

Autant en emporte le vent

Une analogie optique éclaire le savoir-faire des vieux loups de mer.

Selon le principe de Fermat, un rayon lumineux suit le chemin le plus court d'un point à un autre. Si, dans un milieu homogène, ce chemin est une droite, dans un milieu d'indice variable, c'est une courbe que l'on sait calculer. Pour les bateaux à voile, la trajectoire optimale est également une courbe qui se calcule au moyen de l'analogie optique : John Kimball et Harold Story, de l'Université d'Albany, ont ainsi calculé la route la plus rapide pour un voilier.

Sur un plan d'eau sans courant et balayé par un vent régulier, on connaît la vitesse du bateau en fonction de la direction suivie. Un tel diagramme de vitesse est uniquement fondé sur les équations de l'hydrodynamique, mais, en pratique, sa détermination est expérimentale. Il réserve des surprises : en naviguant vent arrière, on va moins vite qu'en recevant le vent de trois quarts arrière.

Le but d'un régatier est d'arriver à destination le plus rapidement possible, exercice difficile lorsque la destination finale est contre le vent, et plus encore lorsque la direction et la force du vent varient. Pour aller contre le vent, le marin tire des bords, c'est-à-dire qu'il zigzague autour de la direction du vent.



Lors d'une régate, tel *Le trophée multicoques Normandie*, les marins doivent s'adapter rapidement aux conditions de vent. Une analogie optique permet d'optimiser la route.

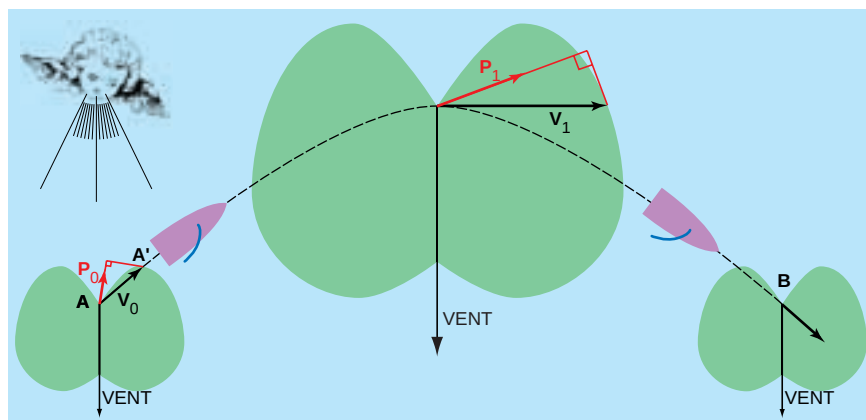
Les physiciens ont remarqué que la traversée d'un milieu d'indice variable par un rayon lumineux est analogue au déplacement optimal du bateau. Analysant le problème du déplacement du bateau en termes optiques, ils ont montré que le calcul du chemin le plus rapide imposait la résolution d'une équation vectorielle, une relation mathématique entre deux vecteurs. L'un de ces vecteurs est la vitesse du bateau, et l'autre, un vecteur dont la taille varie inversement à la vitesse : si la vitesse est doublée, la taille de ce vecteur est divisée par deux. Pour cette raison, on nomme ce dernier la «lenteur». En général, sa direction n'est pas celle de la vitesse. Son évolution est donnée par une équation différentielle.

La difficulté du calcul réside dans le choix du vecteur lenteur initial. Utili-

sons un exemple : lorsqu'on lance un caillou avec une vitesse initiale donnée, il est relativement aisé de déterminer son point de chute. En revanche, si l'on veut lancer le caillou à une distance précise, plusieurs essais seront nécessaires avant de trouver la vitesse initiale adéquate. Dans le calcul nautique, à partir d'une direction initiale pour le vecteur lenteur, l'évolution de la position du bateau est unique. Cependant, pour être certain d'arriver à la position voulue, des ajustements du vecteur lenteur initial sont nécessaires.

Le vecteur lenteur initial déterminé, comment connaître la vitesse ? L'équation vectorielle qui relie la vitesse à la lenteur est interprétable géométriquement : il suffit de tracer une droite perpendiculaire à la direction du vecteur lenteur, tangente au diagramme de vitesse. La vitesse initiale optimale est alors dirigée vers ce point de contact. À chaque instant, on calcule le nouveau vecteur lenteur et on répète cette construction du vecteur vitesse. Ainsi, quelles que soient les conditions de vent, et même lorsqu'il faut remonter au vent, on construit un chemin optimal.

Si à bord des bateaux on plaçait des ordinateurs qui calculent en permanence ce meilleur chemin, on ne testerait plus la capacité des marins, mais les qualités intrinsèques du bateau dans des conditions météorologiques données. Cependant, ces calculs ne seront jamais plus précis que les prévisions météorologiques utilisées. Les vieux loups de mer savent depuis longtemps que pour aller le plus rapidement possible d'un point à un autre, la route directe n'est pas nécessairement la meilleure. Les physiciens savent la calculer plus exactement.



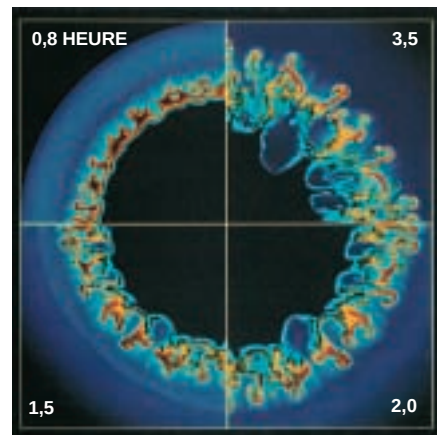
Un bateau doit se rendre de A à B le plus rapidement possible. Dans cette configuration météorologique, le vent est dirigé vers le bas, mais son intensité augmente de bas en haut. Comment construire le chemin optimal ? On trace d'abord le diagramme de vitesse (surface verte), l'ensemble des vitesses que peut prendre le bateau situé en A. On choisit ensuite le vecteur «lenteur» initial p_0 . Pour construire la vitesse initiale v_0 , on trace la perpendiculaire à la direction du vecteur p_0 , tangente au diagramme de vitesse. L'extrémité du vecteur vitesse initial est situé au point de contact. On calcule alors le nouveau vecteur lenteur et on répète la construction à chaque instant.

Jouer avec les étoiles

Un système à dix lasers pour analyser les supernovae.

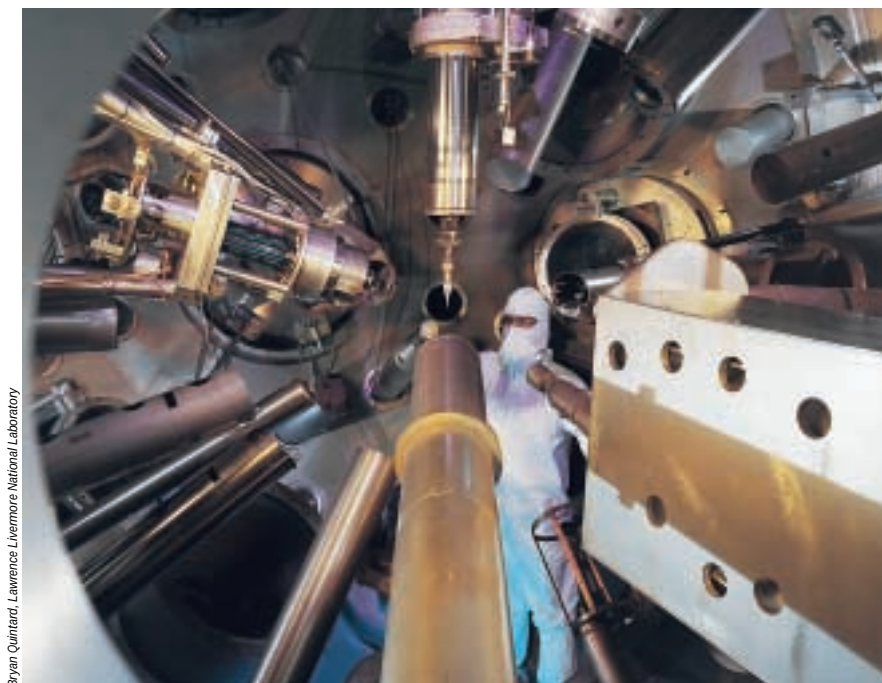
Il y a 11 ans, le 23 février, des astronomes de l'hémisphère Sud observaient un point brillant dans une galaxie voisine de la nôtre : c'était une supernova, l'explosion d'une étoile géante bleue, qui, faute de combustible nucléaire, s'était effondrée sur elle-même, tel un soufflé que l'on cesse de chauffer. Rebondissant sur le cœur, la matière des couches externes provoqua une titannique onde de choc et libéra, sous la forme de lumière, une quantité d'énergie égale à la totalité de l'énergie rayonnée par toutes les étoiles et galaxies visibles de l'Univers... mais en seulement dix secondes. Cette lumière se propagea pendant 160 000 ans, atteignant la Terre le 23 février 1987 ; d'où le nom SN 1987 A donné à la supernova.

Comment reproduire un tel phénomène en laboratoire ? Des physiciens du Laboratoire Lawrence Livermore utilisent aujourd'hui le laser Nova afin de recréer des conditions comparables à celles qui ont propulsé la couche externe de l'étoile dans l'espace. Évidemment, la reproduction se fait à petite échelle : les faisceaux laser – portant une énergie totale de 30 000 milliards de watts – sont focalisés sur un cylindre en or de trois millimètres de long, en partie recouvert d'une double couche de cuivre et de plastique.



Simulation numérique de l'explosion d'une supernova.

Les dix lasers émettent simultanément, vaporisant le cylindre d'or et formant une pluie de rayons X, qui engendrent un plasma. Les images réalisées par les caméras qui équipent le dispositif montrent des phénomènes analogues à ceux qui avaient été prévus par les simulations de supernova... au moins à deux dimensions. À trois dimensions, les simulations n'ont pas reproduit correctement la supernova SN 1987A : la vitesse de la matière éjectée par la supernova était deux fois supérieure à la vitesse calculée. Les physiciens américains espèrent que les paramètres mesurés lors des expériences menées à l'aide du laser Nova, extrapolées aux dimensions cosmiques, expliqueront les insuffisances des simulations.



Bryan Quitard, Lawrence Livermore National Laboratory

Le laser Nova délivre une énergie lumineuse de 30 000 milliards de watts sur une minuscule cible (à l'extrémité de la pointe verticale). Cette cible est un modèle réduit de supernova.

Le ressort et l'amortisseur

Des matériaux poreux et des liquides non mouillants stockent ou dissipent l'énergie.

