

**ÉCOLE NATIONALE SUPÉRIEURE
DU PÉTROLE ET DES MOTEURS
Centre Économie et Gestion**

**UNIVERSITÉ DE BOURGOGNE
Faculté de Science Économique
et de Gestion**

THÈSE

*POUR LE DOCTORAT EN SCIENCES ÉCONOMIQUES
PRÉSENTÉE PUBLIQUEMENT PAR*

Marc ISABELLE

Sujet de la thèse :

ACCÉLÉRATION TECHNOLOGIQUE ET TRANSFORMATIONS ORGANISATIONNELLES DANS L'INDUSTRIE D'EXPLORATION- PRODUCTION D'HYDROCARBURES

Soutenue le 14 décembre 2000 devant le jury :

Directeur : **M. Louis de MESNARD** (Professeur à l'Université de Bourgogne)
Rapporteurs : **M. Jean FERICELLI** (Professeur Emérite à l'Université Paris II)
M. Roland LANTNER (Professeur à l'Université Paris I)
Suffragants : **Mme Nadine BRET-ROUZAUT** (Professeur à l'ENSPM)
M. Jean-Alain HERAUD (Professeur à l'Université de Strasbourg)
M. Jean-Marie MARTIN (Directeur de Recherches CNRS, IEPE Grenoble)

**ÉCOLE NATIONALE SUPÉRIEURE
DU PÉTROLE ET DES MOTEURS
Centre Économie et Gestion**

**UNIVERSITÉ DE BOURGOGNE
Faculté de Science Économique
et de Gestion**

THÈSE

*POUR LE DOCTORAT EN SCIENCES ÉCONOMIQUES
PRÉSENTÉE PUBLIQUEMENT PAR*

Marc ISABELLE

Sujet de la thèse :

ACCÉLÉRATION TECHNOLOGIQUE ET TRANSFORMATIONS ORGANISATIONNELLES DANS L'INDUSTRIE D'EXPLORATION- PRODUCTION D'HYDROCARBURES

Soutenue le 14 décembre 2000 devant le jury :

Directeur : **M. Louis de MESNARD** (Professeur à l'Université de Bourgogne)

Rapporteurs : **M. Jean FERICELLI** (Professeur à l'Université Paris II)

M. Roland LANTNER (Professeur à l'Université Paris I)

Suffragants : **Mme Nadine BRET-ROUZAUT** (Professeur à l'ENSPM)

M. Jean-Alain HERAUD (Professeur à l'Université de Strasbourg)

M. Jean-Marie MARTIN (Directeur de Recherches CNRS, IEPE Grenoble)

L'UNIVERSITÉ DE BOURGOGNE et l'ÉCOLE NATIONALE SUPÉRIEURE DU PÉTROLE ET DES MOTEURS n'entendent donner aucune approbation, ni improbation, aux opinions émises dans les thèses. Ces opinions doivent être considérées comme propres à leurs auteurs.

à la mémoire de mon Grand-Père Nic

« Le pétrole, assis au bord de la route
Regardait d'un œil torve, et n'y comprenait goutte »

REMERCIEMENTS

Je tiens à présenter mes sincères remerciements à Monsieur Louis de Mesnard, Professeur à l'Université de Bourgogne, pour l'aide, le soutien et la confiance qu'il a su m'apporter en tant que directeur de thèse.

J'adresse toute ma gratitude à Madame Nadine Bret-Rouzaut, Professeur à l'École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs, pour m'avoir encouragé à réaliser cette thèse, et pour m'avoir accompagné dans son avancement.

Je remercie particulièrement M. Denis Babusiaux, Professeur à l'ENSPM, ainsi que M. Jean-Marie Huriot, Professeur à l'Université de Bourgogne, d'avoir accepté que je réalise cette thèse dans les centres de recherches qu'ils dirigent, le CEG de l'ENSPM, et le LATEC de l'Université de Bourgogne.

Je suis reconnaissant à tous ceux avec qui j'ai eu des discussions fructueuses, tout au long de ce travail : M. Jean-Philippe Cueille, Professeur à l'ENSPM ; MM. Mohamed Zaki, Dominique Copin, Rafaël Guastalla, Eric Delafosse de Total, ainsi que tout le personnel du service Stratégies / Études Économiques de Total Exploration Production ; M. Jean-Marie Chevalier, Professeur à l'Université Paris IX-Dauphine ; l'ensemble des membres de l'école doctorale EDOCIF ; l'ensemble des membres du LATEC ; M. Patrick Cohendet, Professeur à l'Université Louis Pasteur de Strasbourg, M. Patrick Llerena, Professeur à l'Université Louis Pasteur de Strasbourg, ainsi que les autres enseignants du programme ETIC.

Mes remerciements s'adressent à tous ceux qui ont contribué à la réalisation de cette thèse, les personnels des centres d'information et de documentation de Total, du centre d'information de l'ENSPM, de la bibliothèque de recherche de l'Université Paris IX-Dauphine, du CRIO inter-UFR de l'Université Paris IX-Dauphine. Je remercie l'équipe de Maîtres de Conférences de l'Université Paris IX-Dauphine pour leur sympathie et leur soutien, ainsi que mes amis doctorants.

Enfin, je remercie du fond du cœur Amicie ; sans son soutien inébranlable et son affectueuse compréhension, cette thèse n'aurait certainement jamais pu voir le jour.

