

La production du pétrole au XXI^e siècle

ROGER ANDERSON

De récents perfectionnements de l'imagerie souterraine, du forage téléguidé et de l'exploitation sous-marine permettront de mieux récupérer le pétrole.

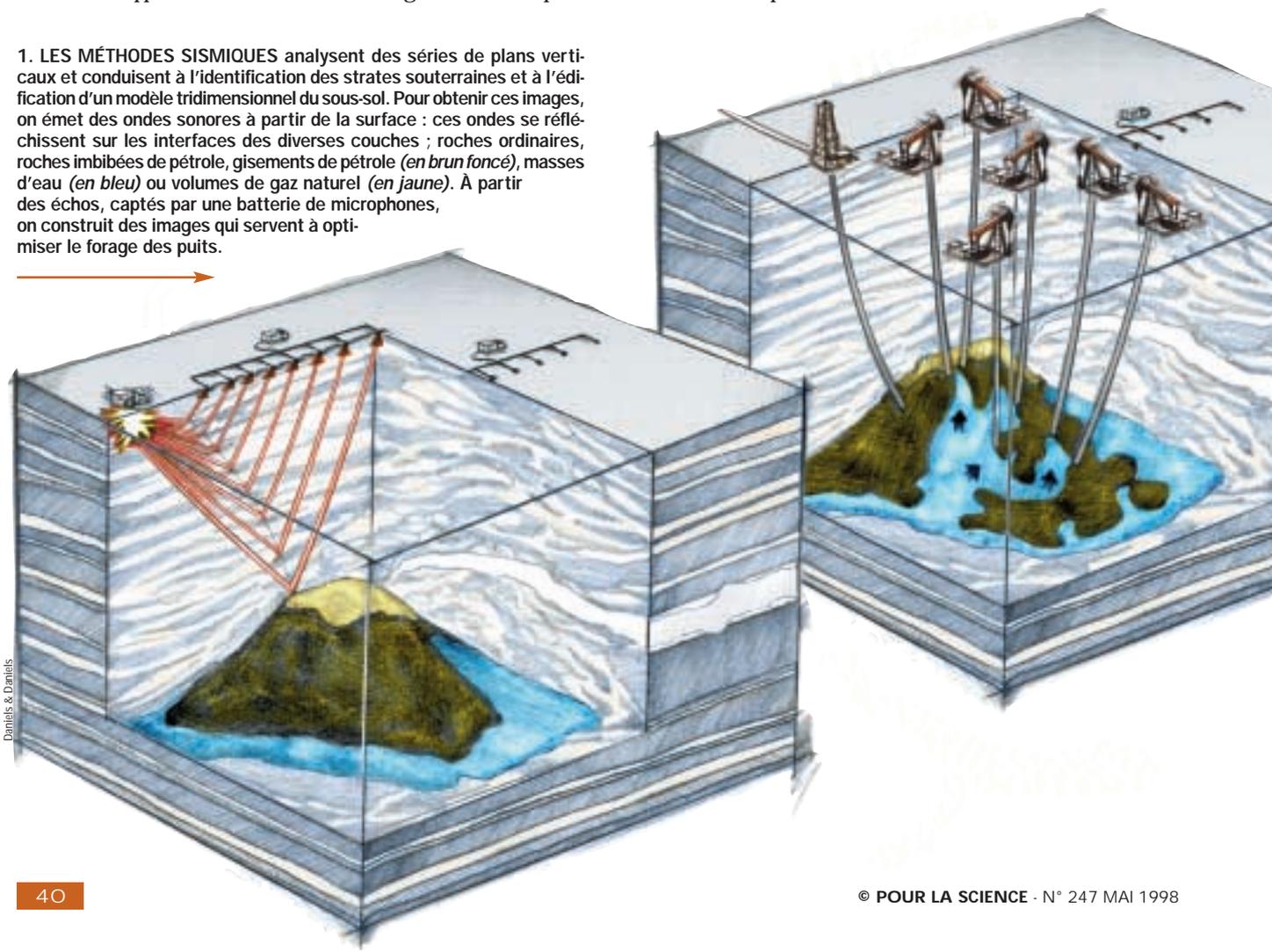
En 2010, les économies mondiales auront besoin de 1,4 milliard de tonnes de pétrole de plus que n'en produira sans doute l'industrie pétrolière. Un tel écart entre l'offre et la demande (près de la moitié de tout le pétrole extrait en 1997) risque de conduire à une flambée des prix, à une récession économique, voire à des guerres.

Toutefois, quatre innovations majeures faciliteront la découverte de nouveaux gisements et accroîtront spectaculairement la proportion de pétrole – le «taux de récupération» – que l'on peut extraire des gisements actuels à un coût raisonnable. Si ces techniques sont mises en œuvre dans les cinq prochaines années, elles augmenteront la pro-

duction mondiale de plus de 20 pour cent. Une adaptation aussi rapide peut sembler ambitieuse pour une industrie où les inventions ne s'imposent qu'après 10 à 20 ans, mais ce changement sera aiguillonné par de formidables enjeux économiques.

