

# Les recherches de pétrole et de gaz en Mer du Nord

Autor(en): **Rigassi, Danilo**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin der Vereinigung Schweiz. Petroleum-Geologen und -Ingenieure**

Band (Jahr): **31 (1964-1965)**

Heft 80

PDF erstellt am: **22.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-193332>

## **Nutzungsbedingungen**

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

## **Haftungsausschluss**

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

## **Les recherches de pétrole et de gaz en Mer du Nord**

par **DANILO RIGASSI** \*

### **I - Introduction**

C'est en 1959 que l'intérêt des compagnies pétrolières commença à se porter sérieusement sur la Mer du Nord. Auparavant des études géologiques et géophysiques assez sommaires avaient indiqué l'existence, sous cette Mer, d'un bassin sédimentaire considérable, prolongation des régions postcarbonifères connues dans les pays côtiers. En 1959, la Nederlandse Aardolie Mij. (Shell et Esso) annonçait la découverte d'un nouveau champ de gaz à Slochteren, dans le NE des Pays-Bas. A première vue, cela n'avait rien de très surprenant, dans un bassin où l'on connaissait déjà plusieurs champs de gaz, petits ou moyens, productifs dans les dolomies du Zechstein (Permien supérieur). Mais on apprenait bientôt que le réservoir de Slochteren n'était pas le Zechstein, mais une formation clastique sous-jacente attribuée au Rotliegendes (Permien inférieur). Peu de temps après, on parlait de réserves considérables, comparables à celles de la plaine du Pô. Dès 1962, lorsque l'on sut que Slochteren est l'un des plus grands champs de gaz du monde, il y eut une véritable ruée des compagnies, d'ailleurs freinée, sur le plan pratique, par l'absence d'une législation bien définie, non seulement en dehors des eaux territoriales, mais également en certains pays, tels la Hollande.

Pour celui qui participe aux travaux en Mer du Nord en tant que géologue-conseil, un fait est immédiatement évident: alors que, jusqu'il y a peu d'années, les compagnies s'intéressaient à un bassin sur des bases avant tout géologiques, la Mer du Nord a exercé un puissant pouvoir d'attraction pour des raisons surtout économiques. Somme toute – et, bien sûr, si l'on fait abstraction de l'énorme champ de gaz de Slochteren – les résultats obtenus à grands frais dans les pays riverains sont généralement marginaux ou même négatifs, et en tous cas insuffisants pour justifier à eux seuls les investissements énormes d'une exploration «off-shore» particulièrement difficile. La situation géo-économique et géo-politique de la Mer du Nord a certainement joué un rôle primordial dans l'intérêt des compagnies, au moins au même titre que l'immensité des réserves de gaz de la province de Groningue.

Parler des recherches en Mer du Nord, c'est donc parler d'abord d'économie, et secondairement de géologie.

### **II - Données économiques**

Dans un rayon de 800 kms. autour du centre de la Mer du Nord, on trouve une population d'environ 175 millions d'habitants. La densité est environ 5 fois plus grande qu'aux Etats-Unis. Cette masse d'habitants consomme environ 20 % de l'énergie mon-

\* HARRY WASSALL & Associates, 14, Rue du Conseil-Général, Genève.

diale et n'en produit que 9 % environ. Il s'agit même d'une production assez enflée, puisque l'Europe du Nord ne renferme que 7 % environ des réserves énergétiques mondiales. La demande d'énergie augmente à un rythme constant d'environ 7 % par an. Alors que le charbon était resté, jusqu'il y a une vingtaine d'années, la principale source d'énergie primaire dans le Nord de l'Europe, les produits pétroliers prennent une importance rapidement accrue; de 20 % des besoins totaux d'énergie primaire dans l'immédiat après-guerre, ils ont passé à environ 40 %, et l'on peut estimer qu'ils couvriront 60 % des besoins en 1975. Or, il se trouve que l'Europe, pas trop déshéritée en ce qui concerne le charbon ou l'énergie hydraulique, est particulièrement mal lotie en hydrocarbures.

Le tableau suivant indique la part de chaque forme d'énergie primaire dans les réserves du monde et de l'Europe.