Sommaire

ACCELERATION TECHNOLOGIQUE ET TRANSFORMATIONS ORGANISATIONNELLES DANS L'INDUSTRIE D'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES

Introduction

PREMIERE PARTIE : LES APPROCHES STATIQUE ET DYNAMIQUE DE L'ORGANISATION INDUSTRIELLE

Chapitre 1 : Organisation industrielle et allocation de ressources

- 1.1 Le marché
- 1.2 La firme
- 1.3 Le contrat
- 1.4 La coopération

Chapitre 2 : Organisation industrielle et création de technologies

- 2.1 La nature de la firme créatrice de technologies
- 2.2 Les frontières de la firme créatrice de technologies
- 2.3 Organisation externe et création de savoirs
- 2.4 Organisation externe et financement de la création de technologies

DEUXIEME PARTIE : APPLICATIONS A L'INDUSTRIE D'EXPLORATION- PRODUCTION D'HYDROCARBURES

Chapitre préliminaire : Présentation de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures

- 0.1 Le projet d'exploration-production d'hydrocarbures
- 0.2 L'accélération technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures
- 0.3 Technologie et organisation en exploration-production d'hydrocarbures : la démarche

Chapitre 1 : Les nationalisations des ressources d'hydrocarbures, puis la réouverture aux compagnies pétrolières

- 1.1 Des contrats d'exploration-production aux nationalisations
- 1.2 La réouverture des pays propriétaires aux compagnies pétrolières

Chapitre 2 : La relation de sous-traitance en exploration-production d'hydrocarbures : de la quasi-intégration à la coopération technologique

- 2.1 La sujétion des sociétés de services parapétroliers aux compagnies pétrolières
- 2.2 Les coopérations technologiques entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers

Chapitre 3 : Des simples associations aux coopérations technologiques entre les compagnies pétrolières internationales

- 3.1 Les associations entre compagnies pétrolières
- 3.2 Les coopérations technologiques entre compagnies pétrolières

Conclusion

INTRODUCTION GENERALE

Introduction générale

« Le ratio mondial réserves/production ne cesse de diminuer et, à moyen terme, aucune source de remplacement du pétrole n'est disponible. Il faut donc encore beaucoup de pétrole pour satisfaire la demande d'énergie des vingt prochaines années. Ce pétrole dont on a besoin, on peut le trouver mais on le trouvera probablement dans des zones d'accès difficile, ou en offshore profond et, par conséquent à un coût élevé. De toutes façons, il est hors de question de découvrir les quelques Moyen-Orient dont on aurait besoin pour prolonger l'ère du pétrole jusqu'à l'an 2000 »¹.

La fin proche du pétrole a déjà été sérieusement prédite au moins à deux reprises par d'éminents spécialistes de tous bords, scientifiques, politiques ou industriels. Et pourtant, le pétrole continuera à assurer plus du tiers de la consommation mondiale d'énergie² en l'an 2000 (quelques 10 Gtep³), comme il le fait régulièrement depuis près de cinquante ans, et ce en dépit d'une croissance moyenne de cette consommation d'environ 3% par an.

Le déclin du pétrole a tout d'abord été annoncé en 1920, aux Etats-Unis. Ce pays concentre alors à lui seul la grande majorité de la consommation, ainsi que de la production mondiale de pétrole⁴. Mais la demande y croît beaucoup plus vite que l'offre⁵, en raison principalement du développement spectaculaire du parc automobile⁶. En 1920, le prix du pétrole augmente de 50%, pour atteindre trois fois le prix de 1913⁷. Les experts prévoient « [...] l'épuisement prochain des réserves de pétrole des Etats-Unis »⁸. Ils recommandent

¹ Chevalier, 1975, p. 254.

² Ce chiffre est porté à plus de 50% quand le gaz naturel est pris en compte ; mais dans son cas, les perspectives en termes de ratio réserves / production n'ont jamais été aussi préoccupantes que pour le pétrole.

³ Milliard de tonnes équivalent pétrole ; la tep est une unité de mesure énergétique, ainsi que le baril équivalent pétrole (bep) ; on retient en général que 1 tep = 7 bep.

⁴ En 1913, les Etats-Unis sont le premier producteur de pétrole (33 Mtep), suivis de la Russie (8,6 Mtep), du Mexique (3,8 Mtep), de la Roumanie (1,9 Mtep), et des Indes néerlandaises (1,6 Mtep) ; cf. Tugendhat & Hamilton, 1975, p. 72.

⁵ Elle fait plus que doubler entre 1914 et 1920, de 30 Mtep à 65 Mtep ; cf. Tugendhat & Hamilton, *ibid.*, p. 74.

⁶ Il passe de 120 000 unités en 1909 – l'année où Ford organise la production à la chaîne de son fameux modèle T, un an après son lancement – à 15 millions d'unités en 1923 ; cf. Fursenko, 1990, p. 192.

⁷ Il s'agit du « vrai » premier choc pétrolier, bien avant celui de 1973.

⁸ Bulletin de l'Association des Géologues du Pétrole de 1922, cité par Grenon, 1978, p. 324.

comme solution à la crise « les économies d'énergie [...] ; l'accroissement des taux de récupération du pétrole brut ; [...] les recherches sur les combustibles synthétiques [...] ; le développement d'une industrie nationale de schistes bitumineux »⁹. Le salut du pétrole ne viendra pas cette fois-ci de la technologie¹⁰, ni même de mesures d'économie d'énergie. Le pétrole sera sauvé par l'internationalisation de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures¹¹, conduisant aux grandes découvertes pétrolières des années 1920, au Venezuela et en Iran.