Par exemple, ces deux dernières années, le Groupe Elf a découvert des gisements géants au large des côtes de l'Afrique de l'Ouest. L'exploitation se fera par les nouvelles techniques évoquées ici. Les autres grandes compagnies adoptant des techniques analogues, elles pourraient fournir, vers 2010, un supplément de 0,7 milliard de tonnes par an.

1. LES MÉTHODES SISMIQUES analysent des séries de plans verticaux et conduisent à l'identification des strates souterraines et à l'édification d'un modèle tridimensionnel du sous-sol. Pour obtenir ces images, on émet des ondes sonores à partir de la surface : ces ondes se réfléchissent sur les interfaces des diverses couches ; roches ordinaires, roches imbibées de pétrole, gisements de pétrole (en brun foncé), masses d'eau (en bleu) ou volumes de gaz naturel (en jaune). À partir des échos, captés par une batterie de microphones, on construit des images qui servent à optimiser le forage des puits.



Une prospection quadridimensionnelle

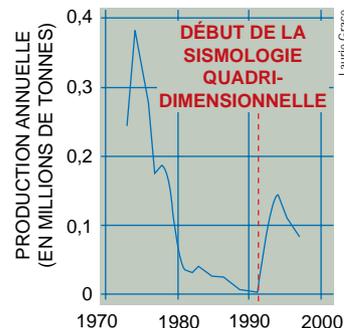
La première des quatre innovations est une nouvelle méthode de prospection.

La prospection pétrolière avait considérablement accru son efficacité à partir de 1927, lorsque des géologues réussirent pour la première fois à utiliser les échos d'ondes acoustiques émises dans la croûte terrestre afin de former des images détaillées de sections de la croûte. Puis les sismologues apprirent à combiner des instantanés pour créer des modèles tridimensionnels qui montraient le pétrole piégé à l'intérieur des roches pétrolifères. L'industrie pétrolière, à l'aide de ces «analyses sismiques tridimensionnelles», a découvert de nouveaux gisements et augmenté jusqu'à 20 pour cent les taux de récupération.

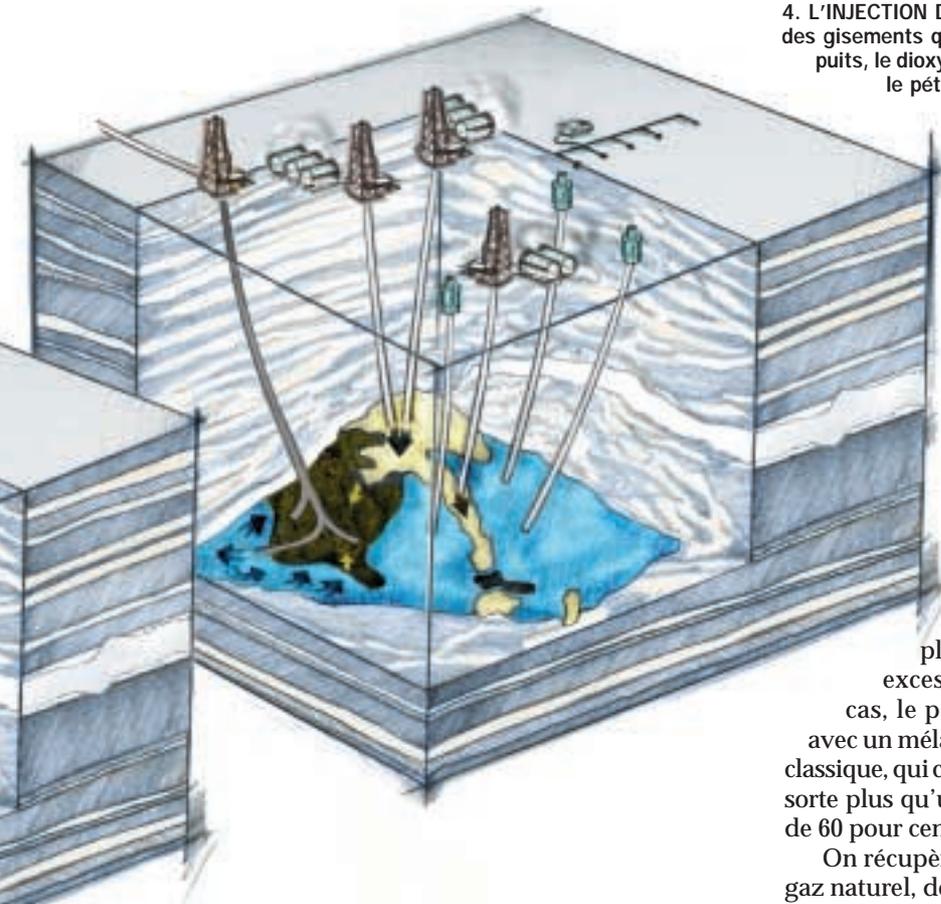
Ces dernières années, quelques équipes de géophysiciens ont mis au point des techniques encore plus puissantes, afin de suivre les mouvements du pétrole, du gaz et de l'eau à mesure que l'on exploite les puits. La sismologie quadridimensionnelle, qui intègre le temps en plus des trois dimensions de l'espace, permet de tester des idées de répar-