*Tableau a: Réserves énergétiques, monde et Europe du Nord*

	Monde (dont Europe du N.)	Europe du Nord
Charbon	74 % (7,5 %)	99,30 %
Huile de schistes, bitumes	18 % (0,020 %)	0,30 %
Pétrole	5 % (0,003 %)	0,05 %
Gaz naturel	1 % (0,020 %)	0,32 %
Electricité hydraulique	2 % (0,002 %)	0,03 %
	100 % (7,54 %)	100 %

De ce tableau, le déficit en réserves énergétiques de l'Europe face au monde et celui, au sein même de l'Europe, de toutes les sources non-charbonnières sont évidents.

Mais le deuxième tableau, donnant la part des différentes formes d'énergie dans la consommation, met encore mieux en évidence les problèmes de l'Europe du Nord.

*Tableau b: Répartition de la consommation énergétique, Europe du Nord*

	Energie primaire	Energie finale
Charbon	54 %	39 %
Pétrole	40 %	39 %
Gaz	1 %	11 %
Electricité	2 %	10 %
Autres	1 %	1 %

Il est clair que toute nouvelle réserve d'énergie autre que le charbon peut trouver immédiatement, en Europe du Nord, un marché très important. Cela est particulièrement vrai pour le gaz naturel: alors que plus du quart des besoins des USA sont tirés des hydrocarbures gazeux, leur part, dans l'approvisionnement de l'Europe septentrionale, n'est que de 1 %; les champs de gaz déjà connus, en Hollande et en Allemagne, ne pourront couvrir que 6 à 8 % des besoins énergétiques, lorsqu'il seront en pleine exploitation vers 1975. De nouveaux champs de gaz auraient donc, de ce seul point de vue global, une position concurrentielle très favorable. Mais cette position est rendue plus favorable encore par la structure actuelle des prix. Les prix moyens actuels des différentes formes d'énergie, suivant les régions nord-européennes considérées, et ramenés à la valeur énergétique de une tonne de charbon, sont approximativement les suivants, en francs suisses:

charbon	60.— à 75.—
pétrole	35.— à 75.—
gaz (cokeries, etc.)	55.— à 300.—
électricité	100.— à 200.—

Le prix du charbon ne semble pas pouvoir s'abaisser sensiblement; celui de l'électricité ne pourra être éventuellement modifié que dans un avenir assez lointain, lorsque les centrales atomiques joueront un rôle important; le coût du gaz manufacturé, lié qu'il est à celui du charbon, ne peut, lui non plus, être réduit fortement. Quant au pétrole, une série de facteurs le maintiennent à un niveau relativement élevé; la pression des pays producteurs est l'un de ces facteurs; la nécessité, pour plusieurs groupes européens, de rentabiliser les énormes dépenses consenties en Afrique du Nord joue certainement aussi un rôle de premier plan: que l'on se souvienne que, durant la période 1950-1963, les compagnies pétrolières ont découvert, en Libye et en Algérie, des réserves de l'ordre de 2 milliards de tonnes, alors que, durant ce même laps de temps, les réserves du Moyen Orient passaient de 7 milliards à 30 milliards de tonnes; et pourtant, les dépenses africaines furent certainement 5 à 10 fois supérieures à celles investies au Moyen Orient. Il n'est donc pas exagéré de dire que le pétrole cher d'Afrique du Nord a en partie contribué à maintenir les prix du brut moyen-oriental à un niveau élevé.

A priori, et même sans envisager des champs aussi énormes que Slochteren, le gaz naturel de la Mer du Nord pourrait, sans la moindre difficulté, être vendu à des prix nettement concurrentiels, tout en assurant aux groupes exploitants des bénéfices élevés. Nous disons «à priori», parceque l'on voit déjà se dessiner diverses pressions tendant à fixer le prix du gaz naturel d'Europe septentrionale à un haut niveau, très voisin de celui d'autres formes d'énergie. Sans parler de l'intérêt évident des groupes exploitants, il faudra tenir compte de l'attitude éventuelle des pays producteurs de pétrole, et de toute une série d'implications sociales, notamment le chômage dans certains bassins charbonniers.