Un nouveau groupe d'études industrielles qui réunit des laboratoires privés ou publics, civils ou militaires, prépare l'exploitation d'une idée physique apportée en France par le physicien russe Valentin Erochenko, aujourd'hui professeur à l'École nationale supérieure des techniques avancées (ENSTA) : le stockage ou la dissipation d'énergie par des matériaux poreux où circulent des liquides non mouillants.

L'idée est si simple qu'on s'étonne de la voir apparaître si tardivement : quand un liquide ne mouille pas une surface, on ne peut le mettre en contact avec cette dernière que si on lui apporte de l'énergie ; et puisque le liquide ne mouille pas la surface, il restitue l'énergie stockée en se séparant de la surface, quand il en a la possibilité. N'est-ce pas le principe du ressort ? Toutefois, comme l'énergie ainsi stockée par unité de surface est très faible, le seul moyen de l'augmenter notablement consiste à augmenter l'aire de la surface et, par exemple, à forcer la pénétration du liquide dans un matériau poreux, dont la surface totale développée atteint classiquement celle d'un terrain de football pour quelques centimètres cubes de solide.

Pourquoi un tel système serait-il supérieur à un ressort ? Tout d'abord parce que l'énergie stockée peut être considérable : elle atteint 200 joules par centimètre cube

de couple solide-liquide, et les forces restituées atteignent un millier de kilogrammes force. D'autre part, un tel système s'utilise peu (il supporte des centaines de milliers de cycles), puisqu'aucune pièce mécanique ne frotte contre une autre. Ensuite il tient parfaitement la « charge » : sans fuite, les molécules qui sont piégées dans le matériau y restent, jusqu'à ce qu'elles aient la possibilité d'en sortir, lors de l'ouverture d'une commande. C'est ainsi que V. Erochenko conserve un de ses systèmes depuis 12 ans, mesurant périodiquement la pression libérable : elle n'a pas changé de façon mesurable.

Si le principe du système a été bien étudié à Kiev, le groupe d'étude qui vient de se constituer en France cherche aujourd'hui les matériaux poreux et les liquides adaptés à chaque utilisation. La gamme des matériaux poreux est vaste : le silica gel, le charbon poreux, le verre poreux, l'alumine ou divers autres oxydes préparés par le procédé sol-gel peuvent accueillir de l'eau, du mercure ou des sels fondus... Toutes les associations sont possibles, à condition que le principe de base soit respecté : le liquide ne doit pas mouiller le solide poreux.

De surcroît, des variations inattendues du système sont possibles : si les pores du solide sont suffisamment gros et connectés de façon appropriée, la quantité de liquide qui vient au contact direct de la surface est proportionnellement faible, et le liquide circule beaucoup dans le matériau, dissipant l'énergie ; le système est alors un amortisseur.

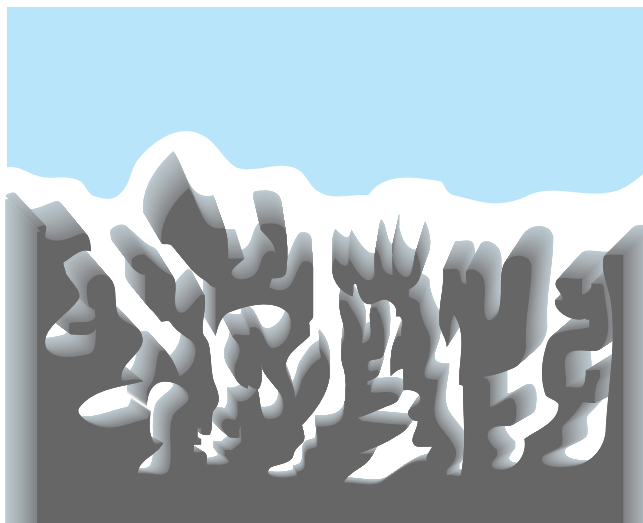
L'Aérospatiale, Bouygues, Dassault aviation, Elf Atochem, Giat industries, Jarret, la Snecma, DLDI et dix laboratoires de recherche publique s'intéressent au



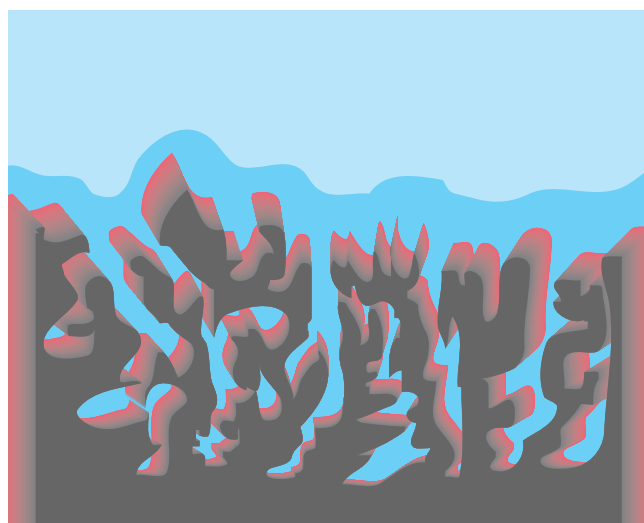
D.R.

Clé thermique à trois temps : (1) compression après chauffage ; (2) solidification du liquide par refroidissement ; (3) restitution de l'énergie mécanique lors du réchauffage.

procédé, avec des besoins variés. On entrevoit des dispositifs pour ouvrir les panneaux solaires des engins spatiaux, des bistouris chirurgicaux, des systèmes antisismiques, des systèmes de transformation de la chaleur en énergie mécanique. Par exemple, on a créé une « clé thermique », où l'on utilise les variations de l'énergie interfaciale pour stocker l'énergie : à chaud, on profite de cette réduction de l'énergie interfaciale pour faire entrer le liquide dans le solide poreux ; puis on solidifie le liquide en le refroidissant ; et on réchauffe le système quand on veut récupérer l'énergie. Enfin, des amortisseurs qui ressembleraient à ceux qui ont été employés pour les avions-cargo russes de type Antonov sont à l'étude.



On doit fournir de l'énergie pour faire pénétrer dans un solide poreux un liquide (en bleu) qui ne mouille pas le solide (en noir). Quand on



relâche la contrainte appliquée, l'énergie de surface (en rouge) est entièrement restituée.

Comment prévenir la prochaine crise pétrolière ?



Ces dernières années, la consommation mondiale de pétrole était supérieure à celle d'avant les crises pétrolières. Jamais les nations n'ont autant consommé qu'en 1997. La production, qui a atteint neuf millions de tonnes par jour, a limité l'augmentation des cours et ralenti l'inflation.

Pourquoi une telle consommation, qui oublie trop facilement les deux crises récentes ? Selon les auteurs du premier article de ce dossier, la production pétrolière augmentera encore jusque vers l'an 2000, avant de décliner régulièrement. Dans cette hypothèse, fondée sur des statistiques affinées, l'humanité devrait réagir rapidement pour éviter les hausses de prix, les récessions et les guerres.

Des voies se font jour, pour éviter le pire : les autres articles du dossier montrent que l'exploitation pétrolière classique n'est pas l'unique possibilité. On sait aujourd'hui reprendre l'exploitation de gisements déjà bien exploités et forer des puits à des profondeurs croissantes sous les fonds océaniques. La chimie apprend également à transformer le gaz naturel et les sables asphaltiques, abondants, en carburants liquides aussi bon marché que ceux qui sont obtenus par le raffinage du pétrole brut. Les pays industrialisés pourraient progressivement limiter leur consommation de pétrole brut «classique» : ce n'est qu'une affaire de volonté, de temps et d'argent.

La fin du pétrole bon marché

COLIN CAMPBELL • JEAN LAHERRÈRE

La production mondiale de pétrole bon marché déclinera dans une dizaine d'années.

En 1973 et en 1979, deux brusques hausses des prix du pétrole ont rappelé aux pays industrialisés combien leur économie était fondée sur la consommation de pétrole. Un embargo des pays arabes provoqua un triplement des cours, et la déposition du shah d'Iran fit encore doubler le prix du pétrole. Les grandes économies mondiales reculèrent. Des analystes déclarèrent que ces crises annonçaient une pénurie prochaine de pétrole. Pourtant, ils avaient tort.

Les compagnies pétrolières savaient que ces prévisions pessimistes étaient fausses : peu auparavant, des équipes

de prospection avaient découvert d'énormes bassins pétroliers au Nord de l'Alaska et sous la mer du Nord. En 1973, on n'avait apparemment consommé qu'un huitième environ des réserves de pétrole brut facilement accessible. Les cinq membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), au Moyen-Orient, augmentèrent leurs prix non pas parce que le pétrole était plus rare, mais parce qu'ils avaient capté 36 pour cent du marché. Lorsque la demande diminua et que les acheteurs s'approvisionnèrent en mer du Nord et en Alaska, l'OPEP fut affaibli et les cours diminuèrent.

En revanche, la prochaine crise pétrolière sera plus durable. Même si l'on tient compte des récentes découvertes de pétrole, l'offre «classique», celle du pétrole bon marché, ne satisfera plus la demande dans moins d'une dizaine d'années. Cette conclusion s'oppose aux prévisions de l'industrie pétrolière qui, début 1998, annonçait

fièrement des réserves prouvées s'élevant à 140 milliards de tonnes. En divisant ce chiffre par les 3,2 milliards de tonnes annuels correspondant à la production actuelle, on prévoirait une production sereine durant 43 ans, voire plus, car les statistiques officielles montrent un accroissement des réserves.

Toutefois ce raisonnement contient trois erreurs graves. Premièrement, il repose sur une mauvaise estimation des réserves. Deuxièmement, il suppose que la production pétrolière restera constante. Enfin il postule que l'on extraira les dernières gouttes de pétrole tout aussi facilement qu'aujourd'hui. Or la production d'un puits – ou d'un gisement – n'est pas régulière : après le moment de production maximale, elle diminue quand les réserves ont diminué environ de moitié.