Le glas du pétrole a ensuite été sonné pendant les années 1970, celles des deux chocs pétroliers. Le théâtre de la crise de l'énergie est cette fois-ci mondial, comme l'est devenue l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. La consommation mondiale d'énergie a connu une croissance très importante depuis la fin de la seconde guerre mondiale, pour alimenter – le temps des trente glorieuses – une croissance économique tout aussi soutenue. Les hydrocarbures ont occupé une part croissante de cette consommation, et leur demande a doublé régulièrement tous les dix ans¹². Une raison majeure de cette vigueur des hydrocarbures, en tant que source d'énergie primaire, a été l'abondance de l'offre. Celle-ci a été portée par une série ininterrompue de découvertes de nouvelles provinces pétrolières prolifiques, liée à la poursuite de l'internationalisation de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures : Irak (1930), Arabie Saoudite (1940), Koweït (1950), Algérie, Libye et Abu-Dhabi (1960).

Mais à la fin des années 1960, ce flux de grandes découvertes se tarit, et avec lui les perspectives à long terme d'approvisionnement du marché mondial du pétrole à moindre prix¹³. L'existence de gisements d'hydrocarbures en Mer du Nord, en Alaska, ou encore sous l'océan Arctique, est bien révélée, mais les profondeurs d'eau sont trop importantes¹⁴,

⁹ Grenon, *ibid.*

¹⁰ Dalemont et Carrié (1993, p. 58) soulignent néanmoins le rôle des progrès technologiques dans les grandes découvertes pétrolières réalisées à partir de la fin des années 1920 aux Etats-Unis.

¹¹ Cf. Fursenko, *ibid.*, p. 192.

¹² Cf. Deuxième partie, 0.2.1.1.1, tableau N°5.

¹³ Chevalier (*ibid.*, p. 244) est l'un des premiers à déceler ce phénomène d'une importance considérable ; il souligne aussi qu'il n'existe pas à proprement parler de marché du pétrole jusqu'en 1973, car l'essentiel des flux mondiaux (plus de 70% ; *ibid.*, p. 231) est organisé par le biais de cessions internes aux compagnies pétrolières, entre leur secteur d'exploration-production et leurs raffineries ; cf. aussi Fericelli, 1985, p. 566.

¹⁴ Elles sont supérieures à 50 mètres ; ce qualificatif vaut bien sûr dans le contexte technologique de l'époque, les profondeurs d'eau qualifiées d'importantes étant aujourd'hui d'un tout autre ordre de grandeur ; cf. *infra*.

les conditions climatiques et météorologiques extrêmes¹⁵, et les technologies ne sont pas disponibles pour les exploiter¹⁶. Dès 1970, les acteurs de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures prennent conscience du changement profond qui est en train de se produire. Dans un contexte de tension croissante, les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures, réunis au sein de l'OPEP, exigent des renégociations des prix de vente et des termes contractuels et fiscaux, avec les compagnies pétrolières qui exploitent leurs ressources ; ils finissent par nationaliser cette exploitation¹⁷. La guerre israélo-arabe d'octobre 1973 est l'étincelle qui met le feu aux poudres du marché mondial du pétrole. Le premier choc pétrolier porte le prix du pétrole vers des sommets. La crise de l'énergie est là, qui stoppe net près de trente années de forte croissance économique.

Pour la quasi-totalité des experts, cette crise est, au motif des facteurs qui l'ont déclenchée, le signe flagrant de la fin de l'ère du pétrole¹⁸. Et le second choc pétrolier, déclenché par la révolution iranienne de 1979, ne peut que les renforcer dans ce verdict. Ils soulignent l'urgence de programmes publics d'économies d'énergie, ainsi que celle du développement d'énergies de substitution. Les politiques les suivent¹⁹, en mettant en place dans certains pays les conditions du développement de la filière nucléaire²⁰, et en relançant la filière charbon²¹. Les compagnies pétrolières aussi, les plus importantes d'entre elles prenant des participations dans les filières nucléaire²² et charbon²³.

Le salut du pétrole viendra cette fois-ci de la technologie. Les challenges techniques, posés par les gisements d'hydrocarbures de Mer de Nord et d'Alaska, sont surmontés dès les années 1970 par les compagnies pétrolières et les sociétés de services

¹⁵ Les tempêtes maritimes et les grands froids sont fréquents.

¹⁶ Hassan (1992, p. 128) décrit en détail pourquoi ces gisements ne pouvaient pas être exploités avec les techniques développées précédemment en eaux peu profondes dans le Golfe du Mexique.

¹⁷ Ces péripéties des rapports entre les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures, et les compagnies pétrolières internationales, sont décrits par Masseron (1991, p. 28-43).

¹⁸ Cf. par exemple Boy de la Tour, 1999, p. 586.

¹⁹ Dans le cas de la France, cf. par exemple Percebois, 1989, p. 63-64.

²⁰ Il s'agit principalement des États-Unis, de l'ex-URSS, de la France et du Royaume-Uni ; cf. par exemple Chevalier, Barbet & Benzoni, 1986, p. 92-95.

²¹ Cf. Chevalier, Barbet & Benzoni, *ibid.*, p. 59.

²² Cf. par exemple Chevalier, 1973, p. 248.

²³ Cf. Chevalier, *ibid.*, p. 236.

parapétroliers²⁴. Elles sont aidées en cela par le contexte de prix extrêmement favorable des deux chocs pétroliers. Ces nouvelles provinces pétrolières et gazières s'affirment rapidement comme des sources d'approvisionnement importantes pour les marchés européens et nord-américains²⁵. Depuis cette époque, ce caractère technologique des hydrocarbures offerts au marché mondial ne cesse de s'affirmer, sous cet angle de l'accès à des nouvelles réserves que permettent les innovations mises en œuvre. Car « [...] les problèmes à résoudre ne cessent de se compliquer. Il nous faut toujours découvrir et exploiter des accumulations qui ont réussi jusqu'ici à se dérober à nos efforts »²⁶.