### III - Intérêt des compagnies

Nous avons dit déjà que, à part les avantages économiques et politiques immenses – et même uniques au monde – offerts par la Mer du Nord, l'intérêt des compagnies tenait en un seul nom: Slochteren. Il est amplement prouvé que, dans des conditions normales d'exploitation, les champs des pays riverains sont pour la plupart non-commerciaux. Si l'on excepte certains champs peu profonds et relativement riches, par exemple ceux de l'Emsland et des régions néerlandaises voisines, l'exploitation n'aurait pas été rentable sans l'aide de l'Etat (protectionnisme pétrolier allemand), ou sans avantages indirects, par exemple celui, pour certains groupes internationaux, de pouvoir former et sélectionner leurs cadres européens sur place. A plus forte raison, des champs de même importance, mais situés «off-shore», n'auraient que peu de chances d'être économiquement intéressants. Lors d'une conférence récente, J. H. Loudon déclarait qu'un champ comme Wassenaar, qui livre environ 6,600 barils/jour à partir d'un réservoir peu profond (environ 1.200 mètres) ne serait pas rentable s'il se trouvait «off-shore». En suivant ce raisonnement, on s'aperçoit qu'il n'y guère plus de 5 ou 6 champs, le long des côtes de la Mer du Nord, dont l'exploitation se justifierait s'ils étaient en mer. Le premier puits productif de Slochteren a été terminé en 1959. En 1961, alors que trois puits seulement avaient été achevés, on parlait de 80 milliards de m<sup>3</sup> de réserves. Au début de 1962, avec 4 sondages, de 150 milliards de m<sup>3</sup>; en octobre 1962, sur la base de 5 sondages, de 400 milliards de m<sup>3</sup>. Et, enfin, en 1963, avec 7 puits, de 1,100 milliards de m<sup>3</sup>. Et il ne s'agit pas là de «On-dits», mais bien des dé-

clarations officielles du groupe NAM (Shell/Esso) et du Gouvernement néerlandais. Lorsque l'on connaît la prudence de ces sources, on reste rêveur devant l'aspect péremptoire des chiffres avancés sur la base de forages très clairsemés. Quoi qu'il en soit, ce sont ces chiffres, acceptés tels quels, sans qu'aucune contre-estimation soit possible, qui ont déclenché l'assaut des compagnies à la Mer du Nord. Secondairement, l'espoir, concrétisé à Rehden, de trouver d'autres réservoirs antérieurs au Zechstein est entré aussi en jeu.

La technologie aussi a eu son mot à dire, puisque les problèmes de recherche marine qui se posent en Mer du Nord n'auraient guère pu être résolus il y a à peine une dizaine d'années.

Dans le contexte général de l'approvisionnement de l'Europe en hydrocarbures, les résultats peu concluants obtenus en différents pays (Turquie, Grèce, Sahara espagnol, etc.) ou les difficultés légales freinant la recherche en d'autres régions ont obligé les compagnies à porter leurs efforts ailleurs; de ce point de vue, la Mer du Nord semble particulièrement attrayante.

L'intérêt général des compagnies étant ainsi justifié, il peut être intéressant d'examiner combien les raisons varient, d'un groupe à l'autre. Parmi les firmes désireuses de travailler en Mer du Nord, on en trouve naturellement dont le seul désir est de réaliser une opération financièrement rentable. On trouve aussi des «promoteurs». Certains groupes sont directement attirés par la possibilité d'assurer leurs besoins en gaz naturel, ainsi les ICI et le Gas Council en Gde. Bretagne. Pour d'autres compagnies, il s'agit avant tout de protéger un important marché pétrolier, et surtout un marché des huiles de chauffage, plus directement menacées par le gaz naturel; d'une façon similaire, certains veulent préserver leur position charbonnière, elle aussi affectée par une éventuelle production de gaz naturel; plusieurs groupes, surtout en Allemagne, combinent d'ailleurs ces deux préoccupations, ayant une position importante à la fois dans le domaine du charbon et dans celui du pétrole. Dans d'autres cas, les raisons ne sont pas directement économiques: c'est ainsi que l'on a prétendu que le groupe de A. P. Möller avait obtenu sa concession couvrant tout le Danemark afin de faire pièce à une demande de concession allemande, jugée indésirable.