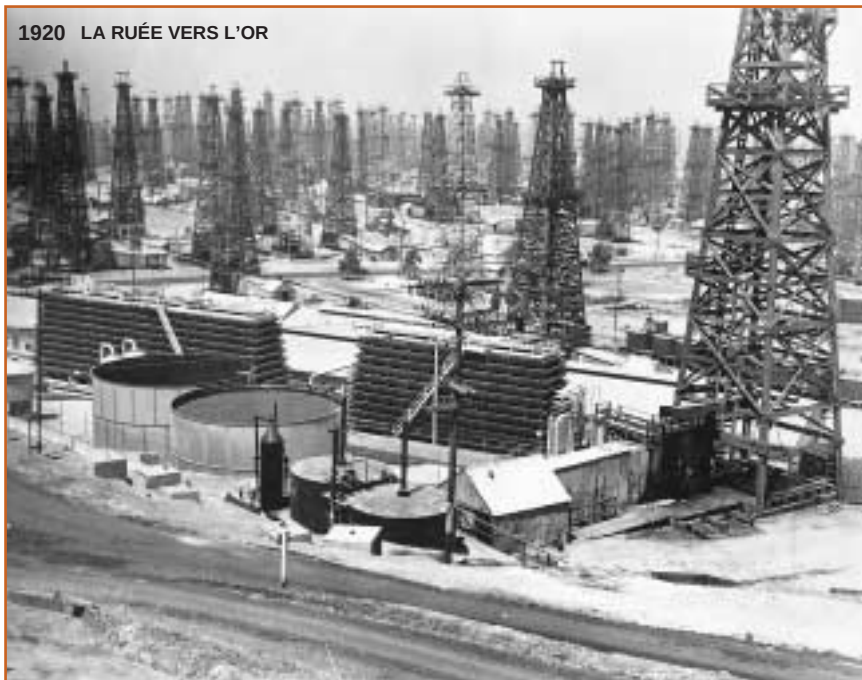
D'un point de vue économique, peu importe de savoir quand la planète manquera totalement de pétrole : ce qui compte, c'est la date à partir de

1. LA PRODUCTION PÉTROLIÈRE a augmenté régulièrement, aux États-Unis, jusque dans les années 1970 (courbe rouge). Les restrictions des importations du Moyen-Orient, en 1973 et en 1979 (courbe grise), conduisirent à une hausse des prix et à des pénuries. La guerre du Golfe a rappelé au monde industriel sa dépendance énergétique (courbe grise).

1859 PREMIER PUITS AMÉRICAIN À TITUSVILLE (PENNSYLVANIE)



1920 LA RUÉE VERS L'OR



laquelle la production déclinera. Les prix augmenteront alors, sauf si la demande décroît. Plusieurs méthodes d'estimation des réserves classiques actuelles et de la quantité de pétrole restant à découvrir nous font conclure que ce déclin commencera avant 2010.

Comment obtenir les chiffres véritables ?

Nous avons passé la majeure partie de nos carrières à rechercher du pétrole, à analyser les réserves et à estimer les quantités à découvrir, d'abord au service de grandes compagnies pétrolières, puis comme consultants indépendants. Progressivement nous avons compris que les évaluations sont bien plus difficiles qu'elles ne le paraissent au premier abord.

Trois valeurs doivent intervenir dans les prévisions de la production de pétrole. La première valeur est la quantité de pétrole déjà extraite à ce jour, encore nommée «production cumulée». La deuxième est une estimation des réserves ou, plus exactement, de la quantité de pétrole que les compagnies extraieront des gisements connus avant de les abandonner. La troisième valeur est une estimation argumentée de la quantité de pétrole brut restant à découvrir et à exploiter. En ajoutant ces trois nombres, on obtient la production ultime, c'est-à-dire le nombre total de tonnes qui auront été extraites lorsque la production cessera.

Comment déterminer ces trois valeurs ? Les publications des compagnies pétrolières sont utiles pour la détermination de la production cumulée, car les compagnies comptabilisent les quantités de pétrole qui sortent de leurs puits. Toutefois ces statistiques sont imprécises : par exemple, aucune compagnie n'a comptabilisé les quelque 300 millions de tonnes qui ont été brûlées en pure perte par l'Irak, au Koweït, en 1991. En estimant les erreurs de ce type, les experts admettent que, à la fin de 1997, l'industrie avait extrait un peu plus de 110 milliards de tonnes de pétrole.

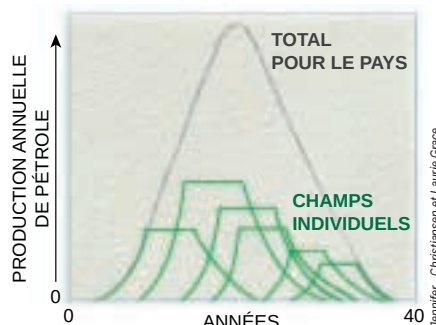
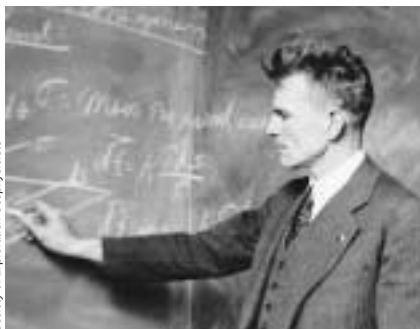
L'estimation des réserves est beaucoup plus difficile. La plupart des statistiques disponibles proviennent de recensements effectués par deux revues spécialisées, *Oil and Gas Journal* et *World Oil*, qui, chaque année, enquêtent auprès des compagnies pétrolières et des États, puis publient les chiffres de production et de réserves qui leur sont communiqués, sans toutefois les vérifier. Ces valeurs, souvent acceptées sans analyse, contiennent des erreurs systématiques. Nombre d'entre elles sont irréalistes, parce que, l'estimation des réserves n'étant pas une science exacte, les ingénieurs pétroliers pondèrent leurs estimations par des probabilités. Par exemple, les géologues estiment à 90 pour cent la probabilité que le gisement d'Oseberg, en Norvège, contienne 95 mil-

lions de tonnes de pétrole récupérable, et ils estiment à 10 pour cent la probabilité que l'on puisse en extraire 340 millions de tonnes : la première valeur est une estimation P90 (pour «probabilité de 90 pour cent»), et la seconde une réserve P10.

En pratique, les compagnies et les gouvernements hésitent à avancer de telles probabilités, et ils préfèrent afficher des estimations qui leur conviennent, tant que leur probabilité est comprise entre 10 et 90 pour cent : les estimations optimistes, par exemple, peuvent faire monter le prix des actions d'une compagnie pétrolière.

Les membres de l'OPEP gonflent encore plus volontiers leurs estimations, car plus leurs réserves sont élevées, plus ils peuvent exporter de pétrole. Les compagnies nationales qui détiennent l'exclusivité des droits pétroliers, dans les principaux pays de l'OPEP, n'ont pas à publier (et ne publient pas) des statistiques détaillées sur chaque gisement : celles-ci pourraient être utilisées pour des vérifications des réserves totales du pays concerné. On soupçonne ainsi que, lorsque, vers la fin des années 1980, six des onze pays de l'OPEP annoncèrent une augmentation considérable de leurs réserves (comprise entre 42 et 197 pour cent), leur unique motivation fut d'accroître leurs quotas à l'exportation.





2. DANS CHAQUE GRANDE RÉGION PÉTROLIÈRE du monde, la production commence à chuter lorsque les réserves sont à moitié épuisées. Quand on additionne les productions de gisements de tailles et d'âges divers (courbes vertes à droite), on obtient habituellement une courbe en forme de cloche. À partir de cette observation, King Hubbert (à gauche), géologue du Groupe *Shell*, a prédit en 1956 que la production pétrolière des 48 premiers États américains culminerait vers 1969, ce qui fut effectivement le cas.

Les estimations antérieures, établies par les compagnies privées avant leur nationalisation par les pays de l'OPEP, étaient probablement prudentes, affectées d'une probabilité de 90 pour cent. Leur révision à la hausse était inévitable, mais aucune nouvelle découverte de gros gisements, ni aucune percée technique ne justifiaient l'accroissement colossal annoncé : 40 milliards de tonnes, soit plus que tout le pétrole jamais découvert aux États-Unis. Naturellement, les pays qui ne sont pas membres de l'OPEP ne se privent pas, eux non plus, d'annoncer de fausses estimations : en 1997, 59 pays ont annoncé des réserves inchangées par rapport à 1996. Comme les réserves diminuent avec l'assèchement des vieux gisements et augmentent avec la découverte de nouveaux gisements, la constance des réserves, pendant plusieurs années, est très improbable.

De surcroît, la définition des réserves varie. Aux États-Unis, la Commission des opérations de bourse auto-

rise les sociétés à mentionner des réserves «prouvées» à condition que le pétrole se trouve près d'un puits en activité et qu'il y ait une «certitude raisonnable» que son extraction soit rentable avec le prix actuel du pétrole brut et avec les techniques actuelles. Ainsi, aux États-Unis, une réserve prouvée équivalait environ à une estimation P90.

Les réserves non prouvées

Les organismes de contrôle de la plupart des autres pays n'imposent pas de telles définitions. Durant de nombreuses années, les anciens pays communistes ont couramment publié des valeurs exagérément optimistes, de type P10. Pourquoi les experts ont-ils souvent mêlé ces valeurs à celles des réserves prouvées? La revue *World Oil* a calculé qu'en 1996 les réserves prouvées de l'ex-Union soviétique s'élevaient à 25 milliards de tonnes, alors que la revue *Oil and Gas Journal* mentionnait seulement 8 milliards de tonnes. La différence montre les difficultés d'évaluation.

On ne résoudrait pas le problème en n'utilisant que les estimations P90, car l'addition de valeurs probables à 90 pour cent, pour chaque gisement, conduirait à une sous-estimation globale des réserves du pays. La seule

méthode convenable pour estimer correctement les réserves consiste à additionner les estimations moyennes pour chaque gisement. En pratique, on considère que la fiabilité est suffisante quand on utilise l'estimation médiane, autrement dit la valeur correspondant aux réserves P50, encore qualifiées de «prouvées et probables». Cette valeur P50 représente le nombre de tonnes qui ont autant de chances de sortir que de ne pas sortir d'un puits durant son existence, en supposant que les prix restent contenus dans une étroite fourchette. Les erreurs sur les diverses estimations P50 se compensent.

L'examen des statistiques recueillies à Genève par la Société *Petroconsultants* nous a permis de contourner nombre de difficultés d'estimation. Ces statistiques, constituées durant plus de 40 ans à partir de sources variées, concernent quelque 18 000 gisements pétroliers du monde. Nous avons cherché à corriger les valeurs douteuses.

Selon nos calculs, les réserves mondiales de pétrole brut classique s'élevaient, à la fin de 1996, avec une probabilité de 50 pour cent, à environ 120 milliards de tonnes, soit nettement moins que les 140 milliards de tonnes annoncés par la revue *Oil and Gas Journal* et que les 160 milliards de tonnes estimés par le journal *World Oil*. La différence est peut-être même supérieure, car notre estimation représente la quantité de pétrole qui sera très probablement extraite des gisements connus, tandis que celle du journal *World Oil* est supposée être une estimation prudente des réserves prouvées.

La date à laquelle la production pétrolière culminera dépend bien moins du volume des réserves mondiales P50 que de la quantité de pétrole ultime classique. Afin d'évaluer cette quantité, nous devons savoir si les réserves croissent ou décroissent, et à quel rythme. C'est ici que les statistiques officielles deviennent dangereusement trompeuses.