titution des puits et de déterminer les moyens d'extraire le maximum de pétrole en un temps et pour un coût aussi réduits que possible.

Contrairement à l'approche tridimensionnelle, la sismologie quadridimensionnelle semble s'imposer rapidement : le nombre de gisements qui en bénéficient a doublé au cours de chacune des quatre dernières années et s'élève aujourd'hui à environ 60. Elle accroît les facteurs de récupération de 10 à 15 pour cent. Malheureusement, elle ne fonctionne véritablement que sur la moitié environ des grands gisements mondiaux, ceux qui sont composés de roches poreuses, gorgées de pétrole et de gaz naturel.



3. LE DÉBIT A AUGMENTÉ, dans le plus grand des gisements pétroliers situés au large des côtes de la Louisiane, en 1992, quand la compagnie qui l'exploitait a utilisé l'analyse sismique quadridimensionnelle.



4. L'INJECTION DE DIOXYDE DE CARBONE LIQUIDE peut régénérer des gisements qui déclinent. Injecté sous haute pression dans les puits, le dioxyde de carbone diffuse dans le gisement et repousse le pétrole restant vers les puits en activité (on remplace parfois le dioxyde de carbone liquide par de la vapeur d'eau ou par du gaz naturel). De même, de l'eau injectée sous une poche de pétrole brut pousse ce dernier vers un puits. Les puits «intelligents» du futur auront une structure ramifiée ; ils récupéreront le pétrole dans certaines branches et utiliseront d'autres branches pour réinjecter l'eau dans son emplacement d'origine.



Faire le plein

Lorsque les géologues commencèrent l'étude de la sismologie quadridimensionnelle, on supposait que le pétrole se répartissait spontanément entre du gaz plus léger, au-dessus de lui, et des eaux souterraines, plus lourdes, en dessous. Cette description est excessivement simplifiée. Dans la majorité des cas, le pompage engendre un drainage complexe, avec un mélange de pétrole, d'eau et de gaz ; la technique classique, qui consiste à pomper un puits jusqu'à ce qu'il n'en sorte plus qu'un mince filet de pétrole, laisse souvent plus de 60 pour cent du pétrole dans le gisement.

On récupère une partie de ce reliquat si l'on injecte du gaz naturel, de la vapeur d'eau ou du dioxyde de carbone liquide dans les puits : le fluide injecté diffuse alors à travers les pores de la roche et, quand tout se passe bien, pousse vers un puits voisin le pétrole resté dans la roche. Parfois, aussi, on injecte de l'eau sous la roche imbibée de pétrole.

Si l'injection de vapeur d'eau ou de dioxyde de carbone augmente le taux de récupération de 10 à 15 pour cent, elle augmente également de 50 à 100 pour cent le coût de production ; cette dépense supplémentaire s'ajoute au surcoût de 10 à 25 pour cent dû à l'utilisation de la sismologie quadridimensionnelle.

2. QUAND ON EXPLOITE LES PUITS en faisant venir dans les roches, vidées de leur pétrole, l'eau et le gaz situés respectivement au-dessus et au-dessous de la couche, des zones imprégnées de pétrole brut subsistent souvent, loin des puits : les exploitations classiques laissent de côté jusqu'aux deux tiers du pétrole d'un gisement. On combine aujourd'hui des séries d'analyses sismiques pour obtenir un modèle quadridimensionnel qui localise le pétrole, le gaz et l'eau du gisement, et qui prévoit également leurs déplacements durant l'exploitation. Cette sismologie avancée donne de bons résultats pour la moitié des gisements mondiaux.

À la recherche du pétrole oublié

Un troisième progrès technique majeur, le «forage dirigé», permet de reprendre l'exploitation de gisements taris à un coût moindre que l'injection. Les ingénieurs de l'industrie pétrolière disposent aujourd'hui d'équipements variés afin de forer dans n'importe quelle direction, à plusieurs kilomètres de profondeur.