Ceci est tout particulièrement vrai de l'offshore²⁷ profond. Mettre en production un gisement d'hydrocarbures par plus de 50 mètres de profondeur d'eau était un défi technologique en 1970. Grâce à toute une grappe d'innovations technologiques²⁸, les profondeurs d'eau surmontées ne cessent de croître. Ainsi, en 1998, la compagnie pétrolière brésilienne Petrobras met en production le champ de Roncador, par 1853 mètres de fond, et s'apprête à réaliser six puits d'exploration à 2700 mètres de profondeur²⁹.

C'est aussi vrai dans le domaine des pétroles dits non conventionnels, tels les bruts extra-lourds³⁰, qui « [...] représentent l'essentiel des réserves ultimes additionnelles sur lesquelles on pourra compter d'ici 2030-2040 »³¹. Ceux-ci ne sont pas exploitables dans des conditions économiques avec les technologies traditionnelles, en raison de leur écoulement difficile dans les gisements. Mais les nombreuses innovations technologiques

²⁴ Cf. par exemple Bourgeois, 2000, p. 371 ; le champ géant d'Ekofisk, en Mer du Nord norvégienne, avec des réserves de pétrole de 2,5 Gb, et des réserves de gaz naturel de 5,8 Tpc, est découvert en 1969 et mis en production en 1971, par une profondeur d'eau de 74 mètres ; celui de Forties, en Mer du Nord britannique, avec des réserves de pétrole similaires, est découvert en 1970 et mis en production en 1975, par une profondeur d'eau de 128 mètres ; les développements de gisements de pétrole et de gaz très importants se succèdent ainsi en Mer du Nord (Brent en 1976, Frigg en 1977, Statfjord en 1979 pour ne citer que les principaux) ; sur le rivage nord de l'Alaska, le champ super-géant de Prudhoe Bay, avec des réserves de pétrole de l'ordre de 10 Gb, est découvert en 1968 et mis en production en 1977.

²⁵ Leur production passe de 17 Mtep en 1973 à 326 Mtep en 1985 ; cf. Boy de la Tour, *ibid.*, p. 586.

²⁶ Perrodon, 1999, p. 40 ; c'est ici la tradition économique ancienne de la théorie classique des ressources épuisables qui se fait jour ; elle stipule qu'il est nécessaire d'avoir recours à des ressources de moins en moins bonne qualité au fur et à mesure d'un processus de croissance, les meilleurs gisements étant progressivement épuisés (cf. par exemple Guigou, 1982).

²⁷ Ce terme renvoie, dans l'industrie pétrolière, aux activités d'exploration-production entreprises en mer.

²⁸ On peut citer les navires à positionnement dynamique pour réaliser les forages, les systèmes de production flottants (FPSO, *Floating Production, Storage and Offloading*) qui remplacent les plates-formes de production, les pompes polyphasiques qui permettent d'évacuer la production (mélange de pétrole, de gaz naturel et d'eau) sortant du réservoir dans une conduite unique ; cf. par exemple Furtado, 1999 ; Boy de la Tour, *ibid.*, p. 593.

²⁹ Cf. Armengol & Germain, 1999, p. 41 ; cf. aussi Furtado, *ibid.*

³⁰ C'est-à-dire d'une densité proche de celle de l'eau (ou d'un degré API proche de 10).

³¹ Bauquis, cité par AFTP, 1998, p. 49.

réalisées en matière de forage permettent aujourd'hui d'exploiter ces pétroles extra-lourds³², même dans un environnement de prix du pétrole faible³³. Ainsi, les compagnies pétrolières Total, Statoil et Norsk Hydro vont-elles démarrer en 2001 un projet de production des pétroles extra-lourds (entre 8 et 9 °API) de la ceinture de l'Orénoque, au Venezuela, en investissant 2,7 G\$ pour récupérer 6 à 7 % des 2,4 Gb de réserves en place³⁴.

C'est encore vrai pour les « nouvelles » réserves que constituent les hydrocarbures laissés en place dans les gisements, qui sont en quantité bien supérieure à celle qui en a été extraite³⁵. « Ainsi, à l'échelle du globe, gagner 1% sur le taux de récupération, c'est gagner l'équivalent de deux à trois années de consommation »³⁶. Or aujourd'hui, les nouvelles technologies pétrolières permettent d'améliorer de manière très sensible ce taux de récupération³⁷ : il valait en moyenne 15-20% au début des années 1970, se situe aujourd'hui dans une fourchette de 30-35%, et pourrait atteindre 40-50% d'ici 2020³⁸.

Depuis le contre-choc pétrolier de 1986, ce caractère technologique du pétrole et du gaz naturel dont a besoin l'économie mondiale est double. Le contre-choc signe l'incapacité de l'OPEP à poursuivre sa domination du marché mondial du pétrole à travers une stratégie malthusienne de l'offre. Deux raisons structurelles l'expliquent : le net ralentissement de la croissance de la demande mondiale de pétrole³⁹, et aussi le développement important de nouvelles zones de production d'hydrocarbures situées en

³² En particulier, le forage horizontal améliore très significativement le drainage du réservoir ; cf. aussi Boy de la Tour, *ibid.*, p. 592.

³³ Martin (2000b, p. 25) cite le prix de 12 \$ par baril.

³⁴ Cf. Monet, 1997, p. 5.