À DÉCOUVRIR :
20 MILLIARDS DE TONNES

RÉSERVES EN 1998 :
120 MILLIARDS DE TONNES

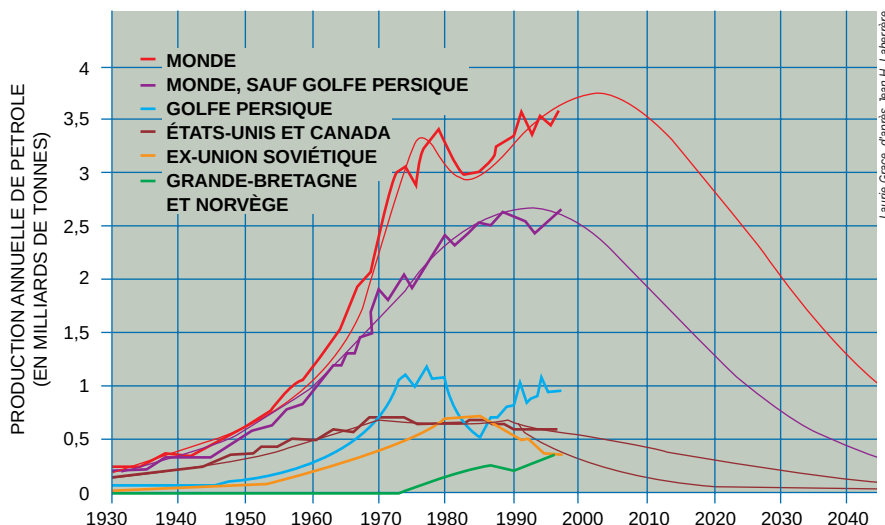


Des rendements en baisse

Celui qui examine les statistiques officielles observe avec étonnement que les réserves mondiales de pétrole n'ont cessé de croître au cours des 20 dernières années. Peut-on extrapoler cette tendance et conclure, comme l'ont fait les services américains d'information sur l'énergie, que la production de pétrole continuera de croître durant les prochaines décennies, atteignant vers l'an 2020 une valeur supérieure des deux tiers à celle d'aujourd'hui? Une telle croissance est illusoire : 80 pour cent du pétrole produit aujourd'hui provient de gisements découverts avant 1973 ; la grande majorité de ces gisements sont en déclin.

Dans les années 1990, les compagnies pétrolières ont découvert en moyenne un milliard de tonnes par an ; en 1997, elles ont extrait plus de trois fois cette valeur. Pourtant, les chiffres officiels indiquaient que les réserves prouvées n'avaient pas chuté de 2,2 milliards de tonnes, comme on s'y serait attendu, mais avaient au contraire augmenté de 1,5 milliard de tonnes : plusieurs dizaines de pays ont choisi de ne pas mentionner le déclin de leurs réserves, peut-être pour renforcer leur prestige politique et leur capacité à obtenir des prêts. En outre, certaines compagnies pétrolières ont rehaussé les estimations de nombreux gisements. Ces rectifications n'ont pas nécessairement une volonté de tromper, mais elles faussent sérieusement les prévisions déduites des rapports publiés.

Pour mieux évaluer les gisements à découvrir, on doit rapporter chaque révision à l'année où fut découvert le gisement, et non à l'année où une compagnie ou un pays a révisé ses estimations antérieures. En procédant ainsi, on voit que les découvertes mondiales ont été maximales au début des années 1960, puis n'ont cessé de diminuer. En prolongeant cette tendance jusqu'à la valeur zéro, on estime les réserves qui restent à découvrir.



4. LA PRODUCTION MONDIALE DE PÉTROLE (courbe rouge) a repris, après une chute en 1973 et en 1979. Un modèle fondé sur des courbes de Hubbert (courbes fines) indique que la production déclinera plus durablement dans dix ans. La production des États-Unis et du Canada réunis (courbe marron) a atteint son maximum en 1972 ; la production de l'ex-Union soviétique (courbe orange) a diminué de 45 pour cent depuis 1987. La production des pays producteurs qui ne sont pas situés dans le golfe Persique (courbe mauve) semble aujourd'hui proche de son maximum.

D'autres méthodes d'estimation (voir l'encadré de la page 34) nous ont permis de calculer que l'industrie pétrolière pourra extraire encore 140 milliards de tonnes environ. Bien qu'impressionnant, ce nombre n'est que légèrement supérieur aux 110 milliards de tonnes déjà extraits.

Prédire l'inévitable

Même si l'on consacre davantage d'argent à la prospection pétrolière, cette situation ne changera pas. Après la flambée des cours du brut, au début des années 1980, les prospecteurs ont mis au point de nouvelles techniques de détection et d'extraction du pétrole, puis ils ont parcouru le monde à la recherche de nouveaux gisements. Ils en ont peu trouvé : la fréquence des découvertes a inexorablement décliné. Notre planète renferme une quantité finie de pétrole, et les compagnies pétrolières en ont découvert environ 90 pour cent.

Après avoir estimé la quantité de pétrole restant à extraire, nous avons

prédict quand la production pétrolière commencera à diminuer. Nous avons appliqué une version améliorée d'une méthode publiée pour la première fois par King Hubbert, en 1956. Hubbert, qui travaillait pour la Société Shell, avait observé que, dans toute région suffisamment vaste du monde, l'extraction incontrôlée d'une ressource limitée suit une courbe en cloche qui est maximale lorsque la moitié environ de cette ressource est épuisée. Pour démontrer sa théorie, Hubbert plaqua une courbe en cloche sur les statistiques de la production pétrolière, puis affirma que la production des 48 premiers États américains croîtrait durant encore 13 années pour culminer en 1969, à une année près. Il eut raison : la production fut maximale en 1970 et, depuis, elle n'a cessé de suivre sa courbe en cloche, à quelques faibles écarts près. Les productions de plusieurs autres nations, tels l'ex-Union soviétique et l'ensemble de tous les pays pétroliers qui ne sont pas au Moyen-Orient, ont également suivi des courbes de Hubbert.

PRODUCTION CUMULÉE :
110 MILLIARDS DE TONNES



L'évolution mondiale est plus difficile à cerner, car les pays membres de l'OPEP ont délibérément ralenti leurs exportations dans les années 1970, tandis que d'autres pays continuaient de produire normalement. Notre analyse révèle cependant que certains des plus gros producteurs, dont la Norvège et le Royaume-Uni, atteindront leur production maximale au tournant du millénaire, sauf s'ils réduisent considérablement leur production. Vers l'an 2002, le monde dépendra des pays du Moyen-Orient, notamment de cinq pays du golfe Persique (l'Iran, l'Irak, le Koweït, l'Arabie saoudite et les Émirats arabes unis), pour combler l'écart entre une offre en diminution et une demande en augmentation.

Puis, quand 125 milliards de tonnes auront été consommés, la production chutera probablement. À moins d'une récession planétaire, la production mondiale de pétrole brut sera maximale dans la première décennie du XXI^e siècle.

Cette prédiction reste vraie si les estimations sont augmentées ou diminuées de quelques milliards de tonnes : Craig Bond Hatfield, de l'Université de l'Ohio, a fondé sa propre analyse sur une estimation des réserves égale à 210 milliards de tonnes (55 pour cent de plus que nos estimations), effectuée par le Service américain de recherches géologiques, et il a pareillement conclu que la production pétrolière mondiale sera

maximale dans les 15 prochaines années. Même John Edwards, de l'Université du Colorado, qui a publié en août 1997 l'une des plus optimistes estimations récentes des réserves de pétrole (280 milliards de tonnes), tout en reconnaissant que les compagnies pétrolières n'ont que 5 pour cent de chances de récupérer tout ce pétrole, a prédit que la production de brut culminera en 2020.

Peut-on retarder le déclin ?

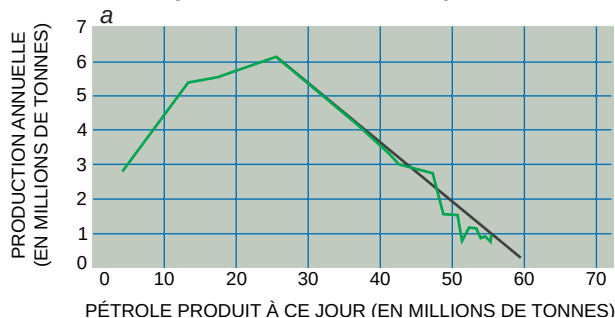
Divers événements pourraient précipiter ou différer le déclin de la production pétrolière. Trois d'entre eux, notamment, ont souvent conduit des géologues et des économistes à nier les

Combien reste-t-il de pétrole à découvrir ?

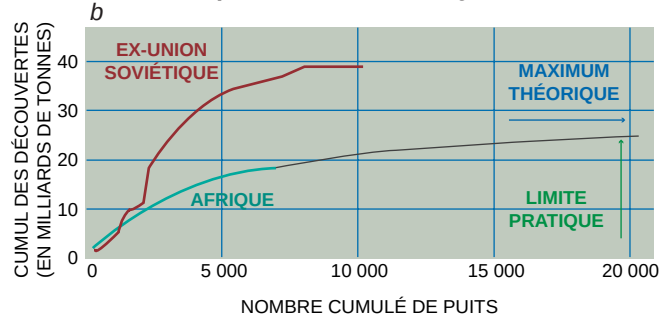
Pour déterminer que la quantité de pétrole classique susceptible d'être encore produite s'élève à environ 140 milliards de tonnes, nous avons associé plusieurs techniques. Tout d'abord, nous avons extrapolé les chiffres de production publiés pour les gisements anciens déjà sur le déclin (a). Ainsi, le gisement Thistle, au large de l'Angleterre, produira environ 60 millions de tonnes. Ensuite, nous avons tracé le graphe de la quantité de pétrole découverte jusqu'ici dans quelques régions du Globe en fonction du nombre cumulé des puits forés dans ces régions à titre exploratoire. Comme les gisements les plus importants sont généralement découverts en premier, la courbe croît d'abord rapidement, puis tend vers un maximum théorique : pour l'Afrique, 25 milliards de tonnes. Toutefois, les temps et

les coûts de prospection imposent une limite plus réaliste, située aux alentours de 23 milliards de tonnes (b). Troisièmement, nous avons analysé la distribution des tailles des gisements pétroliers de diverses régions, notamment du golfe du Mexique. Après classement en fonction de la taille, puis report sur une échelle logarithmique, on remarque que ces gisements tendent à suivre une parabole qui s'élargit de manière prédictible au cours du temps (c). Enfin, nous avons vérifié nos estimations en confrontant nos projections de la production pétrolière dans de grandes régions, par exemple le monde, à l'exception du golfe Persique, avec l'augmentation et la diminution des quantités découvertes annuellement dans ces régions quelques décennies plus tôt (d).

