pipelines séparés et la séparation a lieu dans des installations centrales. Les investissements diminuent ainsi de 40 % et les petites quantités de gaz naturel des petits gisements sont exploitables. En offshore, on peut placer ces pompes directement sur le puits, au fond de la mer – tours et navires d'extraction ne sont plus nécessaires.

HISS – un système informatique de surveillance capable d'entendre, de voir et de sentir (voir Information de base 1/2002) – permet de baisser les coûts d'exploitation des installations d'extraction.

## Le transport du gaz naturel est relativement limité sur la distance

Malgré un marché en expansion, le transport du gaz naturel liquéfié sur de grandes distances ne remplacera jamais les gazoducs à haute pression. En raison de sa densité énergétique plus faible, le transport du gaz naturel sur de grandes distances n'est pas aussi économique que celui du pétrole ou du charbon. Le refroidissement à  $-161^{\circ}\text{C}$  nécessaire à la liquéfaction (1/600 du volume) est coûteux. Mais le progrès technique permet de diminuer les coûts: il y a cinq ans, le GNL était jusqu'à quatre fois plus cher que le gaz en pipeline. Aujourd'hui ce n'est plus que de 30 % – tendance à la baisse. Malgré tout, le gaz naturel ne sera jamais commercialisé à l'échelle mondiale. Toutefois, les marchés «continentaux» sont très grands. Ils comprennent le continent américain et s'étendent en Europe du Kazakhstan et de la Sibérie occidentale russe jusqu'en Afrique du Nord. C'est dans ces régions que se trouvent les plus grandes réserves de gaz naturel du monde, ce qui assure l'approvisionnement de l'Europe à long terme.

