

« Les stratégies des compagnies d'Europe du Nord »

Présentation par
Øystein Noreng
Professeur
École Norvégienne d'Administration

Le cadre

Avant d'aborder les stratégies des compagnies pétrolières et gazières de l'Europe du Nord il faudra définir le cadre géographique. Dans la présente étude l'Europe du Nord se définit comme les pays nordiques, les Pays-Bas, l'Irlande et le Royaume-Uni, mais l'Allemagne, la Belgique et la France en sont exclues, bien qu'étant limitrophes..

Du point de vue pétrolier et gazier la région se distingue par les ressources de la Mer du Nord, de la Mer de Norvège et des Pays Bas. Depuis 1960 l'extraction de pétrole et de gaz y a connu un essor prodigieux. Au tournant du siècle l'Europe du Nord était devenue une des régions les plus importantes du monde du point de vue pétrolier et gazier. Avec une extraction de pétrole brut de 304 millions de tonnes en 1999, l'Europe du Nord avait un poids dans le marché presque comparable à celui des États-Unis, qui avait un volume de 355 millions. L'extraction de gaz naturel d'environ 200 millions de tonnes équivalents de pétrole, tep, en 1999 était par contre bien moindre de celle des États-Unis, dont le volume était presque deux fois et demi plus fort. De toute façon l'Europe du Nord a un fort excédent en pétrole et en gaz, surtout exporté aux pays limitrophes de l'Europe continentale ayant un fort déficit en pétrole et en gaz. En 1999 l'excédent en pétrole était de 175 millions de tonnes, en gaz de 66 millions de tep. Les plus grands producteurs et exportateurs de pétrole sont la Norvège et le Royaume-Uni ; en gaz naturel ce sont le Royaume-Uni et les Pays-Bas, mais la Norvège en est un exportateur plus important que le Royaume-Uni.

Extraction et consommation de pétrole et de gaz en 1999

Millions de tep

	<i>Extraction 1999</i>		<i>Consommation 1999</i>		<i>Bilan 1999</i>	
	<i>Pétrole</i>	<i>Gaz naturel</i>	<i>Pétrole</i>	<i>Gaz naturel</i>	<i>Pétrole</i>	<i>Gaz naturel</i>
Danemark	14,5	7,0	10,6	4,5	3,9	2,5
Finlande			10,7	3,3	-10,7	-3,3
Irlande		1,2	8,3	3,0	-8,3	-1,8
Islande			0,9		-0,9	0,0
Norvège	149,1	45,9	10,3	3,4	138,8	42,5
Pays-Bas	3,5	54,1	39,5	34,1	-36,0	20,0
Royaume-Uni	137,1	89,7	78,7	82,5	58,4	7,2
Suède			16,1	0,7	-16,1	-0,7
Total	304,2	197,9	175,1	131,5	129,1	66,4

Source : BP Statistical Review of World Energy, Édition 2000, www.bp.com

Du point de vue géologique, la Mer du Nord est entrée dans la phase de maturité, par un taux de découvertes décroissant dans l'exploration, et des gisements plus petits et plus coûteux à développer et exploiter. C'est surtout le cas pour les zones britannique, danoise et néerlandaise. En Norvège la situation est moins certaine à cause d'un niveau d'exploration relativement faible. C'est surtout le cas pour les parties plus septentrionales du plateau continental norvégien, comme dans la Mer de Norvège. En plus, il y a un potentiel géologique à l'ouest de l'Écosse ainsi que dans les eaux des îles Féroé.