La méthode classique de forage est la mise en rotation sur son axe d'un long train de tiges d'acier terminé par un trépan : la rotation communiquée en surface se transmet aux tiges de profondeur. Par cette méthode, on ne peut pas toujours contourner des massifs rocheux : la courbure risque de casser le train de tiges en rotation. Ainsi a-t-on mis au point des trains de tiges de forage téléguidés, munis d'un moteur à boue à leur extrémité, au voisinage du trépan ; seules tournent les dents aux pointes de diamant qui creusent la roche. Un segment spécial, entre le moteur à boue et le trépan, commande la direction du forage.

Un forage de plusieurs kilomètres, pour atteindre une zone pétrolifère d'une épaisseur de quelques dizaines de mètres seulement, est un travail de dentellière. Les Sociétés *Schlumberger*, *Halliburton* et d'autres compagnies pétro-

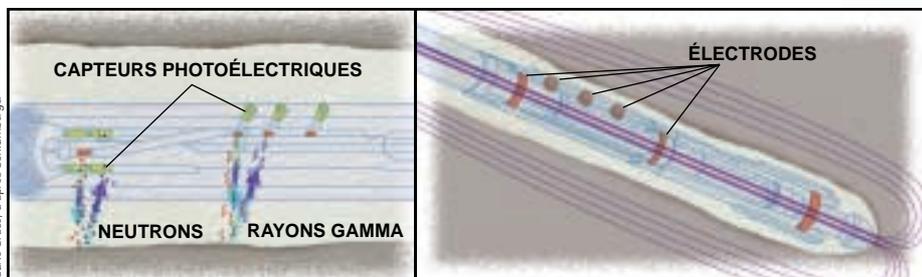
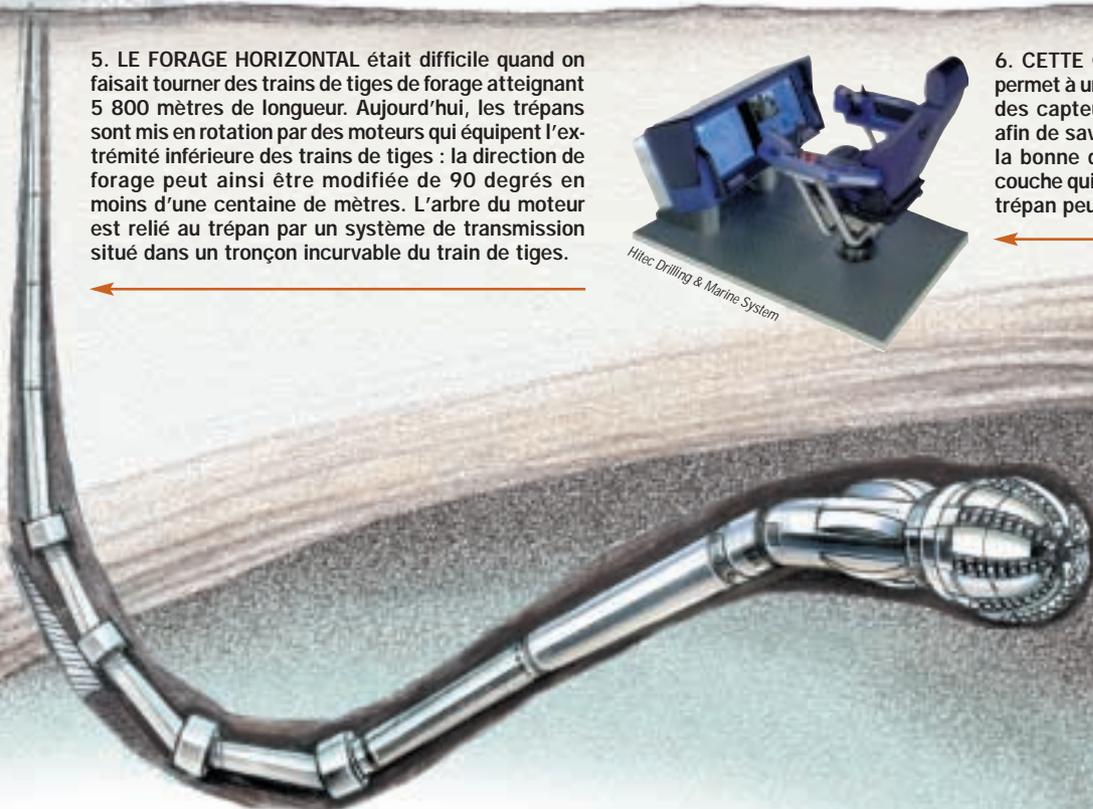
lières internationales ont conçu des capteurs complexes qui améliorent considérablement la précision des forages. Ces capteurs, qui fonctionnent jusqu'à des profondeurs de 6 000 mètres et jusqu'à des températures de 200 °C, sont fixés sur la tige de forage, juste au-dessus ou au-dessous du moteur à boue. Certains de ces capteurs mesurent la résistance électrique de la roche environnante ; d'autres émettent des neutrons et des rayons gamma, puis analysent l'écho renvoyé par les roches et par les fluides présents dans les pores de ces roches. Ces mesures, ainsi que la détermination de la position du trépan (par un système de guidage inertiel), sont alors transmises en surface sous la forme de pulsations du même courant de boue que celui qui actionne le moteur et qui lubrifie les parois du puits. Se fondant sur ces données, les ingénieurs qui commandent le forage dévient la trajectoire du trépan et guident celui-ci vers les zones les plus riches du gisement.