Nous touchons là à un aspect assez unique, dans les annales de la recherche pétrolière et gazière: la Mer du Nord est probablement la seule région du monde qui ait suscité autant d'intérêt, pour des raisons aussi variées, et, au fond, fort peu géologiques. Il en résulte une mosaïque de compagnies, souvent groupées, et comprenant aussi bien des indépendants américains que des «grands» internationaux; aussi bien des compagnies traditionnellement vouées au raffinage et à la vente que d'autres dont l'activité se restreint à la recherche et à la production; des agences étatiques et des firmes entièrement privées; des pétroliers et des industriels n'ayant aucune expérience de l'exploration.

#### IV - Géologie

Géologiquement, la Mer du Nord est un bassin sédimentaire d'environ 500,000 km<sup>2</sup>, et offrant des épaisseurs de 2,000 à 6 ou 7,000 mètres. La limite NW du bassin, formée par les chaînes calédoniennes d'Ecosse et de Scandinavie, s'est établie dès la fin du Silurien, et s'est maintenue, avec des percées momentanées ou localisées, à travers les temps géologiques. Au Dévonien, l'ensemble de la Mer du Nord appartenait vraisemblablement au continent des Vieux Grès Rouges, caractérisé par son irrégulière sédimentation clastique subaérienne. Vers le Sud, de Cornouailles au Harz, par les Ardennes, d'épaisses séries sédimentaires s'accumulaient dans un important géosynclinal.

Les régions méridionales du continent des Vieux Grès Rouges étaient probablement affectées par des mouvements positifs, sensibles surtout dans le Brabant, et qui devaient prendre une importance accrue au Carbonifère. Durant le Carbonifère inférieur, alors que les conditions géosynclinales persistent dans le Sud de l'Angleterre, la région des Vx. Gr. Rouges est largement envahie par la mer, subdivisée en nombreux bassins plus subsidents où s'accumulent des dépôts marneux et calcaires («basin facies»), séparés par des hauts-fonds récifaux («carbonate facies»); en Ecosse, des séries saumâtres et d'estuaire surtout clastiques prédominent. Une région émergée s'étendant de l'Irlande au Brabant (St. George Land–Midland Barrier–East Anglia–Brabant) séparait ces mers peu profondes des géosynclinaux de Culm plus méridionaux. Au Carbonifère supérieur, la mer se retire, et les épais dépôts paraliques du Houiller se déposent, dans des bassins et des auges souvent très profonds, mais localisés. Sauf dans le Harz, le Stéphanien manque, et il correspond sans doute à la période d'intensité maximum des plissements varisques. Ce sont ces mouvements varisques qui fixèrent la limite sud du bassin: les bombement de l'East Anglia et du Brabant, et les grandes unités structurales plus méridionales de l'Ardenne, du massif rhénan et du Harz formèrent une barrière qui ne fut surmontée que par de peu nombreuses et relativement brèves transgressions marines. Le Rotliegendes (Permien inférieur) constitue les débris d'érosion des chaînes varisques. L'importance de ce Rotliegendes est primordiale, puisqu'il s'agit du réservoir de Slochteren; mais, en l'état actuel des connaissances, il n'est pas possible de prévoir, même approximativement, l'extension, l'épaisseur et la clasticité du Rotliegendes sous les eaux de la Mer du Nord. Au Permien supérieur se fait la grande transgression, venue du Nord, de la Mer du Zechstein, mer hypersaline et vraisemblablement peu profonde. Sur le continent européen, quatre cycles du Zechstein ont été identifiés, qui présentent la succession suivante:

<i>sommet</i>	anhydrite
	sel
	anhydrite
	carbonates
<i>base</i>	marnes, grès et conglomérats