³⁵ Il n'est technologiquement pas possible d'extraire la totalité des hydrocarbures que contient un réservoir ; le taux de récupération mesure la quantité récupérable, rapportée à la quantité en place ; cf. *infra* pour des ordres de grandeur.

³⁶ Boy de la Tour, *ibid.*, p. 589.

³⁷ La sismique 3D, par exemple, procure une cartographie des réservoirs d'hydrocarbures beaucoup plus précise que son ancêtre, la sismique 2D ; associée aux progrès technologiques réalisés dans le domaine du forage, et notamment au forage directionnel, elle conduit à une bien meilleure récupération des hydrocarbures en place ; complétée par des paramètres dynamiques déduits de mesures réalisées sur les champs en production, la sismique 3D devient sismique 4D, qui simule l'écoulement des fluides dans les réservoirs, permettant d'en optimiser la gestion dynamique, et partant d'améliorer le taux de récupération.

³⁸ Selon Freund, 2000, p. 23.

³⁹ Il se produit grâce aux programmes efficaces de réduction de leur intensité énergétique, et de substitutions inter-énergies, mis en place par les pays consommateurs ; le taux de croissance annuel passe de plus de 10% au début des années 1970, à près de 3% à partir des années 1980.

dehors des pays de l'OPEP⁴⁰, par rapport auquel le rôle de la technologie vient d'être souligné. Elles ont pour effet de réduire le pouvoir de marché de l'OPEP, et donc de fragiliser sa politique de quotas de production. Face à la difficulté qu'elle rencontre pour discipliner le cartel, l'Arabie Saoudite abandonne, en septembre 1985, son rôle de régulateur⁴¹, et ouvre les vannes de ses champs⁴². Le prix du pétrole s'effondre⁴³, et l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures entre, pour la première fois depuis près de soixante ans, dans un environnement de prix concurrentiels. Ni les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures, ni les compagnies pétrolières, ni les sociétés de services parapétroliers, ne se sont préparés à un tel revirement de situation, et l'impératif de réduction des coûts s'impose dorénavant à tous. C'est la technologie qui va constituer le levier majeur pour ce faire⁴⁴, sauvant une deuxième fois le pétrole.

La réduction des coûts de production des hydrocarbures passe tout d'abord par une amélioration du taux de succès des forages d'exploration⁴⁵. Alors qu'en 1980, il fallait statistiquement réaliser dix forages pour en obtenir un qui conduise à une découverte économiquement exploitable, ce taux est aujourd'hui de cinq pour un⁴⁶. Cette amélioration est obtenue grâce notamment à la sismique 3D, innovation technologique qui contribue en outre à réduire le nombre de forages de développement⁴⁷. Leur nombre est aussi réduit grâce aux nouvelles technologies de forage, qui permettent d'améliorer le drainage des réservoirs, et de traverser plusieurs réservoirs cibles avec un seul puits. En mer, la diminution du nombre de puits permet de réduire le nombre de plates-formes à construire⁴⁸ pour mettre un champ en production. Au total, ces avancées technologiques, associées aux

⁴⁰ Leur production de pétrole dépasse celle de l'OPEP à partir de 1978 ; cf. Chevalier, Barbet & Benzoni, *ibid.*, p. 85.

⁴¹ Cf. par exemple Percebois, 1997, p. 35.

⁴² En 1985, elle produit 2,3 Mb/jour, alors que sa capacité installée lui permet de produire au moins trois fois plus ; cf. Masseron, *ibid.*, p. 48.

⁴³ Il passe, en moyenne annuelle, de 27 \$/b en 1985, à 15 \$/b en 1986, et franchit même la barre des 10 \$/b en août 1986.

⁴⁴ Cf. par exemple Bourgeois, *ibid.*, p. 371.

⁴⁵ Le forage d'exploration constitue aujourd'hui encore le seul moyen d'obtenir une certitude quant à la présence d'hydrocarbures dans le sous-sol.

⁴⁶ Cf. Freund, *ibid.*, p. 23 ; pour une critique de l'utilisation du taux de succès des forages, comme indicateur de la probabilité de trouver des hydrocarbures, ou de l'efficacité de la prospection, cf. Fisher (1964) et Adelman & Shahi (1985).

⁴⁷ Ce sont ceux qui fournissent les puits par lesquels s'écoule la production ; le forage d'un puits coûte typiquement plusieurs millions de dollars ; près de 40% des coûts d'un projet sont constitués par les dépenses de forage ; cf. Masseron, *ibid.*, p. 108, et Deuxième partie, 0.1.4.3.1.

gains de productivité, ont permis aux compagnies pétrolières et aux sociétés de services parapétroliers de réduire le coût technique total de production des gisements économiquement marginaux d'environ 1 \$/bep tous les ans, le faisant passer de 20 \$/bep en 1985 à 10 \$/bep en 1995⁴⁹.

Les progrès technologiques considérables réalisés dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures depuis le début des années 1970 ont donc permis, contre toute attente et en déjouant toutes les prévisions, de prolonger l'ère du pétrole jusqu'à l'an 2000. Bien plus, ils devraient permettre aux hydrocarbures de continuer à tenir le devant de la scène énergétique mondiale pendant les premières décennies du XXI^e siècle⁵⁰. C'est ce phénomène d'accélération technologique, en raison de son ampleur industrielle, et de son importance présente et future pour l'économie mondiale, qui retient notre attention dans le présent travail⁵¹. Une question naturelle, et fondamentale, qu'il soulève, est de comprendre comment les différents acteurs de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures sont parvenus à surmonter les innombrables défis technologiques et économiques⁵² qui leur faisaient face.