Les découvertes et l'essor de la Mer du Nord ont surpris le monde pétrolier et gazier et le déclin de l'extraction a été prévu maintes fois depuis vingt ans. Ici comme dans le Golfe

de Mexique des États-Unis, les progrès de la technologie et de l'organisation se sont révélés plus forts que la progression de l'extraction des gisements les plus favorables.¹ Pour cette raison les activités et les volumes se sont maintenus, même à des prix bas, face à des conditions géologiques de plus en plus difficiles. Le résultat concret est une diminution des coûts d'investissement de l'ordre de 3 à 4 pour cent par an depuis trente ans. Il est remarquable qu'en Mer du Nord le taux de récupération de ressources d'un gisement se soit amélioré de façon constante, atteignant dans quelques cas 70 pour cent, contre 25 pour cent il y a trente ans. Par ce progrès le seuil de ressources économiquement exploitables connaît une baisse continue, faisant que des opérations qui étaient marginales et hasardeuses en 1970 sont devenues banales et ordinaires aujourd'hui. La limite en profondeur d'eau s'est déplacée de 100 mètres en 1965 à 2000 mètres aujourd'hui. Dans les années à venir l'utilisation progressive de la technologie d'information dans l'industrie du pétrole permettra des nouvelles percées.

Pour que volume d'extraction de pétrole puisse se maintenir, il faudra toutefois que cette tendance se poursuive, que des nouvelles découvertes soient faites pour compenser les volumes extraits, que des investissements soient décidés et que les opérations soient rentables même quand les prix baissent. Ceci n'est pas certain, mais ce n'est pas exclu non plus. Il y a, cependant, des fortes différences dans la région. Il paraît probable que l'essentiel est trouvé aux Pays-Bas, dont la tâche devient progressivement de jouer le rôle de plaque tournante et de modulateur dans le système gazier européen, au lieu d'être un grand producteur.² Le potentiel du Danemark paraît également limité. Par contre, le potentiel britannique est plus incertain, surtout dans les eaux profondes dans la Mer Atlantique et la Mer du Nord.³ Sans découvertes nouvelles suivies d'investissements il est probable que l'extraction britannique du pétrole et de gaz déclinera au courant des années à venir. Le marché britannique pourra cependant profiter de découvertes de gaz au large des îles Féroé. En Norvège l'extraction de gaz naturel augmentera sensiblement au courant des années à venir, à la base de découvertes déjà faites et des contrats conclus. L'avenir pétrolier de la Norvège s'annonce plus incertain, parce qu'il y faudra développer des nouveaux gisements afin de récompenser l'épuisement progressif des champs historiques, ce qui est une question de coûts, de conditions fiscales et stratégie de compagnies. Au pis, l'extraction pétrolière de la Norvège connaîtra son apogée avant 2005 ; au mieux, l'extraction se maintiendra à son niveau actuel pendant longtemps. L'avenir du pétrole et de gaz de l'Europe du Nord se jouera donc de plus en plus en Norvège.

La Norvège avait à la fin de 1999 des réserves prouvées de pétrole de 1,4 milliards de tonnes, soit 1 pour cent du total mondial, mais 52 pour cent du total européen (exceptée l'ex-URSS), le taux d'épuisement étant de 10 ans. En gaz naturel les réserves étaient de 1,170 000 milliards de m³, soit 0,8 pour cent du total mondial, mais 23 pour cent du total européen (exceptée l'ex-URSS), le taux d'épuisement étant de 23 ans. Le potentiel de faire des découvertes nouvelles est prometteur, particulièrement pour le gaz naturel, à condition que le cadre fiscal et institutionnel soit amélioré

En 1999, l'extraction de pétrole et de gaz liquide était de 149,1 millions de tonnes, soit 4,3 pour cent du total mondial, mais 45 pour cent du total européen (exceptée l'ex-URSS), faisant de la Norvège le deuxième ou troisième exportateur du monde ; le plafond est probablement atteint, mais pourra éventuellement se maintenir pendant longtemps. En gaz naturel, l'extraction était de 45,6 milliards de m³, soit 6,7 pour cent du total mondial, mais 18 pour cent du total européen (exceptée l'ex-URSS) ; les contrats de gaz récemment conclus vont porter le niveau à 70-80 milliards de m³ par an. La Norvège est un des rares pays européens à pouvoir encore augmenter son niveau d'extraction de gaz naturel

Le contraste entre les niveaux d'activité dans les zones britanniques et norvégiennes se révèle par le fait que dans le premier cas presque 200 gisements ont été développés depuis 1964, dans le deuxième cas seulement 50 champs. Par contre, la taille moyenne des gisements

¹ Marie N. Fagan, "Resource Depletion and Technical Change: Effects on U.S. Crude Oil Finding Costs from 1977 to 1994", in *The Energy Journal*, vol. 18, no. 4, 1977, pp. 91-108.