Quoique ne renfermant pas des réserves comparables à celles de Slochteren, le Zechstein est une importante roche-magasin gazifère; le sel joue un rôle tectonique de premier plan. En Angleterre, on ne connaît que deux cycles du Zechstein («Magnesian limestone»), que l'on n'a pu corrélérer jusqu'ici avec certitude avec les cycles allemands. Durant tout le Mésozoïque, la région de la Mer du Nord a été le théâtre de nombreuses transgressions et régressions; sauf au Crétacé supérieur, largement développé en facies typiquement pélagique, les eaux étaient généralement peu profondes, souvent saumâtres; lithologiquement, il s'agit surtout d'alternances de silts, de marnes, de calcaires et de sédiments clastiques. Le Trias moyen contient en Allemagne de bons réservoirs sableux productifs de gaz; le Jurassique moyen produit de l'huile dans des roches-magasins gréseuses ou calcarénitiques, en Allemagne également; enfin, le Crétacé inférieur livre une intéressante production de pétrole en Hollande et en Allemagne. Il semble que ces mêmes réservoirs pourraient se trouver au large des côtes britanniques. Mais il est probable que leur extension n'est pas continue sous la Mer du Nord. En effet, dès le Trias supérieur, le sel du Zechstein a commencé, dans certaines régions, et notamment dans la «Deutsche Bucht», à se boursoufler en diapirs et en dômes, dont les crêtes sont souvent marquées par une absence ou une réduction de sédimentation, alors que les régions déprimées présentent des séries complètes et épaisses. Il faudra

connaître les résultats de plusieurs forages et de nombreuses études géophysiques avant de pouvoir dessiner convenablement l'étendue et l'épaisseur des différents réservoirs potentiels. Le Tertiaire, qui atteint rarement 1,000 mètres le long des côtes de la Mer du Nord, a probablement une épaisseur de 2,000 à 3,000 mètres en certaines régions «off-shore», ainsi que l'ont montré les profils sismiques. Sur le continent, on sait qu'il s'agit de séries surtout silteuses, et argileuses de mer peu profonde, n'offrant pas ou peu de roches-magasins satisfaisantes; mais il n'est pas exclu que, vers le Nord, des intercalations sableuses, dérivées des vieilles chaînes calédoniennes, soient présentes sous un facies favorable.

Les travaux géophysiques publiés jusqu'ici ont établi l'existence de deux types de structures en Mer du Nord: dans la «Deutsche Bucht», des diapirs de sel du Zechstein identiques à ceux que l'on connaît en Allemagne ont été repérés; sous le sel, la présence de structures semblables à celle de Slochteren est suggérée. Ailleurs, et notamment au Dogger Bank, des axes anticlinaux assez doux, de direction générale N-S ou NNE-SSW ont été reconnus. Certains de ces axes semblent s'étendre sur une quarantaine de kms., la largeur des plis étant de 10 à 15 kms., et les fermetures de l'ordre de 500 à 1,000 mètres. Enfin, d'après la sismique, les séries antérieures au Permien supérieur sont très profondes (probablement 5,000 mètres) dans de large secteurs.

Il n'est pas démontré d'emblée que le faisceau de faits favorables qui ont amené l'énorme accumulation gazeuse de Slochteren se retrouve ailleurs dans le bassin de la Mer du Nord. Il y a là en effet: une très importante structure sous l'épais sel du Zechstein; cette structure s'est probablement formée progressivement au cours des temps géologiques; elle se trouvait sur la marge d'un important bassin évaporitique; sous le «Rotliegendes», une épaisse série de houiller existe; enfin, à lui seul, le champ de Slochteren correspond à la genèse et à la préservation dans l'ensemble du bassin de la Mer du Nord, d'environ 3 m<sup>3</sup> de gaz par m<sup>2</sup> de surface. Les possibilités du Zechstein et du Mésozoïque, plutôt marginales sur terre ferme, ne peuvent être considérées comme meilleures en mer; peut-être seront-elles plus attrayantes dans les grandes structures du Dogger Bank, bien plus importantes que celles l'on connaît sur le continent. Quant au Tertiaire, aucune conclusion ne peut être tirée pour l'instant. Citons encore pour mémoire les possibilités du Carbonifère, dont le développement, en Angleterre, s'est révélé très médiocre, et dont la profondeur est probablement prohibitive dans la plus grande partie de la Mer du Nord.

A titre documentaire, nous donnons dans le tableau suivant la production moyenne actuelle des pays riverains.