En fait, l'exploration-production d'hydrocarbures a été, dès ses origines, une industrie au caractère technologique affirmé⁵³. Comment aurait-il pu en être autrement ? Il s'agit en effet d'identifier dans le sous-sol, par quelques dizaines, puis rapidement centaines et milliers de mètres de profondeur⁵⁴, des formations géologiques susceptibles de renfermer des hydrocarbures, de s'assurer de leur présence par le forage de puits, et enfin d'extraire et de transporter ces hydrocarbures, dans des quantités de l'ordre de la dizaine, voire de la centaine de millions de tonnes⁵⁵. Ainsi, une des plus remarquables innovations de l'industrie, au sens où près de quatre-vingts années auront été nécessaires pour la

⁴⁸ Le coût de mise en œuvre d'une plate-forme de production s'élève typiquement à plusieurs dizaines, voire centaines, de millions de dollars ; les projets offshore importants requièrent plusieurs plates-formes de production ; cf. Masseron, *ibid.*, p. 133, et Deuxième partie, 0.1.4.3.2.

⁴⁹ Cf. Boy de la Tour, *ibid.*, p. 587.

⁵⁰ Cf. AFTP, *ibid.*

⁵¹ Méo (1990, p. 16) fixe les idées, en précisant qu'une baisse de 5 \$/b du prix du pétrole se traduit, au vu de sa prévision de demande en 2000, par une réduction de la facture énergétique mondiale d'environ 350 G\$.

⁵² Du point de vue de l'approche néo-schumpeterienne adoptée dans ce travail, ces deux dimensions sont indissociables.

⁵³ Cf. par exemple Perrodon, *ibid.*, p. 9-15.

⁵⁴ Le forage du « colonel » Drake, réputé marquer la naissance de l'industrie pétrolière en 1859, a atteint son objectif à la profondeur de 23 mètres.

⁵⁵ Le gaz naturel, s'il ne pose pas de problème massif, est en revanche confronté à un stockage difficile.

remplacer dans sa forme paradigmatique, est le forage *rotary*⁵⁶, conçu au tout début du XX^e siècle et largement diffusé dès ses premières décennies. La même époque voit aussi le développement des géosciences, qui améliorent considérablement la compréhension du mode de formation des accumulations d'hydrocarbures dans le sous-sol. Elles transforment les méthodes de prospection⁵⁷ : les technologies sismiques d'imagerie du sous-sol se développent, pour s'imposer définitivement à partir des années 1940⁵⁸. En 1927, les frères Schlumberger inventent la diagraphie⁵⁹, qui se diffuse elle aussi rapidement dans l'industrie⁶⁰. La liste des innovations mises en œuvre, avant les années 1970, dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, pourrait encore être allongée⁶¹.

Qu'est-ce donc qui différencie ces deux phases de l'industrie – avant et après 1970 – du point de vue des progrès technologiques qui y sont réalisés ? La question n'est pas anodine, et les réponses qu'il est possible de lui apporter pas immédiates. Bourgeois⁶² compare ainsi les taux d'innovation moyens annuels dans l'industrie, sur les périodes 1947-1969 et 1970-1990. La différence qu'il trouve (respectivement 4,48 et 4,86 innovations par an) ne contredit pas la thèse d'une accélération technologique, mais elle déçoit au regard de l'ampleur pressentie pour le phénomène. Il décèle aussi une discontinuité dans le nombre d'innovations majeures⁶³ produites sur chaque période (respectivement trois puis six). Cet écart semble assez peu significatif, d'autant moins que la distinction innovation majeure / innovation incrémentale paraît délicate à établir empiriquement. Encore une fois, ces chiffres donnent le sentiment de ne refléter que très discrètement une réalité beaucoup plus tranchée. Les indicateurs opérationnels semblent davantage capables de capter la réalité de l'accélération technologique dans l'industrie⁶⁴.

⁵⁶ Il commence à être remplacé par le turboforage à partir de la fin des années 1970 ; cf. Haefelin, 1999, p. 379.

⁵⁷ Cf. par exemple Dalemont & Carrié, *ibid.*, p. 58.

⁵⁸ Cf. par exemple Perrodon, *ibid.*, p. 14.

⁵⁹ Elle consiste à enregistrer, au moyen d'une sonde envoyée dans un puits, différents paramètres physiques du sous-sol traversé, afin d'en reconstituer une image géologique et géophysique.

⁶⁰ Cf. Perrodon, *ibid.*, p. 14.

⁶¹ Cf. par exemple la liste des principales innovations énergétiques développées depuis la seconde guerre mondiale, donnée par Martin, *ibid.*, p. 26-27.

⁶² Bourgeois, 1999, p. 771 ; il utilise les travaux du National Petroleum Council (1966) et de Moss (1993) sur le sujet.

⁶³ Sur la base de la typologie retenue par Martin, *ibid.*, p. 34-37.

⁶⁴ Record de profondeur d'eau des champs offshore mis en production passant de 50 mètres à 1800 mètres d'une période à l'autre, taux de succès des forages d'exploration passant de un pour dix à un pour cinq, taux de récupération des hydrocarbures passant de 15-20% à 30-35%, record de déport des forages passant de 2,5 km à 10,6 km, durée de la phase de développement passant de 5-7 années à 2-3 années, etc. ; cf. Deuxième partie, 0.2.3.3.

Et c'est *in fine* dans la réduction des coûts techniques de production des hydrocarbures que ces performances opérationnelles sont transcrites⁶⁵.