² Pierre Terzian, *Le gaz naturel*, Paris 1998, Économica, p. 119.

³ *Development of UK Oil and Gas Resources 2000*, London 2000, Department of Trade and Industry, p. 20.

norvégiens dont le développement a été autorisé est trois fois et demi plus forte qu'en zone britannique.

Nombre de gisements autorisés à développer

Période	Royaume-Uni	Norvège	Royaume-Uni	Norvège
	Total	Total	Par an	Par an
1965-73	10	1	1,1	0,1
1974-79	19	3	3,2	0,5
1980-86	21	9	3,0	1,3
1987-98	136	35	10,5	2,7
1965-98	186	48	5,5	1,4

Source: École Norvégienne d'Administration

Ressources développées

Milliards de barils équivalents de pétrole

Période	Royaume-Uni	Norvège	Royaume-Uni	Norvège
	Total	Total	Par an	Par an
1965-73	9570	3565	1063	396
1974-79	10893	5323	1816	887
1980-86	3569	6278	510	897
1987-98	13028	19083	1002	1468
1965-98	37060	34249	1090	1007

Source: École Norvégienne d'Administration

Taille moyenne de gisements développés

Milliards de barils équivalents de pétrole

Période	Royaume-Uni barils/gisement	Norvège barils/gisement
1965-73		957
1974-79		573
1980-86		170
1987-98		96
1965-98		199

Source: École Norvégienne d'Administration

Capital investi 1965-98

Millions 1999 \$

Période	Royaume-Uni	Norvège	Royaume-Uni	Norvège
	Total	Total	Par an	Par an
1965-73	19033	7286	2114	809
1974-79	53025	10788	8838	1798
1980-86	19043	22228	2721	3175
1987-98	66909	56026	5147	4310
1965-98	158011	96329	4648	2833

Source: École Norvégienne d'Administration

Capital investi par baril

1999 \$/bl.

Période	Royaume-Uni	Norvège
1965-73	3,87	2,05
1974-79	3,21	2,03
1980-86	4,26	3,54
1987-98	5,92	2,93
Moyenne	4,26	2,81

Source: École Norvégienne d'Administration

Profondeur d'eau moyenne

Mètres

Période	Royaume-Uni	Norvège
1965-73	82	73
1974-79	135	129
1980-86	82	126
1987-98	108	253
Moyenne	106	206

Source: École Norvégienne d'Administration

Il reste dans les eaux norvégiennes une centaine de gisements trouvés, peu rentables dans les conditions actuelles, et le potentiel d'en trouver d'autres est fort. En zone britannique de la Mer du Nord, le plancher de développement de champs pétroliers est à un cinquième du niveau norvégien, mesuré par volumes. Dans les zones de maturité, l'infrastructure en place permet des économies considérables. En plus, en eaux profondes il y a un potentiel fort, qui va demander une compétence spécialisée. Le défi est une structure industrielle plus souple et plus compétitive.

Le potentiel gazier norvégien est inconnu parce qu'il n'y a pratiquement pas eu d'exploration pour le gaz. En cherchant du pétrole, les compagnies ont trouvé du gaz. L'infrastructure en place permet une exploitation accélérée, mais la tarification présente des inconvénients majeurs. Le monopole n'est plus un moyen efficace de commercialisation dans un marché plus ouvert et concurrentiel.