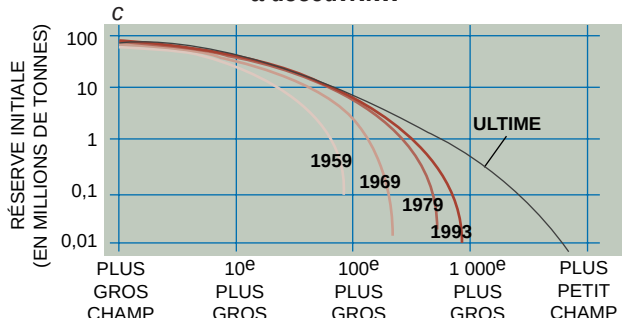
On prévoit la quantité de pétrole restante à partir du déclin de champs...



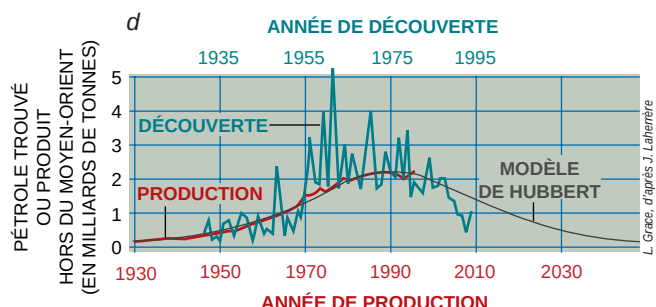
... à partir des rendements décroissants de l'exploration de vastes régions...

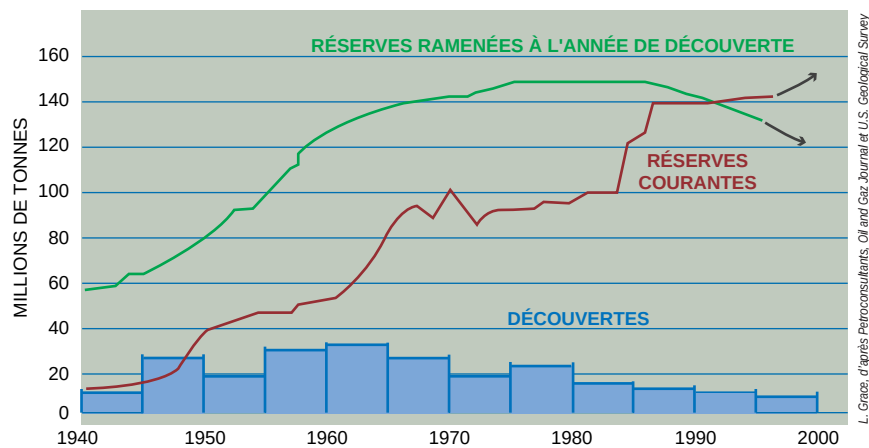


... en extrapolant la taille des champs à découvrir...



... et en comparant la production aux découvertes décalées dans le temps.





L. Grace, d'après Petroconsultants, Oil and Gas Journal et U.S. Geological Survey

5. LA CROISSANCE DES RÉSERVES PÉTROLIÈRES depuis 1980 n'est qu'une illusion reposant sur des révisions tardives des estimations initiales. En rapportant ces révisions à l'année de découverte des gisements, on constate que les réserves ont chuté, en raison d'un déclin continu des découvertes de nouveaux gisements (histogramme en bleu).

prochaines difficultés de l'exploitation pétrolière.

Premièrement, certains ont prétendu que des endroits reculés de la planète renfermeraient d'énormes gisements encore inconnus. Leur hypothèse est improbable : les contrées encore inexplorées sont rares (seules les très grandes profondeurs sous-marines et les zones polaires n'ont pas été totalement testées), et les potentialités de ces régions sont limitées. Les progrès accomplis en géophysique et en géochimie théoriques ont permis de dresser, avec une précision impressionnante, la carte des éventuels gisements rentables : de vastes zones continentales et une grande partie des zones océaniques profondes sont probablement stériles.

La mer Caspienne renferme-t-elle des trésors pétroliers sous-estimés ? Selon nos modèles, la production augmentera dans cette région jusque vers 2010, mais certains experts américains admettent que les réserves totales de la mer Caspienne sont analogues à celles de la mer du Nord, soit environ sept milliards de tonnes, et certainement pas des dizaines de milliards de tonnes, comme l'ont parfois signalé des journaux.

D'autre part, on a souvent prétendu que des techniques nouvelles augmenteraient la part de pétrole (le «taux de récupération») que l'on peut extraire des gisements. Dans les années 1960, les compagnies pétrolières supposaient qu'on ne pouvait récupérer que 30 pour cent d'un gisement ; aujourd'hui, elles avancent une moyenne de 40 à 50 pour cent. Le perfectionnement des techniques permettrait-il d'accroître notablement les réserves planétaires ?

Un peu (voir *La production du pétrole au XXI^e siècle*, par Roger Anderson, p. 40), mais l'amélioration apparente des taux de récupération est en grande partie un effet d'annonce. Quand les gisements vieillissent, leurs propriétaires cherchent souvent de nouvelles techniques pour ralentir leur déclin. Ce déclin permet également aux ingénieurs d'évaluer plus précisément la taille des gisements et de corriger à la hausse les estimations antérieures sous-estimées, notamment les estimations P90, qui, par définition, avaient 90 pour cent de chances d'être dépassées (la probabilité que les réserves d'un champ soient supérieures à zéro est égale à 100 pour cent ; la probabilité que les réserves réelles soient supérieures aux réserves prouvées est égale à 90 pour cent).

Une autre raison pousse à douter d'une amélioration notable des taux de récupération : lorsqu'elles estiment leurs réserves, les compagnies pétrolières comptent déjà sur d'éventuels progrès techniques. En outre, les techniques le plus en pointe apportent peu à l'exploitation des plus grands gisements, à savoir ceux du Proche-Orient, dont le pétrole n'a nullement besoin d'aide pour jaillir du sol.

Enfin, certains économistes prétendent que la planète renferme d'énormes réserves de combustibles que l'on pourra substituer au pétrole brut dès que celui-ci sera trop coûteux. Ces gisements abondent effectivement : on estime que la ceinture pétrolière de l'Orénoque, au Venezuela, contient 160 milliards de tonnes de ce liquide figé nommé pétrole lourd. Les sables asphaltiques du Canada et de l'ex-

Union soviétique contiendraient l'équivalent de plus de 40 milliards de tonnes de pétrole (voir *L'exploitation du pétrole à ciel ouvert*, par Richard George, p. 38). En théorie, une fois terminée la grande époque du pétrole classique, ces réserves non classiques pourraient être la source à partir de laquelle on produira des carburants liquides. Toutefois l'industrie pétrolière risque de manquer de temps et d'argent pour effectuer sa reconversion.

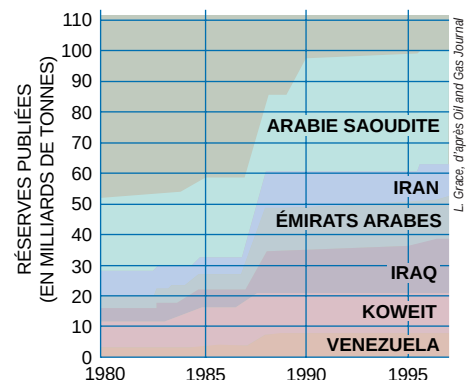
L'exploitation des réserves nouvelles pourrait également être écologiquement redoutable. Les sables asphaltiques, par exemple, sont exploités surtout dans des mines à ciel ouvert, de sorte que la récupération du pétrole à partir de ces sables pollue l'atmosphère. Les huiles lourdes de l'Orénoque, d'autre part, contiennent des métaux lourds et du soufre qu'il faut éliminer. Ainsi, les pays s'opposent probablement à un développement débridé de cette nouvelle industrie pétrolière. Face à ces obstacles potentiels, nous pensons qu'au cours des 160 prochaines années, seuls 100 milliards de tonnes seraient au maximum extraits des réserves de pétrole non classique.

Le déclin

La consommation mondiale de pétrole croît aujourd'hui à un rythme supérieur à deux pour cent par an. Depuis 1985, la consommation d'énergie augmente d'environ 30 pour cent en Amérique latine, de 40 pour cent en Afrique et de 50 pour cent en Asie. D'après l'administration américaine, la demande mondiale en pétrole augmentera de 60 pour cent vers 2020, pour atteindre alors environ 5,5 milliards de tonnes par an.

Le déclin de la production pétrolière engendrera probablement des tensions économiques et politiques. À moins que l'on n'utilise rapidement d'autres formes d'énergie, la part de marché de l'OPEP augmentera rapidement pour dépasser 30 pour cent dans deux ans, atteignant ainsi le niveau des années 1970, au cours des chocs pétroliers.

Le prix du pétrole augmentera sans doute considérablement : les augmentations réduiront la demande et ralentiront la production durant peut-être dix années (la demande a chuté de plus de dix pour cent après le choc pétrolier de 1979 et a mis 15 ans pour retrouver son niveau antérieur), mais, vers 2010 envi-



6. CETTE DOUTEUSE AUGMENTATION DES RÉSERVES, rapportée par six pays membres de l'OPEP, a ajouté 40 milliards de tonnes de pétrole au recensement officiel des réserves, sans pourtant avoir été suivie d'aucune découverte majeure de gisements nouveaux.

ron, nombre de pays du Moyen-Orient auront eux-mêmes épuisé plus de la moitié de leurs réserves. La production pétrolière mondiale chutera.

Si l'on s'y prépare suffisamment tôt, la transition ne sera pas nécessairement traumatisante. Si l'on rentabilise et si l'on diversifie les techniques de production de carburants liquides à partir du gaz naturel, ce dernier pourrait devenir la prochaine source d'énergie des transports (voir *Des carburants liquides à partir du gaz naturel*, par Safaa Fouda, p. 46). Une énergie nucléaire plus sûre, des énergies renouvelables moins chères et des plans de stockage du pétrole retarderaient également le déclin inévitable du pétrole classique.

Dès aujourd'hui, les pays devraient planifier la gestion de l'énergie et investir dans de nouvelles recherches. La planète n'est pas encore à court de pétrole, mais nous devons envisager la fin du pétrole bon marché et abondant.

Colin CAMPBELL est géologue. Jean LAHERRÈRE est géologue et membre du Groupe Énergie 2010-2020 du Commissariat général du plan.