	BOPD	millions CFD
Allemagne du Nord	135,000	123 (en partie grisou des mines de la Ruhr)
Pays-Bas	43,000	67
Royaume-Uni	2,200	14 (en grande partie grisou de mines)
Belgique	—	14 (grisou de mines)
	<hr/> 180,200	<hr/> 218

## V - Législation

Un des obstacles à l'exploration en Mer du Nord est d'ordre législatif. En effet, jusque très récemment, aucun accord international ne réglementait la souveraineté au-delà de la limite des trois milles. La Convention de Genève sur les droits de la mer de 1958

vient d'entrer en vigueur. Cette convention prévoit que les richesses du plateau continental au-delà de 3 milles appartiennent à l'état riverain. Dans le cas de plusieurs états riverains, la limite entre les souverainetés respectives est définie comme la ligne formée par des points équidistants de la limite des eaux territoriales de l'un et l'autre états. Malheureusement, la Convention de Genève donne deux définitions différentes du plateau continental: selon la première, il s'agit de toutes les régions où les profondeurs marines ne dépassent pas 200 mètres; selon la deuxième, ce sont les zones où l'exploitation des richesses minérales est techniquement faisable. Dans le cas de la Mer du Nord, la Norvège serait privée de tous droits d'après la 1ère définition, alors qu'elle contrôlerait une surface appréciable selon la 2ème. Enfin, le morcellement de la Mer du Nord selon la Convention de Genève n'attribuerait à l'Allemagne qu'un triangle assez étroit entre le domaine danois et celui des Pays-Bas; à cela, le Gouvernement fédéral a objecté différents arguments, tous assez discutables, le plus curieux étant cette constatation que, d'après la Convention, l'Allemagne et le Royaume-Uni n'aurait pas de «frontière» marine commune, ce qui est déclaré anormal! Il semble certain que l'imbrication, de part et d'autre des frontières, des différents groupes intéressés à la prospection en Mer du Nord contribuera à résoudre ces problèmes.

## VI - Frais engagés

Le coût de la prospection en Mer du Nord sera très élevé. Jusqu'ici, on peut évaluer les dépenses sismiques à au mois 12 millions de dollars, et, au rythme actuel, elles nécessitent un investissement d'environ 10 millions de dollars par an. Le prix du forage est estimé à 8 à 16,000 dollars par jour, et chaque forage au Rotliegendes coûtera environ 3 millions de dollars. Le consortium de compagnies allemandes et internationales qui se propose d'explorer les zones contrôlées par la République Fédérale a prévu, pour les années 1964/1965, un budget de 25 millions de dollars.

En se contentant d'un chiffre approximatif, on peut estimer le revenu annuel global de la trentaine de compagnies actuellement actives en Mer du Nord à un peu plus de 200 milliards de francs suisses. La liste de ces compagnies est une sorte de Gotha des industries pétrolières, charbonnières et gazières d'Europe et d'Amérique du Nord, auxquelles se sont jointes des agences d'état et d'autres compagnies plus modestes.

## VII - En guise de conclusion

On peut se demander si l'exploration de la Mer du Nord ne sera pas une des dernières grandes aventures de la géologie pétrolière. Et encore faut-il préciser que le géologue classique n'y a plus qu'une place très restreinte. La nécessité d'une formation géologique pratique de base, qui suppose un contact direct avec le terrain, et la capacité de concevoir et de représenter plastiquement l'allure du sous-sol et les vicissitudes de son histoire, reste indéniable; mais, si elle ne s'accompagne pas d'égales qualités face aux problèmes technologiques, économiques, administratifs ou de négociation, elle reste stérile. C'est donc au géologue de se former à ces disciplines, sous peine de devoir se contenter, aux ordres de dirigeants plus efficaces, des postes subalternes.