Le contexte historique

Quand le gaz naturel et le pétrole étaient découverts en grandes quantités en Europe du Nord aux alentours de 1960, il y avait déjà une industrie de pétrole comprenant deux des plus grandes compagnies du monde pétrolier. Le Royaume-Uni avait une grande compagnie à la fois nationale et internationale dans BP, dont l'état possédait la majorité du capital. La compagnie avait été formée en 1914 avec une participation de l'état afin de trouver et d'exploiter du pétrole outre-mer. Depuis, BP s'est excellée par sa compétence géologique. Les Pays-Bas et le Royaume-Uni se partageaient Shell, créée en 1911, devenue grand spécialiste dans le commerce, le transport et le raffinage. En plus, il y avait des compagnies britanniques de moindre importance. En Finlande, l'état avait établi une compagnie nationale, Neste, afin de traiter le pétrole soviétique. Dans les autres pays, les compagnies internationales dominaient le raffinage et la distribution de produits pétroliers. Au Royaume-Uni une compagnie nationalisée intégrée, British Gas, contrôlait la production, la transmission et la distribution de gaz.

Depuis les années 1960 les activités pétrolières en Mer du Nord ont donné lieu à la fondation d'un certain nombre de compagnies nouvelles. Dans les années 1980 et 1990 plusieurs petites compagnies britanniques ont été établies, avec le but de se spécialiser dans les opérations amont, l'exploration, le développement et la production. La plupart de ces compagnies n'ont pas survécu, ayant souvent été acquises par des compagnies plus grandes. Pourtant, depuis 1990 l'industrie pétrolière britannique a connu une restructuration profonde, un

processus qui s'entame en Norvège après 2000. Ce délai est également un signe de la différence en maturité géologique entre les deux zones.

Les modèles d'exploitation

En Norvège comme au Royaume-Uni les concessions d'exploration et de production de pétrole et de gaz sont accordées par le gouvernement à la suite de négociations avec les compagnies, la méthode de vente n'y étant pas pratiquée. Cette procédure discrétionnaire facilite la poursuite d'objectifs de politique industrielle par rapport au pétrole ainsi que le protectionnisme, ce qui a été évident dans les deux cas.

Les premières concessions pétrolières étaient accordées en Norvège et au Royaume-Uni dans les années 1960 à une multitude de compagnies, qui comptaient les grandes sociétés internationales ainsi que de petites compagnies américaines. Après les premières découvertes importantes les grandes compagnies commencèrent à dominer la scène. Dans la zone britannique BP et Shell se partageaient une bonne part du gâteau, cette dernière en coopération avec Esso. British Gas réussit d'avoir des concessions de gaz dans le sud de la Mer du Nord et était l'acheteur unique de gaz naturel extrait en zone britannique. En 1975, après la première hausse du prix de pétrole, introduisit une forme directe de participation de l'état, par la *British National Oil Company*, BNOC. L'objectif était de capter la rente économique par une position majoritaire de l'état dans tous les gisements.⁴ Les revenus de la BNOC allaient directement au Trésor public. Le système fut abandonné et privatisé en 1985. En même temps, le gouvernement britannique décida de vendre ses actions dans la BP à la bourse, se retirant complètement de toute participation dans l'industrie pétrolière. Quelques années plus tard British Gas fut démantelée et privatisée.

En Norvège une participation de l'état fut introduite déjà en 1969, selon le principe que les investisseurs privés prenaient le risque d'exploration et qu'en cas de succès, l'état pouvait prendre une participation déterminée. Les diverses participations de l'état étaient à la base de la fondation d'une compagnie nationale, Statoil, en 1972. A partir de cette époque Statoil était présente dans toute concession nouvelle, normalement en position majoritaire. Après la deuxième hausse du prix de pétrole, en 1979-80, les revenus de Statoil prenaient une dimension qui inquiétait le monde politique norvégien. Il fut alors décidé de diviser Statoil dans une compagnie nationale avec une forte indépendance commerciale et une participation directe de l'état, destinée surtout à réduire les revenus de la compagnie nationale. Statoil et les deux autres compagnies norvégiennes, Norsk Hydro et Saga, continuaient de toute façon de bénéficier d'un traitement préférentiel dans l'accès aux concessions. Pour le reste, le gouvernement norvégien accordait des parts minoritaires à quelques compagnies étrangères, avec une forte préférence pour les grandes compagnies internationales.