Une fois le forage terminé, les ouvriers installent classiquement un équipement de production au fond du puits. Plusieurs compagnies mettent aujourd'hui au point des capteurs capables de détecter le mélange de pétrole, de gaz et d'eau, et ils envisagent des systèmes pour séparer l'eau de ce mélange et la réinjecter sous la couche de pétrole.

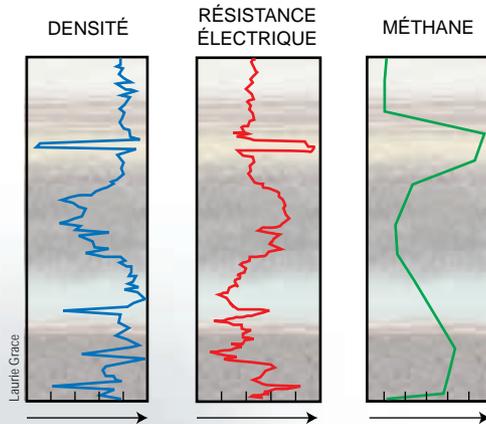
5. LE FORAGE HORIZONTAL était difficile quand on faisait tourner des trains de tiges de forage atteignant 5 800 mètres de longueur. Aujourd'hui, les trépan sont mis en rotation par des moteurs qui équipent l'extrémité inférieure des trains de tiges : la direction de forage peut ainsi être modifiée de 90 degrés en moins d'une centaine de mètres. L'arbre du moteur est relié au trépan par un système de transmission situé dans un tronçon incurvable du train de tiges.



6. CETTE CONSOLE DE FORAGE permet à un ingénieur de surveiller des capteurs proches du trépan afin de savoir si celui-ci est dans la bonne direction pour forer la couche qui contient du pétrole. Le trépan peut alors être orienté.



7. DES CAPTEURS situés derrière le trépan détectent le pétrole, l'eau et le gaz naturel. Un système mesure la porosité de la roche environnante en émettant des neutrons, qui sont réfléchis par les atomes d'hydrogène. Un autre système détermine la densité du milieu en émettant des rayons gamma qui interagissent avec les atomes voisins. Enfin la présence de pétrole et d'eau modifie la résistance électrique des roches ; on mesure cette résistance en faisant circuler dans la roche un courant électrique à partir d'électrodes situées sur la paroi du train de tiges.