Jean LAHERRÈRE, *Distributions de type fractal parabolique dans la Nature*, in *Comptes rendus de l'Académie des sciences*, vol. 322, IIa, n° 7-4, pp. 535-541, avril 1996.

Jean LAHERRÈRE et Alain PERRODON, *Technologies et réserves*, in *Pétrole et technique*, janvier-février 1997.

Jean LAHERRÈRE, *De quoi sont faites les réserves*, in *Pétrole informations*, n° 1732, février-mars 1998.

Adresses Internet : Jean Laherrère au j.h.laherrere@infonie.fr, et Colin Campbell à clanjou@perigord.com

L'extraction du pétrole à ciel ouvert

RICHARD GEORGE

Certains sables du Canada renferment plus de pétrole que n'en contiennent tous les gisements d'Arabie saoudite. On sait aujourd'hui exploiter ces ressources de façon rentable.

On a longtemps assimilé le «pétrole» au pétrole brut, mélange liquide d'hydrocarbures qui filtre à travers les couches poreuses du sous-sol et jaillit généreusement des trous de sonde. Toutefois une bonne partie des réserves pétrolières mondiales se présente sous la forme, moins directement utilisable, d'une substance noire et visqueuse, nommée bitume, qui s'écoule difficilement entre les grains de sable et de certains schistes (des boues

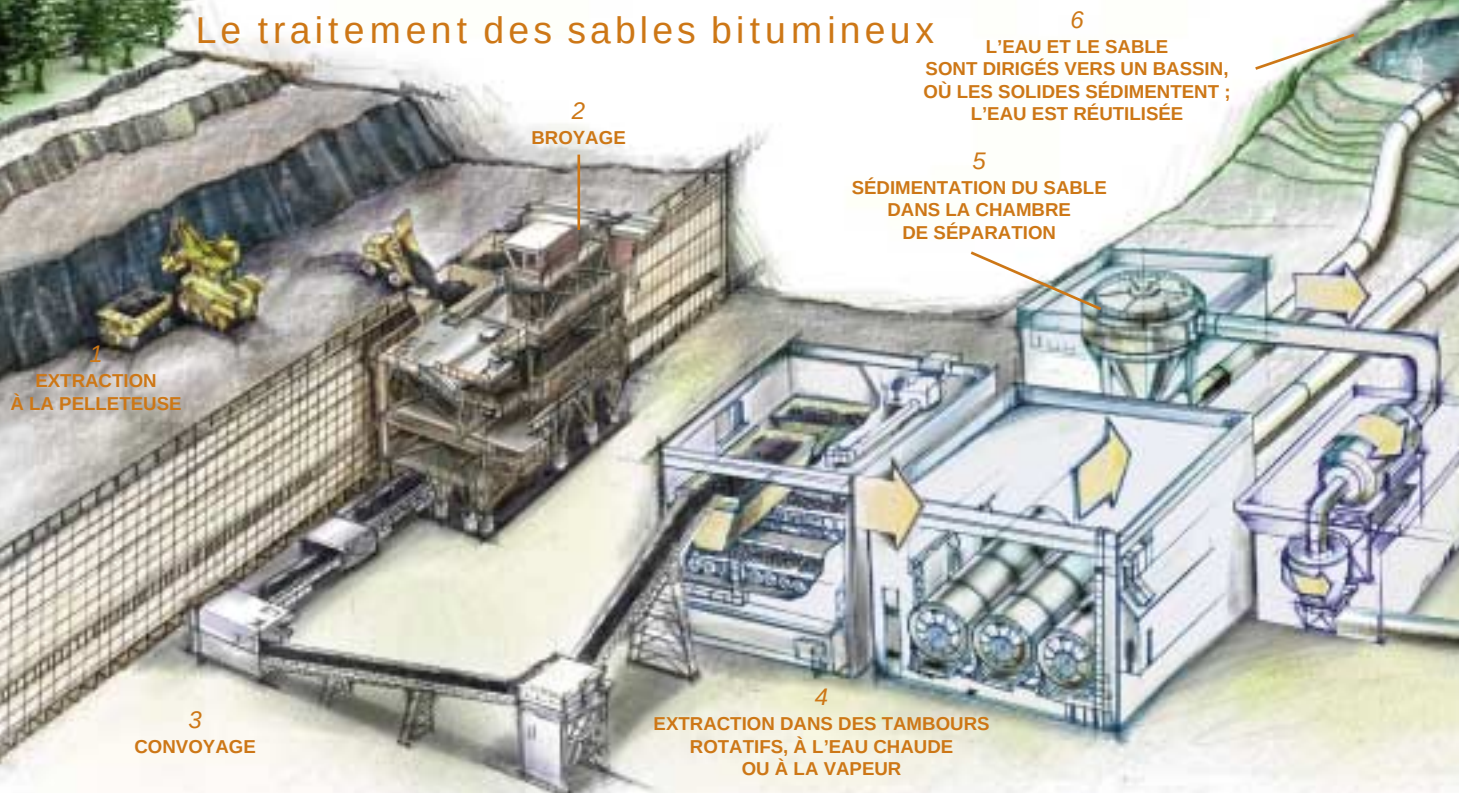
solidifiées). Des sociétés apprennent à récupérer ce pétrole dans des mines à ciel ouvert.

Creuser le sol pour en extraire ensuite du pétrole semble plus difficile que forer un puits et pomper du pétrole brut, mais les formes non classiques du pétrole sont si abondantes qu'on ne peut les négliger. Dans la seule province d'Alberta, au Canada, les méthodes actuelles de traitement récupéreraient 41 milliards de tonnes de sables asphaltiques, soit plus que les réserves de pétrole (publiées) de l'Ara-

bie saoudite. Les schistes bitumineux semblent moins abondants, mais l'Australie en contient au moins 3,8 milliards de tonnes, et l'Estonie, le Brésil, la Suède, les États-Unis et la Chine en possèdent également de grandes quantités. Au total, ces sables et ces schistes des quatre coins du Globe renfermeraient plusieurs centaines de milliards de tonnes de pétrole.

Quelle part de ces réserves serait récupérable de manière rentable? On l'ignore, car le traitement nécessaire pour transformer les sables asphal-

Le traitement des sables bitumineux



tiques et les schistes bitumineux en produits pétroliers utilisables est techniquement complexe.

Depuis des siècles, les indigènes du Nord de la province d'Alberta utilisaient le bitume suintant des berges de la rivière Athabaska pour colmater les fuites de leurs canoës. Dès 1893, le gouvernement canadien finança des études sur les «sables goudronnés» de l'Athabaska, qui semblaient être une source prometteuse de pétrole. Puis, en 1920, Karl Clark, du Conseil de recherche de l'Alberta, découvrit un moyen pratique de séparer le bitume du sable : après avoir introduit, dans la machine à laver familiale, une pellette d'asphalte additionnée d'eau chaude et de soude caustique, il constata que le bitume flottait à la surface du mélange sous forme d'une mousse qu'il pouvait ensuite écumer.

L'idée de Clark resta négligée jusqu'en 1967, quand l'ancêtre de la Société Suncor Energy, la Société Great Canadian Oil Sands, mit à son programme industriel l'exploitation des sables asphaltiques. La hausse des cours du pétrole, durant les années 1970, favorisa cette

coûteuse entreprise, mais diverses pannes du matériel d'excavation contrarièrent le travail des mineurs jusqu'en 1992 ; la Société Suncor modernisa alors ses équipements.

Ces cinq dernières années, mes collègues ont ainsi extrait du pétrole de mines à ciel ouvert à un prix qui n'est pas supérieur à celui du pétrole brut. Notre production a augmenté de 38 pour cent : nous vendons annuellement 3,8 millions de tonnes de ce pétrole tiré des mines. Cette croissance, partiellement limitée par les préoccupations écologiques, pourrait encore augmenter considérablement : nous nous préoccuons notamment du traitement des résidus, nommés «produits de queue». Les grains les plus gros, qui se déposent rapidement dans une boue d'eau et de sable, sont directement rejetés dans le sol, mais l'eau contient également de nombreuses particules en suspension ; nous devons la conserver dans de grands bassins de rétention, afin d'éviter la pollution des cours d'eau environnants. Spontanément, ces minuscules résidus mettraient des siècles à se déposer, mais nos ingénieurs ont découvert que l'ajout de gypse (du sulfate de calcium extrait du pétrole) dans les bassins réduit à une ou deux décennies le temps de décantation de ces résidus. Le sol perturbé semble alors retrouver un état proche de son état naturel. Notre société consacre un



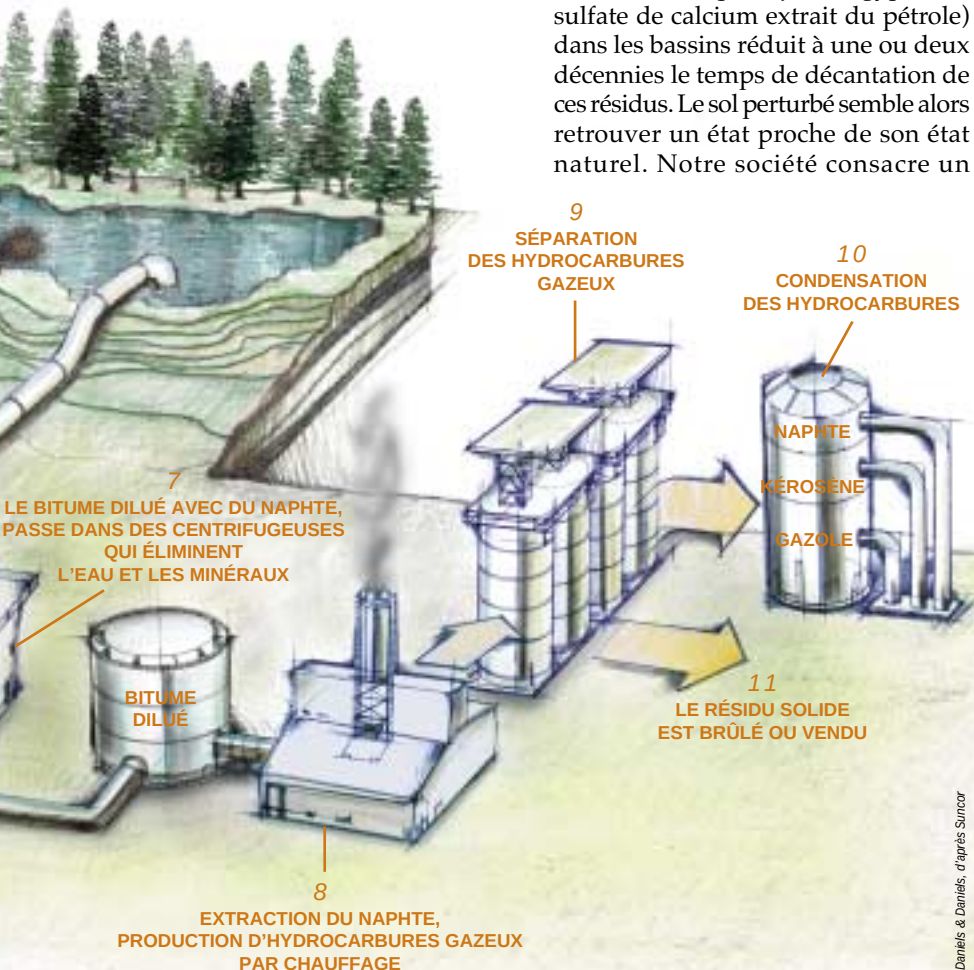
COUVERTS DE BITUME, les grains de sables asphaltiques ressemblent à du marc de café.

sixième de son chiffre d'affaires à la lutte contre la pollution.