Si ces chiffres sont importants, en ce qu'ils attestent du phénomène d'accélération, et même de « révolution technologique »⁶⁶ dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures depuis 1970, il semble important de ne pas s'en contenter. Car en se limitant ainsi au volet des résultats de l'accélération technologique, on se prive d'une autre piste d'investigation extrêmement riche : celle de ses moyens et de ses méthodes. Les dépenses de Recherche & Développement de l'industrie, par exemple, après avoir connu une période de basses eaux à l'époque des grandes découvertes (1920-1960), ont été globalement multipliées par 2,3 entre 1973 et 1985⁶⁷. Ceci donne une indication précieuse quant au ressort de l'accélération technologique, et porte la réflexion sur le terrain des approches économiques du phénomène technologique.

Une bonne entrée en matière est proposée par Boy de la Tour⁶⁸ : « L'histoire pétrolière est riche d'enseignements. Mais s'il existe un domaine où la pensée économique a trouvé une confirmation remarquable de ses intuitions, c'est bien celui de l'innovation et du progrès technique dans le domaine pétrolier. Car, si les ressources naturelles n'ont jamais atteint leur point de rupture, c'est parce que les innovations sont toujours apparues au moment opportun, comme par nécessité. J. Schumpeter l'avait pressenti dès le début du siècle : les innovations semblent arriver "par grappes", au moment des crises, et non pas de façon continue, comme on pourrait s'y attendre si elles étaient entièrement indépendantes du contexte socio-économique. Autrement dit, les innovations se manifestent sous la pression de la nécessité, car c'est le besoin qui est à la source de l'innovation : on ne cherche que si le besoin s'en fait sentir. »

Il semble en effet qu'une distinction puisse être établie entre la période qui précède l'année 1970 et celle qui lui succède, du point de vue de la véritable origine des avancées

⁶⁵ Ils passent d'une période à l'autre de 20 \$/bep à 10 \$/bep pour les gisements économiquement marginaux, et en moyenne de 16 \$/bep à 8 \$/bep dans les pays non-OPEP, et de 5 \$/bep à 3 \$/bep dans les pays de l'OPEP ; cf. Appert & Boy de la Tour, 1997.

⁶⁶ Ce terme, s'il est fort, est néanmoins utilisé par de nombreux auteurs ; cf. par exemple Martin, 1998 ; Martin, *ibid.*, p. 50 ; Freund, *ibid.*, p. 25 ; AFTP, 2000, p. 31.

⁶⁷ Boy de la Tour, *ibid.*, p. 586 ; ce chiffre est calculé pour l'industrie pétrolière américaine ; Bauquis (2000, p. 73) précise néanmoins que l'intensité de la R&D dans l'industrie pétrolière reste faible, comparée à celle d'autres secteurs industriels d'envergure ; cf. Deuxième partie, 0.2.3.1.

⁶⁸ Boy de la Tour, *ibid.*, p. 585.

technologiques dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. Dans la première, les innovations « [...] sont souvent le fait de scientifiques, d'inventeurs indépendants, qui sont parfois associés *a posteriori* à la mise en œuvre industrielle de leurs inventions »⁶⁹. Ceci vaut, par exemple, pour une innovation majeure comme la diagraphe, inventée par les frères Schlumberger. De même, les nombreuses innovations liées aux progrès des géosciences apparaissent surtout impulsées par des avancées scientifiques et techniques autonomes, c'est-à-dire trouvant leur origine en dehors de l'industrie⁷⁰. La raison principale semble bien être qu'entre 1920 et la fin des années 1960, l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures n'a pas fondamentalement besoin de ces innovations⁷¹. En revanche, à partir de 1970, ce besoin de nouvelles technologies se fait âprement sentir. Dès lors, l'industrie pétrolière dans son ensemble – compagnies pétrolières, sociétés parapétrolières, organismes de recherche – devient le véritable artisan de ces nouvelles technologies⁷².

Les différentes approches du phénomène technologique que propose la science économique, au fil de sa propre histoire, rendent bien compte de cette disparité des ressorts du progrès technologique. Dans l'approche traditionnelle⁷³, l'innovation est produite de manière complètement exogène à l'économie. La nouvelle technologie qu'elle engendre participe d'une simple information⁷⁴, et toutes les firmes de l'industrie y ont accès⁷⁵. Par conséquent, il est naturel que toutes choisissent, parmi l'ensemble des technologies disponibles, la plus performante⁷⁶. La problématique étudiée est alors celle des structures industrielles⁷⁷, qui résultent de la confrontation des conditions technologiques de l'offre et

⁶⁹ Bourdieu, 1996, p. 101.

⁷⁰ Les rapports rédigés plus tard par Giraud (1959, 1963) l'illustrent bien.

⁷¹ Ainsi que le suggère Boy de la Tour (cf. *supra*).

⁷² Un parallèle avec l'industrie informatique peut servir à éclairer cette discontinuité relative aux sources de l'innovation : les premiers micro-ordinateurs ont été conçus de manière autonome, dans les garages d'inventeurs tels Steve Wozniak et Steve Jobs pour Apple, alors qu'ils sont aujourd'hui le produit d'énormes programmes de Recherche & Développement mis en œuvre par des groupes industriels surpuissants ; Freeman et Soete (1997, p. 103) généralisent la portée de cette analyse à de nombreuses activités industrielles.

⁷³ Ce terme désigne celle que l'on trouve dans les manuels.

⁷⁴ Conformément à l'hypothèse d'Arrow (1962) ; ceci revient à supposer qu'elle est parfaitement codifiable : il suffit de se procurer un « guide de l'utilisateur » pour pouvoir la mettre en œuvre.

⁷⁵ Car l'information est supposée parfaite.