Par l'accord sur l'Espace Économique Européen, EEE, avec l'Union Européenne, en 1993, la Norvège fut contrainte d'abandonner le traitement préférentiel aux compagnies norvégiennes. Depuis 1994 Statoil et les autres compagnies norvégiennes sont en principe traitées à pied égal avec les compagnies étrangères, mais ces dernières ont vu leurs parts de concessions nouvelles augmenter seulement vers l'an 2000. Simultanément des compagnies plus petites et nouvelles obtenaient des participations.

La domination de grandes compagnies

Le traitement préférentiel de compagnies nationales a été la stratégie explicite des gouvernements britannique et norvégien. L'objectif a été de sauvegarder une multitude d'intérêts nationaux, dont beaucoup sont difficiles à quantifier et dont le succès se laisse difficilement mesurer. Dans les politiques pétrolières de ces deux pays il y a eu une symbiose étroite entre gou-

⁴ Hoopes, Stephanie M. (1988), *Oil Privatization, Public Choice and International Forces*, London: Macmillan.

vernements et grandes compagnies et des processus de décision importants traversant les frontières entre le public et le privé, le plus souvent avec peu de transparence.

Une première observation est le protectionnisme anti-américain dans le deux cas. En Norvège comme au Royaume-Uni il y avait dans les années 1960 et 1970 une crainte de domination étrangère dans le domaine du pétrole, ce qui à l'époque signifiait une crainte des grandes compagnies américaines. Ce thème a été une constante dans la politique pétrolière deux pays, sans égard aux changements entre gouvernements travaillistes et conservateurs.

C'est sur ce fond protectionniste que BP et Shell ont développé leur stratégie de dominer la zone britannique. Elles ont eu les plus grands succès dans l'accès aux concessions, ayant ensemble trente pour cent des responsabilités d'opérateur, mais représentant plus de quarante pour cent des investissements depuis 1964. Ceci indique que les deux compagnies ont eu accès à des gisements plus grands que la moyenne et donc à une rente supplémentaire. C'est évidemment en reconnaissant le protectionnisme britannique qu'Esso, la plus grande compagnie pétrolière du monde, a choisi de s'allier de façon systématique avec Shell plutôt de tenter ses chances sans partenaire local important.

En Norvège il n'avait pas d'industrie nationale de pétrole. Il fallait donc en créer une. Le premier pas fut le traitement préférentiel du groupe industriel Norsk Hydro, dont l'état prenait la majorité en 1969, alors que le potentiel pétrolier commença à se révéler. Un groupe semi-privé ne parut pas, cependant comme un instrument suffisant pour une politique nationale de pétrole. C'était la raison principale pour que Statoil fut fondée en 1972.

Depuis le début des années 1970, l'industrie pétrolière de la Norvège se caractérise donc par une forte domination nationale et étatique. L'état par le biais de la participation directe, représente à peu près 50 pour cent des réserves, des volumes extraits et des budgets, qui sont gérés par la compagnie nationale Statoil qui représente à peu près 17 pour cent des réserves, des volumes extraits et des budgets, et par la deuxième compagnie norvégienne, Norsk Hydro, dont l'état possède 43 pour cent des actions, représente à peu près 13 pour cent des réserves, des volumes extraits et des budgets. Les autres compagnies, essentiellement étrangères ne représentent que 20 pour cent des réserves, des volumes extraits et des budgets.

Le gaz norvégien est en réalité commercialisé par un monopole, le Comité de Négociations de Gaz, dirigé par l'état. La conclusion est que l'industrie pétrolière norvégienne se distingue par un protectionnisme national et une structure non seulement d'oligopole, mais de duopole sous le contrôle de l'état.