Si nous entrevoyons une fin relativement proche de la géologie du pétrole classique, c'est d'abord parce que, actuellement, les réserves pétrolières du monde devraient suffire à la consommation d'une quarantaine d'années, ce qui ne s'était jamais vu dans l'histoire du pétrole; et les perspectives au Moyen-Orient font prévoir une augmenta-



tion considérable des réserves dans cette partie du monde au cours des prochaines années, sans que les problèmes géologiques posés nécessitent de gros investissements. Mais aussi, c'est que les géologues, entraînés par la routine, n'ont pas su développer leur art en une véritable science. Qu'on le veuille ou non, le concept de science signifie que, par l'observation et l'étude des faits, on comprend les phénomènes, et que cette compréhension permette d'influer sur eux, ou même de les reproduire artificiellement. Pendant que les géologues pétroliers se contentaient d'être des naturalistes rassemblant des faits d'observation et s'efforçant d'exploiter les richesses naturelles en l'état, les savants d'autres disciplines arrivaient à déceler d'autres sources d'énergie dont l'exploitation industrielle n'est probablement plus qu'une question d'années. La contribution des géologues au problème de la formation des hydrocarbures et de leur création en laboratoire a certainement été plus faible que celle des chimistes ou des biologistes; et pourtant, ce problème n'est-il pas, à long terme, plus important que la localisation de tel ou tel champ de pétrole? Lorsque l'industrie disposera d'énergie à très bas prix, le pétrole et le gaz cesseront peut-être même d'être utilisés en pétrochimie, car alors, les immenses réserves de schistes et de grès bitumineux (4 fois supérieures à celles de gaz et de pétrole) seront facilement rentabilisées. La géologie minière et l'hydrogéologie elles-mêmes seront alors reléguées au second plan puisqu'un nombre impressionnant de gisements aujourd'hui inexploités pourront être mis en valeur, cependant que le traitement des eaux marines se substituera à l'exploitation des eaux météoriques et phréatiques.

Nous l'avons dit, pour les quelques dizaines d'années à venir les géologues auront à se familiariser avec des domaines et des problèmes nouveaux (qu'ils s'occupent de pétrole, de minerais ou d'eau), s'ils ne veulent disparaître petit à petit. A plus longue échéance, ils auront à s'occuper des grandes forces géologiques qui menacent des populations et des régions entières, et à les dompter. Environ 30.000 géologues travaillant dans le monde, cherchent – et trouvent – des gisements, de l'eau; n'est-il pas alors vexant de penser que nous sommes incapables de prévoir la date et l'importance d'un éboulement? Les voies de la géologie de l'avenir sont peut-être tracées par ces savants japonais qui, mesurant les oscillations de la surface terrestre au moyen de pendules horizontaux, arrivent peu à peu à prévoir les séismes. Aus Pays-Bas, plutôt que d'investir des efforts et des sommes considérables dans la recherche de gisements de gaz, ne préférera-t-on pas, un jour, transformer l'anhydrite du Zechstein en gypse, et enrayer ainsi la lente subsidence du territoire? C'est là une conclusion qui frise la boutade.

### Bibliographie

- AUCT. DIV. (1963): Verhandl. van het Kon. Ned. geol. mijnb. gen., Transactions of the Jubilee Convention.
- BOIGK, H. (1964): Erdgas in Deutschland. Öl, 2. Jg., H. 7, pp. 230-236.
- BUNGENSTOCK, H., et al (1963): A geophysical survey of the southern part of the North Sea. 6th World Petr. Congr. Proc., Sect. I, paper 18.
- CLOSS, H. (1963): Deutsche geophysikalische Untersuchungen. Öl, 1. Jg., H. 1, pp. 24-27.
- FÜCHTBAUER, H. (1964): Fazies, Porosität und Gasinhalt der Karbonatgesteine des norddeutschen Zechsteins. Z. deutsch. geol. Ges., H. 114, pp. 484-531.
- HARK, H. U. (1961): Über Zusammensetzung und Herkunft der Zechsteingase in Norddeutschland. Erdöl und Kohle, 14. Jg., pp. 174-179.
- PATIJN, R. J. H. (1964): Die Entstehung von Erdgas infolge der Nachinkohlung im Nordosten der Niederlande. Erdöl und Kohle, 17. Jg., pp. 2-9.
- RIGASSI, D. (1963): European oil, gas industry undergoing dynamic changes. World Oil, January.
- RIGASSI, D. (1964): Dutch Gas Flashes North Sea Search. Petroleum Management, May, pp. 90-97, 139, 144, and Petroleum Engineer, June, pp. 54-60.