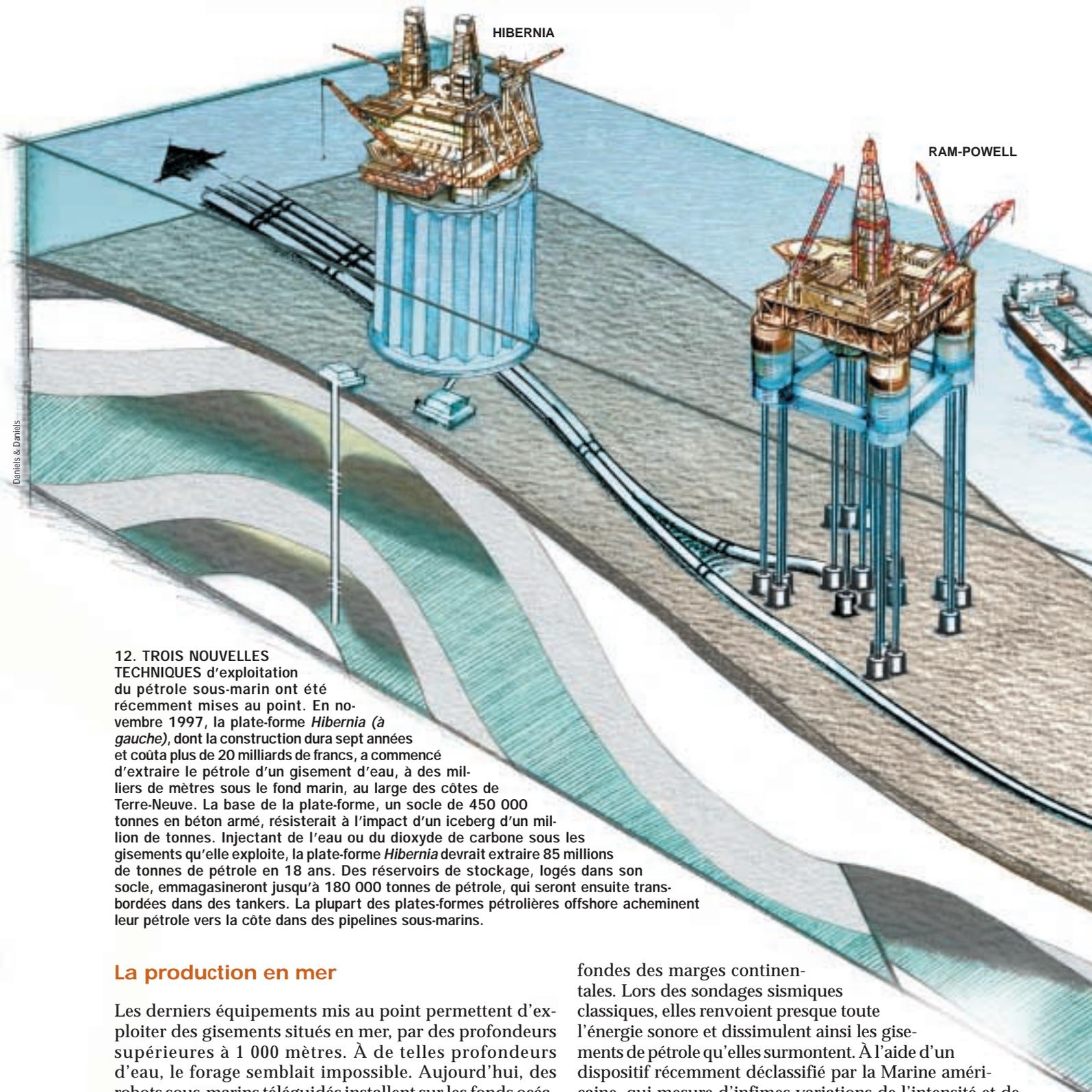


8. LES MESURES recueillies par des capteurs situés derrière le trépan sont soit analysées sur place, soit transmises par satellite à des experts répartis dans le monde entier. Plusieurs caractéristiques des roches révèlent la présence de pétrole ou de gaz naturel à proximité des trépan (à gauche). Par exemple, comme le pétrole s'accumule dans des roches poreuses, des systèmes analysent la densité de la roche. D'autres mesurent la résistance électrique du sol autour du trépan ; les couches imbibées d'une eau saumâtre ont une résistance électrique bien inférieure à celle des couches riches en pétrole. L'analyse des boues remontées en surface, par chromatographie en phase gazeuse, met en évidence du gaz naturel piégé lors du cheminement des boues dans le puits.

9. LES PUIXS «INTELLIGENTS» utiliseront des ordinateurs et des détecteurs d'eau situés au fond des puits pour déceler la présence d'eau dans le pétrole pompé. Des séparateurs hydrocycloniques renverront alors l'eau sous la couche pétrolière.

10. LES NOUVEAUX SYSTÈMES DE FORAGE utilisent la boue qui traverse le train de tiges pour faire tourner le trépan et pour remonter en surface les mesures des capteurs et des fragments de roche. Au fond du puits, la boue entre dans un moteur dont le carter hélicoïdal contient un arbre de transmission torsadé, de manière que la boue remplisse des cavités situées entre l'arbre et le carter (b). Lorsque ces cavités s'emplissent de boue, l'arbre de transmission tourne sur son axe sous l'action de la pression hydraulique. La boue sort finalement par le trépan et regagne la surface en entraînant des échantillons de roche détachés des parois du puits. C'est aussi par des modulations de pression dans la boue que les capteurs du train de tiges envoient vers la surface des signaux codés au moyen d'une vanne rotative (a). En surface, ces signaux sont décodés (on transmet ainsi une dizaine de bits par seconde).

11. LES PUIXS RAMIFIÉS permettent d'extraire simultanément du pétrole provenant de plusieurs couches. Des valves commandées par ordinateur règlent en permanence le débit de pétrole vers la surface.



12. TROIS NOUVELLES TECHNIQUES d'exploitation du pétrole sous-marin ont été récemment mises au point. En novembre 1997, la plate-forme *Hibernia* (à gauche), dont la construction dura sept années et coûta plus de 20 milliards de francs, a commencé d'extraire le pétrole d'un gisement d'eau, à des milliers de mètres sous le fond marin, au large des côtes de Terre-Neuve. La base de la plate-forme, un socle de 450 000 tonnes en béton armé, résisterait à l'impact d'un iceberg d'un million de tonnes. Injectant de l'eau ou du dioxyde de carbone sous les gisements qu'elle exploite, la plate-forme *Hibernia* devrait extraire 85 millions de tonnes de pétrole en 18 ans. Des réservoirs de stockage, logés dans son socle, emmagasineront jusqu'à 180 000 tonnes de pétrole, qui seront ensuite transbordées dans des tankers. La plupart des plates-formes pétrolières offshore acheminent leur pétrole vers la côte dans des pipelines sous-marins.