La transformation

C'est seulement vers la fin des années 1980, après le premier déclin de l'extraction de pétrole, et dans les années 1990 qu'il y eut une ouverture à grande échelle pour les compagnies plus petites dans la zone britannique. A cette époque les grandes compagnies pétrolières démontraient un intérêt mitigé pour les concessions offertes par le gouvernement. En bref, les grandes compagnies avaient une préférence pour les eaux profondes où il y avait des chances de trouver des grands gisements, négligeant les eaux moins profondes avec des gisements plus modestes. Le potentiel de ces derniers constitua alors la base d'entrée de compagnies plus petites et spécialisées dans les opérations en amont, ayant des coûts relativement bas. La baisse de la taxation pétrolière joua également un rôle.

Par la privatisation BP connut la mésaventure d'être investie par des capitaux du Kuwait, ce qui ne plaisait pas au gouvernement britannique, qui à son tour contrit la BP de racheter à un prix fort la moitié du portefeuille du Kuwait. La dépense faillit conduire la BP à faillite ou au risque d'un achat par un groupe étranger, possiblement américain, ce qui conduisit le gouvernement britannique d'alléger la fiscalité pétrolière de façon substantielle, pas seulement pour des nouveaux projets, mais également pour les opérations courantes. L'acte de sauvetage de la BP représentait une aide importante pour le reste de l'industrie pétrolière britannique, pour Shell et Esso comme pour les compagnies plus petites. Même avec une fiscalité pétrolière remarquablement légère, le niveau d'activité dans la zone britannique n'est pas extraordinaire.

La rentabilité de l'industrie pétrolière norvégienne et par conséquent les revenus pétroliers sont très sensibles aux prix du pétrole. En 1998, avec un prix de \$10/baril, il y eut presque un arrêt complet de projets nouveaux et la Norvège connut même pour quelques mois un déficit commercial. En 2000, avec un prix de \$25-35/baril, la Norvège a eu un excédent commercial correspondant à 35 pour cent et un excédent budgétaire correspondant à 15 pour cent du PNB, mais les investissements en pétrole et en gaz n'ont pas repris de façon correspondante

En matière de pétrole, la Norvège, au moins dans la Mer du Nord, est entrée dans l'âge de maturité, les champs les plus favorables, par dimension et location, ayant été trouvés et développés ; il reste donc à trouver des champs soit plus petits, soit dans des eaux plus profondes, dans les deux cas avec un risque de coûts plus élevés. À cause de la grande dimension des champs, les coûts d'investissement par baril se sont maintenus à un niveau relativement modéré. Par contre, le coût opérationnel par baril tend à augmenter à cause des conditions de travail et de la concurrence restreinte entre opérateurs, ainsi qu'à cause d'une fiscalité lourde.

Par sa structure, l'industrie pétrolière norvégienne a deux inconvénients majeurs : la faible concurrence dans l'ensemble, avec un fort morcellement des droits de propriété au niveau des champs et des zones d'activité. Une restructuration au niveau des champs et des zones d'activité pourra donner lieu à des économies d'échelle par une réduction de coûts ainsi que des incitations d'efficacité. Une plus forte diversité d'opérateurs et une concurrence plus intensive au niveau de l'industrie pourra stimuler le développement technique et surtout d'organisation. Dans son ensemble, le progrès technique et d'organisation a plus que compensé l'épuisement des réserves ; bien que la qualité des champs se détériore, la tendance est vers une baisse des coûts, ce qu'il faudra soutenir.

Les nouvelles stratégies

Les deux gouvernements continuent à jouer un rôle important en tant que propriétaires des eaux, accordeurs de concessions et maîtres de la fiscalité. Leurs stratégies et de maintenir les activités, mais souvent en agissant de façon réactive après que des problèmes majeurs se sont révélés. C'est ainsi que la Norvège après le traumatisme des bas prix en 1998 a décidé de mettre Statoil à la bourse, afin que la compagnie soit soumise au contrôle du marché des capitaux, et en même temps vendre une partie des participations directes de l'état. La politique nouvelle consiste également à faciliter la restructuration des champs et des zones d'activité ainsi que l'entrée de compagnies nouvelles. Les objectifs sont de créer une balance plus équilibrée entre intérêts norvégiens et étrangers et de réduire la domination de Statoil et de supprimer le monopole de gaz.