Une nouvelle technique évite ces problèmes et permet, en principe, d'atteindre les gisements trop profonds pour être exploités à ciel ouvert : on draine le pétrole de ces sables en injectant de la vapeur dans le sol. Une fois chauffé, le bitume se fluidifie, formant sous le site d'injection une nappe que l'on ramène en surface à l'aide d'un matériel de forage classique. Ce procédé de «drainage par gravité assisté par vapeur» est aujourd'hui testé par des compagnies pétrolières telles que la Société Alberta Energy. Nous prévoyons de l'utiliser.

Nos ingénieurs mettent également au point un système qui extrait le pétrole de roches broyées en les chauffant dans un gigantesque four cylindrique. Bien que cette technique ne convienne pas pour les sables asphaltiques, elle semble utile pour le traitement des schistes bitumineux. Si le site de démonstration que nous construisons avec nos partenaires australiens fait ses preuves, une industrie des schistes bitumineux pourrait se développer en Australie durant la prochaine décennie.

Ainsi, alors que la production de pétrole classique décline, les schistes bitumineux et les sables asphaltiques pourraient devenir une source d'énergie importante du siècle à venir.



Richard GEORGE est président de la Société Suncor Energy.

Richard L. George, *Canada's Oil Sands : The Unconventional Alternatives*, in *Hart's Petroleum Engineer International*, pp. 33-36, mai 1997.

Site Internet de Suncor Energy :

<http://www.suncor.com>

Site Internet Syncrude :

<http://www.syncrude.com>

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.

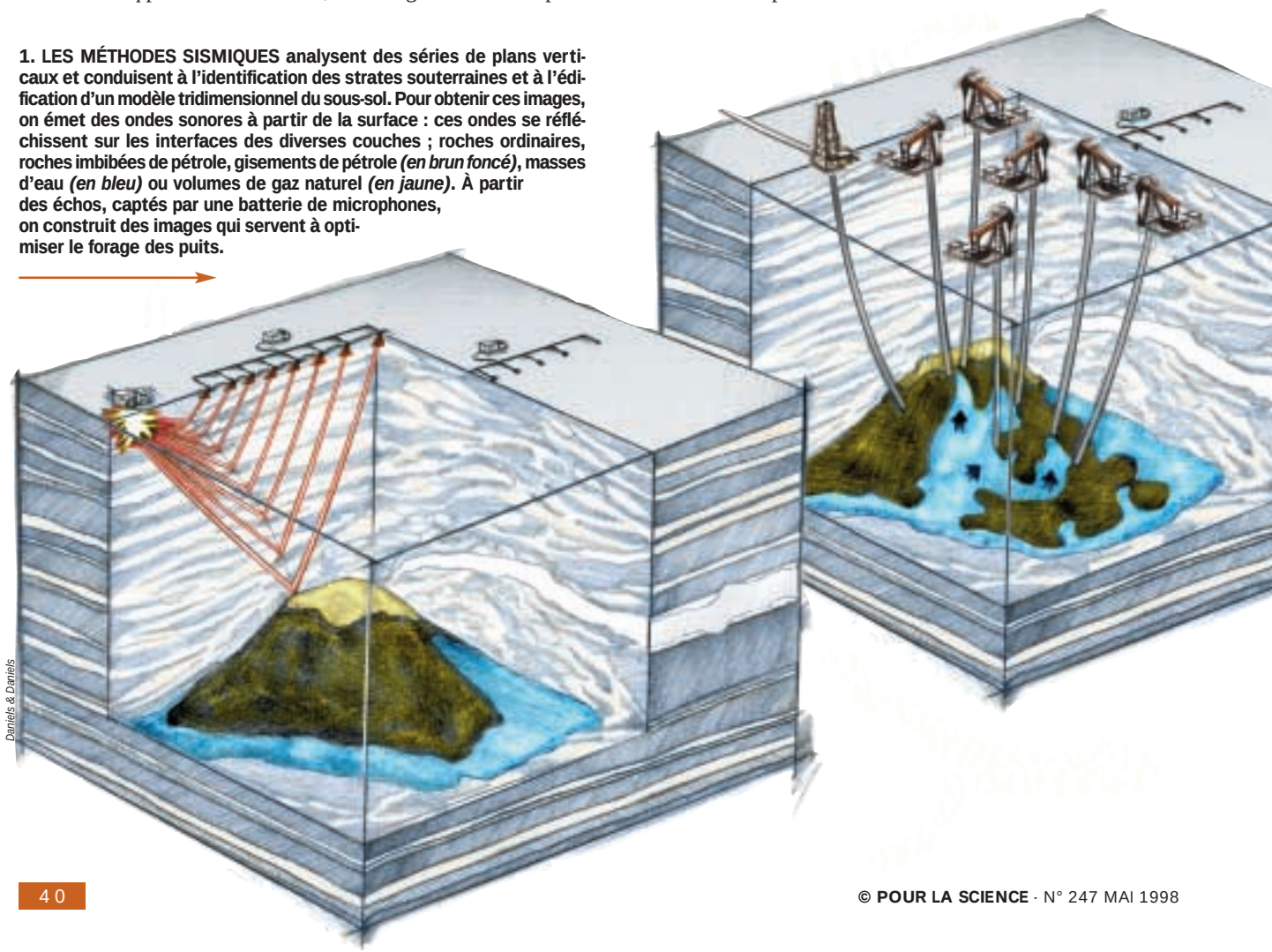
En 2010, les économies mondiales auront besoin de 1,4 milliard de tonnes de pétrole de plus que n'en produira sans doute l'industrie pétrolière. Un tel écart entre l'offre et la demande (près de la moitié de tout le pétrole extrait en 1997) risque de conduire à une flambée des prix, à une récession économique,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

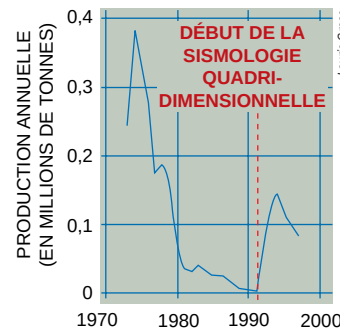
La prospection pétrolière avait considérablement accru son efficacité à partir de 1927, lorsque des géologues réussirent pour la première fois à utiliser les échos d'ondes acoustiques émises dans la croûte terrestre afin de former des images détaillées de sections de la croûte. Puis les sismologues apprirent 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-

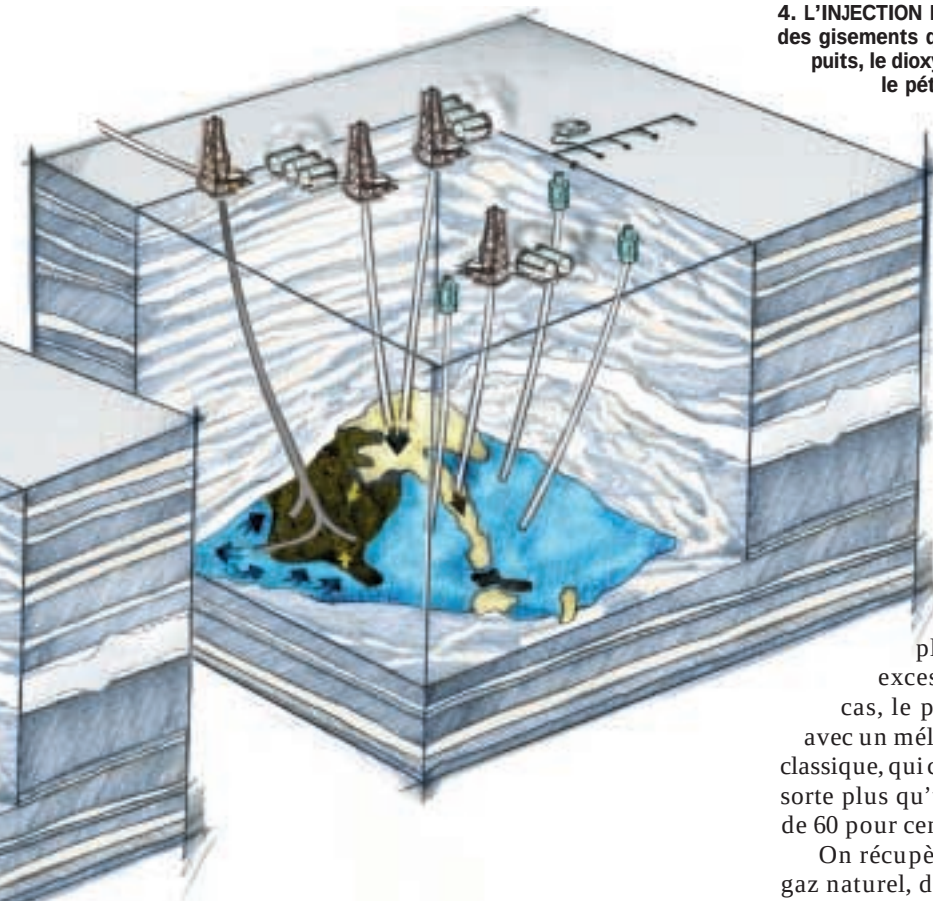
tition des puits et de déterminer les moyens d'extraire le maximum de pétrole en un temps et pour un coût aussi réduits que possible.

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.



2. QUAND ON EXPLOITE LES PUITS en faisant venir dans les roches, vidées de leur pétrole, l'eau et le gaz situés respectivement au-dessous et au-dessus 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.

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.

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.