La production en mer

Les derniers équipements mis au point permettent d'exploiter des gisements situés en mer, par des profondeurs supérieures à 1 000 mètres. À de telles profondeurs d'eau, le forage semblait impossible. Aujourd'hui, des robots sous-marins téléguidés installent sur les fonds océaniques un matériel qui évite les jaillissements du pétrole malgré sa pression élevée. Le pétrole produit par ces puits sous-marins sera ensuite acheminé, par de longs pipelines, vers des tankers servant de stockage et vers des plates-formes assises en eaux moins profondes. De telles installations existent déjà, et plusieurs compagnies prévoient d'en construire de nouvelles dans le golfe du Mexique et au large des côtes de la Norvège, du Brésil et de l'Afrique de l'Ouest.

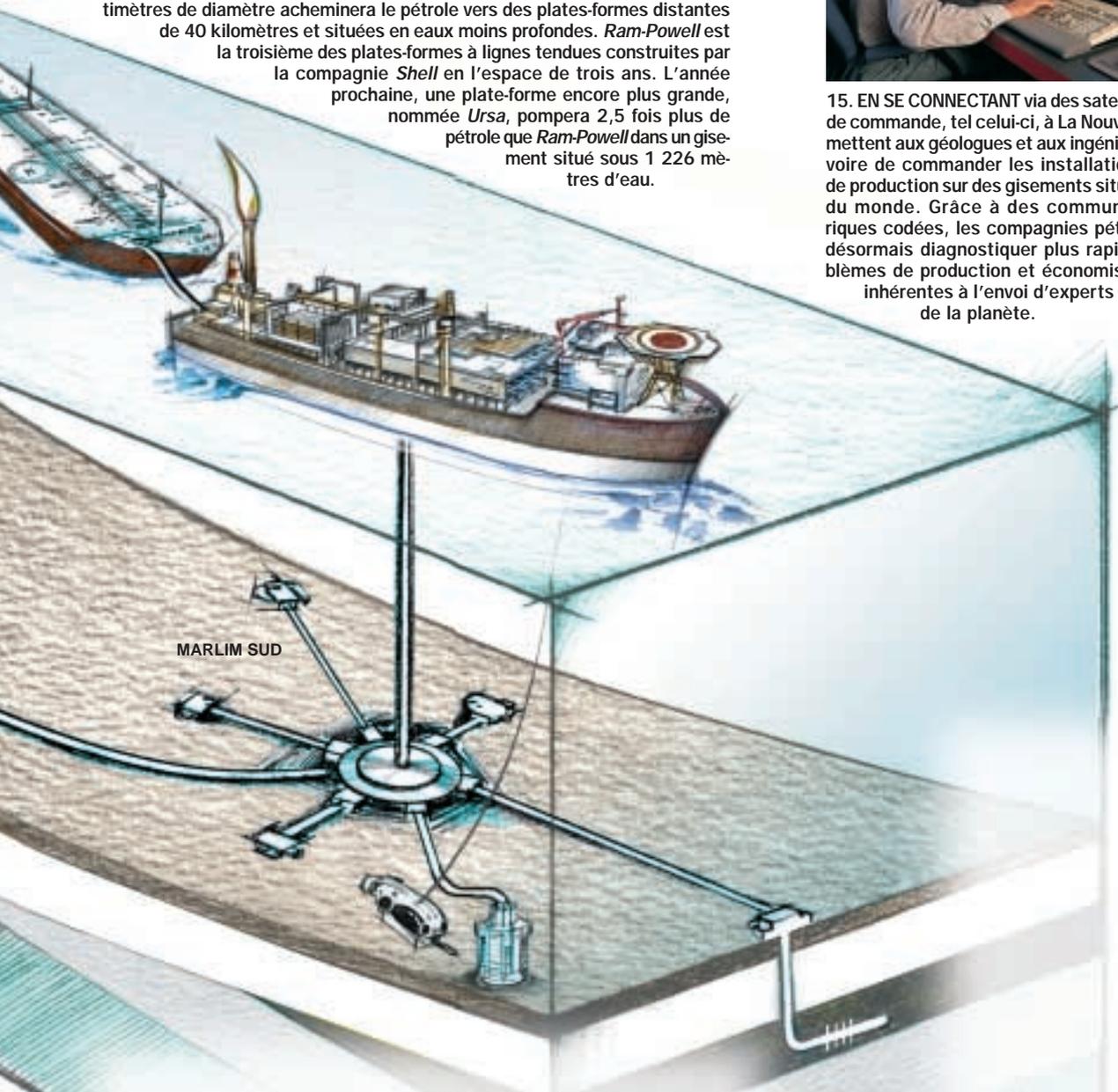
Les compagnies apprennent également à mieux détecter les couches de terrain contenant le pétrole. De grandes couches horizontales de sel et de basalte se trouvent parfois sous la surface du fond océanique, dans les eaux pro-

fondes des marges continentales. Lors des sondages sismiques classiques, elles renvoient presque toute l'énergie sonore et dissimulent ainsi les gisements de pétrole qu'elles surmontent. À l'aide d'un dispositif récemment déclassifié par la Marine américaine, qui mesure d'infimes variations de l'intensité et de la direction du champ gravitationnel, les géophysiciens voient aujourd'hui sous ces couches de sel ou de basalte.