La réforme de la taxation de la rente pétrolière sera plus épineuse. Les compagnies pétrolières opérant en Norvège sont d'abord sujets de l'impôt général sur les sociétés, de 28 pour cent du bénéfice net. En plus, la taxe spéciale du pétrole et de gaz de 50 pour cent s'applique, mais avec des facilités de déduction qui favorisent surtout les compagnies norvégiennes. Le système fiscal pose des entraves sérieuses au commerce des droits d'intérêts des champs. En plus, le système fiscal présente des barrières importantes aux compagnies nouvelles ainsi que des problèmes sérieux à l'exploitation rationnelle du pétrole et gaz norvégiens. Ayant été dessiné pour un temps passé, il faudra qu'il change.

La réponse des compagnies pétrolières semble favorable. À cause du potentiel géologique, la proximité des marchés, l'état de la technologie et les facilités d'opérations il y a un intérêt évident de faire partie des opérations pétrolières et gazières en Norvège, malgré la fiscalité souvent jugée excessive. Il y a cependant une division de travail importante. Les grandes compagnies ont une préférence plutôt pour les eaux profondes de la Mer de Norvège alors que les compagnies plus petites et spécialisées s'intéressent aux projets plus modestes dans les eaux moins profondes de la Mer du Nord. La même différenciation s'annonce alors qu'en Norvège que celle qui se fait au Royaume-Uni depuis 1990. Pour leur part, les deux grandes compagnies norvégiennes, Statoil et Norsk Hydro, semblent suivre le chemin déjà parcouru par BP et Shell, restructurant les avoirs en vendant les participations jugées marginales en Mer du Nord tout en optant pour des projets majeurs en eaux profondes et à l'étranger. Dans

ce processus, l'offre de participations en zone norvégienne ouvrira des possibilités aux nouvelles compagnies, souvent plus petites et spécialisées.

Dans cet enjeu l'atout stratégique des grandes compagnies pétrolières est d'avoir des ressources technologiques, financières et organisationnelles considérables, ainsi qu'une expérience riche due aux activités diversifiées dans plusieurs régions du monde. Leurs inconvénients sont des coûts élevés, un manque de flexibilité ainsi qu'un déficit en pétrole brut et en gaz naturel.

L'atout principal des petites compagnies est une organisation mince facilitant le contrôle des coûts et la flexibilité opérationnelle. Par exemple, dans les eaux peu profondes la zone britannique depuis 1990, les petites compagnies semblent avoir des coûts d'investissement par baril moins élevés que les grandes compagnies, démontrant leur efficacité supérieure dans les zones de haute maturité géologique. Une tendance identique se dessine aux États-Unis. Leurs inconvénients sont le faible taux de diversification et les ressources limitées, les exposant de façon plus forte aux risques des marchés pétroliers et financiers. De toute façon, l'entrée de petites compagnies pétrolières pourra soutenir les activités dans les parties de maturité géologiques du plateau continental norvégien pendant longtemps.

Coût d'investissement par baril équivalent de pétrole aux projets de taille petite (< 100 million de tep) par catégories de compagnie et profondeur d'eau, zone britannique 1990-97.

Catégorie de compagnie	Coût d'investissement (1999 USD)					
	0-100 mètres		100-200 mètres		200+ mètres	
		<i>N</i>		<i>N</i>		<i>N</i>
Petite	4,85	<i>11</i>	3,73	<i>8</i>		
Moyenne	4,90	<i>25</i>	3,76	<i>12</i>		
Grande	5,32	<i>26</i>	4,80	<i>11</i>	4,70	<i>1</i>
		<i>62</i>		<i>31</i>		<i>1</i>

Source *École Norvégienne d'Administration*

Suivant l'exemple des États-Unis il n'est pas à exclure que dans certains cas les grandes compagnies reconnaissent un intérêt stratégique à investir dans des compagnies pétrolières plus petites. Ainsi de nouvelles structures financières pourraient compléter la restructuration de l'industrie pétrolière en Europe du Nord.