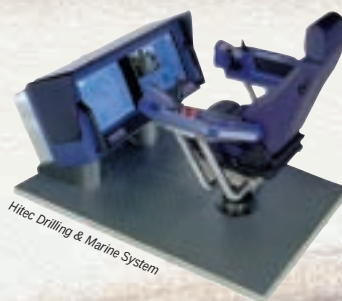
La méthode classique de forage est la mise en rotation sur son axe d'un long train de tiges d'acier terminé par un trépan : la rotation communiquée en surface se transmet aux tiges de profondeur. Par cette méthode, on ne peut pas toujours contourner des massifs rocheux : la courbure risque de casser 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-

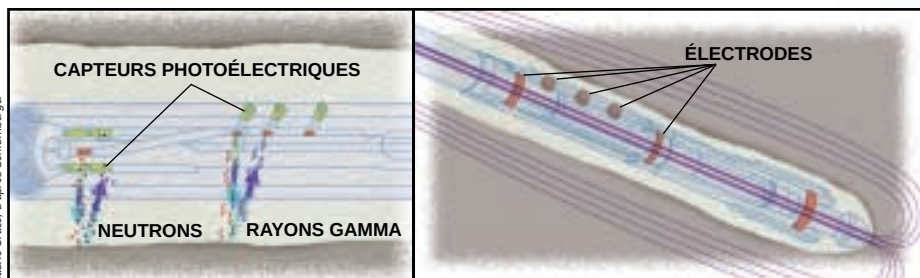
lières internationales ont conçu des capteurs complexes qui améliorent considérablement la précision des forages. Ces capteurs, qui fonctionnent jusqu'à des profondeurs de 6 000 mètres et jusqu'à des températures de 200 °C, sont fixés sur la tige de forage, juste au-dessus ou au-dessous du moteur à boue. 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.

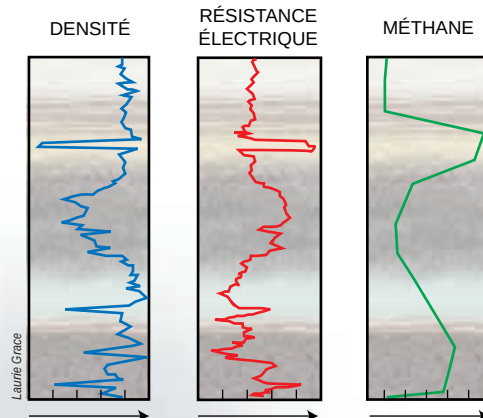
5. LE FORAGE HORIZONTAL était difficile quand on faisait tourner des trains de tiges de forage atteignant 5 800 mètres de longueur. Aujourd'hui, les trépan sont mis en rotation par des moteurs qui équipent l'extrémité inférieure des trains de tiges : la direction de forage peut ainsi être modifiée de 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.



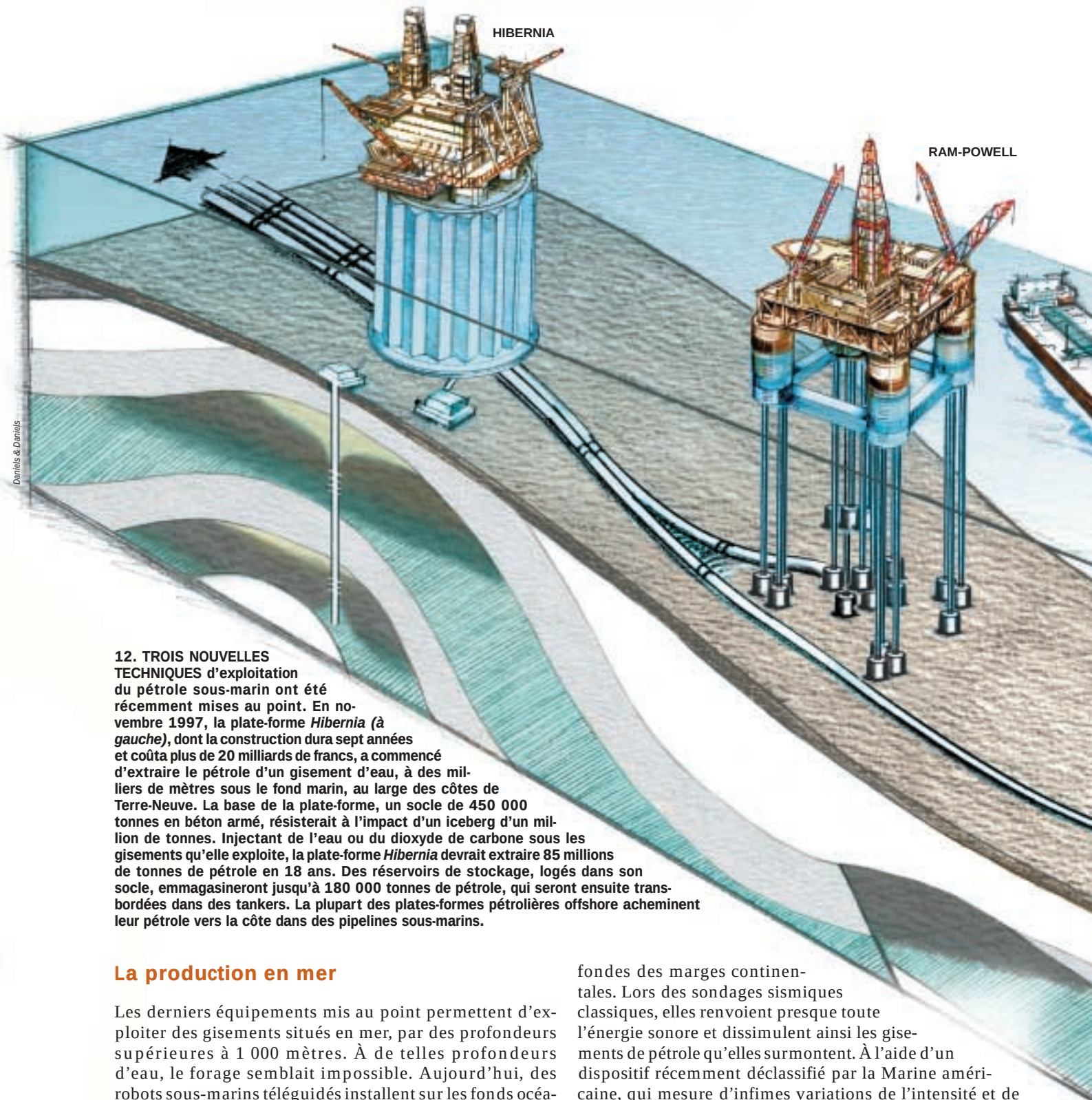
8. LES MESURES recueillies par des capteurs situés derrière le trépan sont soit analysées sur place, soit transmises par satellite à des experts répartis dans le monde entier. Plusieurs caractéristiques des roches révèlent la présence de pétrole ou de gaz naturel à proximité des trépan (à gauche). Par 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 PUIITS «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 PUIITS 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.

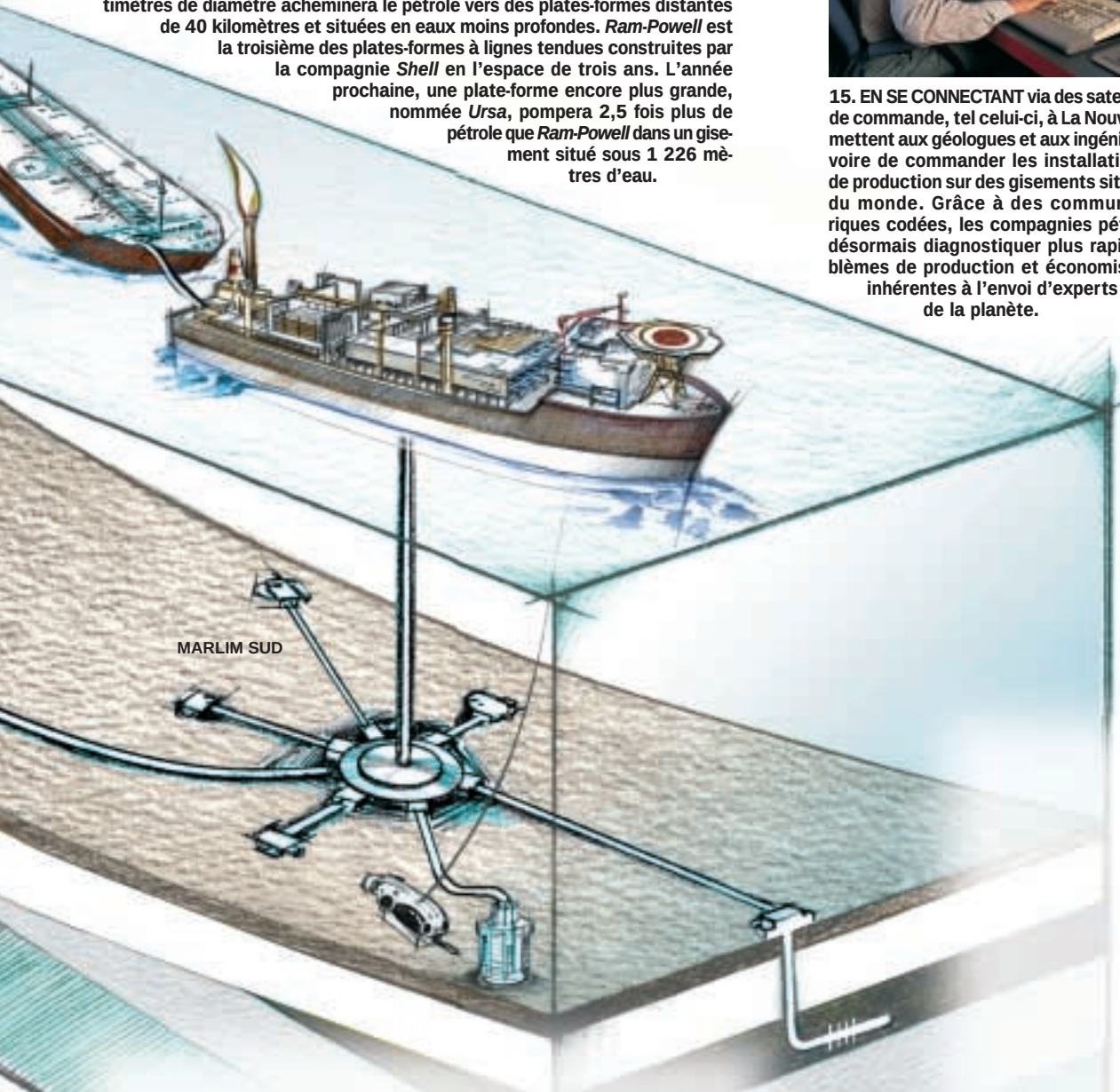
Les compagnies apprennent également à mieux détecter les couches de terrain contenant le pétrole. De grandes couches horizontales de sel et de basalte se trouvent parfois sous la surface du fond océanique, dans les eaux pro-

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 PUITS 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.



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.