Bien que l'extraction du pétrole profondément enfoui sous les océans reste très coûteuse, les dix plus grosses compagnies pétrolières ont déjà découvert, à ces profondeurs, de nouveaux gisements, qui accroîtront de cinq pour cent leurs réserves pétrolières. Cet accroissement n'est pas encore comptabilisé dans les réserves mondiales.

Les techniques de prospection et de production pétrolières continueront de progresser au XXI^e siècle. Elles n'éviteront probablement pas une pénurie possible de pétrole brut, mais elles donneront le répit nécessaire pour que les économies mondiales s'adaptent à d'autres sources d'énergie.

13. LA PLATE-FORME RAM-POWELL (au centre), construite dans le golfe du Mexique, par plus de 1 000 mètres de profondeur d'eau, par les compagnies Shell Oil, Amoco et Exxon, fonctionne depuis septembre 1997. Haute comme un immeuble de 46 étages, cette plate-forme est fixée sur des piliers de 270 tonnes, enfoncés dans le fond océanique, à 980 mètres au-dessous de la surface de l'eau. Avec ses douze lignes d'ancrage périphériques, chacune d'un diamètre de 71 centimètres, elle résisterait à des vagues de 22 mètres de hauteur et à des vents de 225 kilomètres par heure. Cette installation, qui a coûté cinq milliards de francs, peut percer des puits jusqu'à six kilomètres sous le fond océanique afin d'extraire les 17 millions de tonnes de pétrole qui, selon les estimations, sont récupérables dans le gisement. Un pipeline de 30 centimètres de diamètre acheminera le pétrole vers des plates-formes distantes de 40 kilomètres et situées en eaux moins profondes. Ram-Powell est la troisième des plates-formes à lignes tendues construites par la compagnie Shell en l'espace de trois ans. L'année prochaine, une plate-forme encore plus grande, nommée Ursa, pompera 2,5 fois plus de pétrole que Ram-Powell dans un gisement situé sous 1 226 mètres d'eau.



14. UNE DES TÊTES DE PUIXS les plus profondes installées sous l'eau (ci-dessus) se trouve à plus de 1 709 mètres sous la surface de l'océan Atlantique Sud, dans le champ de Marlim, au large du Brésil. À elle seule, la zone Sud de ce champ contiendrait 1,4 milliard de tonnes de pétrole brut. Il y a peu, ces réserves étaient inaccessibles. Des sous-marins téléguidés installent aujourd'hui un équipement de production sur le fond océanique. Le pétrole sera alors soit acheminé vers une plate-forme voisine située en eaux moins profondes, soit stocké provisoirement dans un navire en surface, avant d'être transvasé à bord de navettes. Les techniques d'immobilisation des navires de stockage, à la verticale du puits, ont beaucoup progressé. Quand le fond est à moins de quelques centaines de mètres de profondeur, on stabilise les navires par un système d'ancres. Au-delà, l'immobilisation doit être active : le navire doit utiliser le système de positionnement par satellite et des balises fixées sur le fond marin pour actionner ses moteurs et compenser sa dérive. Ces techniques devraient permettre d'exploiter des gisements sous-marins situés à plus de 3 000 mètres de profondeur d'eau.



Bevil Krapp

15. EN SE CONNECTANT via des satellites, des centres de commande, tel celui-ci, à La Nouvelle-Orléans, permettent aux géologues et aux ingénieurs de surveiller, voire de commander les installations de forage et de production sur des gisements situés à l'autre bout du monde. Grâce à des communications numériques codées, les compagnies pétrolières peuvent désormais diagnostiquer plus rapidement des problèmes de production et économiser les dépenses inhérentes à l'envoi d'experts aux quatre coins de la planète.

Roger Anderson est directeur du Groupe «Pétrole» du Centre de l'énergie, à l'Université Columbia.

George A. COOPER, *Le forage dirigé*, in *Pour la Science*, juillet 1994.

Deepwater Technology, Gulf Publishing, supplément de *World Oil*, août 1997.

World Oil's 4-D Seismic Handbook : The Fourth Dimension in Reservoir Management, Gulf Publishing, 1997.