⁷⁶ Celle qui permet d'obtenir le coût de production le plus faible, en étant la plus économe vis-à-vis des facteurs de production les plus rares – qui sont aussi les plus chers.

⁷⁷ Cf. Gaffard, 1990b, p. 7-8.

de l'intensité de la demande⁷⁸. Cette approche traditionnelle est celle qui décrit le mieux, sous l'angle technologique, les conditions de fonctionnement de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures avant 1970. Mais la question de la genèse des innovations n'y est clairement pas un objet d'étude en soi. Ainsi, l'approche traditionnelle ne permet pas d'étudier le phénomène de révolution technologique à partir de 1970.

La question de la genèse des innovations semble préoccuper davantage la théorie économique, avec l'approche néoclassique du phénomène technologique⁷⁹. Celle-ci tente de rendre compte du fait que les firmes consacrent des ressources importantes en Recherche & Développement, afin de se doter de technologies plus performantes⁸⁰. Les moyens d'appropriation des innovations produites par leurs investissements de R&D sont alors placés au centre de l'analyse : brevets, licences, secret industriel⁸¹. Cependant, cette approche dénature l'activité de R&D. Les dépenses réalisées sont en effet assimilées à l'intensité d'exploration d'un stock de technologies qui demeure complètement exogène⁸². Au bout du compte, la question de la genèse des innovations demeure totalement occultée⁸³. Une telle conception du phénomène technologique se révèle ainsi peu adaptée, pour permettre d'expliquer le phénomène de révolution technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures⁸⁴.

Afin de proposer une véritable théorie des conditions économiques de la genèse des innovations technologiques⁸⁵, il est donc nécessaire de relâcher une hypothèse solidement ancrée dans les théories standards de l'économie industrielle : celle de l'efficacité

⁷⁸ C'est le cœur de la théorie des marchés contestables ; cf. Baumol, Panzar & Willig, 1982.

⁷⁹ L'article fondateur est celui de Arrow, 1962 ; cf. aussi Dasgupta & Stiglitz, 1980.

⁸⁰ L'importance de l'activité de R&D vis-à-vis du phénomène d'accélération technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures a été soulignée ci-dessus.

⁸¹ Si les innovations n'étaient pas appropriables, elles seraient parfaitement accessibles à toutes les firmes de l'industrie ; aucune d'entre elles ne serait alors incitée à investir en R&D, cherchant plutôt à profiter gratuitement des nouvelles technologies créées par les autres (comportement de passager clandestin) ; cf. par exemple Cohendet, Héraud & Zuscovitch, 1992, p. 63-64 ; cf. Crampes et Moreaux (1995) pour un état récent de la littérature sur les brevets.

⁸² Ceci provient de ce qu'une firme est réputée maîtriser parfaitement une nouvelle technologie, aussitôt qu'elle l'a découverte ; elle se situe ainsi immédiatement sur sa frontière d'efficacité technologique ; cf. Gaffard, *ibid.*, p. 13-14.

⁸³ Cf. par exemple Cohendet, Héraud & Zuscovitch, *ibid.*, p. 66.

⁸⁴ La mobiliser conduirait implicitement à considérer que seuls des progrès scientifiques et techniques, totalement indépendants des activités des compagnies pétrolières, auraient par exemple permis de passer de la production d'hydrocarbures offshore par 50 mètres de fond, à celle par 1853 mètres de fond ; ou encore qu'il suffirait à n'importe quelle compagnie pétrolière d'acheter une licence, ou son brevet, à Petrobras, pour parvenir à reproduire illico sa performance.

⁸⁵ Dans la tradition des travaux de Schumpeter (1912, 1941), selon lesquels le progrès technologique est largement endogène à la sphère économique.

technologique des firmes, en vertu de laquelle tous les problèmes économiques qui procèdent du phénomène productif sont *a priori* résolus par la technologie. C'est ce que réalise la théorie évolutionniste du changement économique⁸⁶. Selon elle, une firme doit en effet consacrer du temps et des ressources pour maîtriser une nouvelle technologie, dans le cours d'un processus d'apprentissage. Dans ce contexte, « les contraintes [technologiques] externes ne sont pas données une fois pour toutes ; elles évoluent à mesure que se concrétisent les actions des agents économiques, et sont, d'une certaine manière, déterminées par elles. Des améliorations technologiques, non nécessairement connues au départ, se produisent en chemin, et révèlent que l'ensemble des choix techniques change »⁸⁷. La nature même de la technologie est alors reconsidérée, puisqu'une place importante est faite au savoir engendré dans les processus d'apprentissage⁸⁸. La mise à jour des caractéristiques saillantes du processus par lequel la technologie est créée a des implications majeures pour l'analyse⁸⁹. Elle conduit à reconnaître l'existence d'hétérogénéités technologiques naturelles entre firmes, ainsi que les caractères nécessairement séquentiel et hors équilibre du développement de nouvelles technologies⁹⁰.

Ces progrès réalisés par la théorie évolutionniste, du point de vue de la compréhension du phénomène technologique, valent qu'un ouvrage récent, consacré entre autres au phénomène de révolution technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, s'en réclame explicitement⁹¹. Cependant, elle ne parvient pas à faire le jour complet sur les mécanismes de la genèse des innovations technologiques. Elle subordonne en effet le développement de nouvelles technologies par les firmes à un cadre scientifique et technique qui lui préexiste⁹². Ceci revient à considérer que l'apprentissage est soumis à des rendements décroissants⁹³. Une firme tend alors nécessairement, du point de vue de sa séquence d'innovations, vers une technologie qu'elle

⁸⁶ L'ouvrage fondateur est celui de Nelson & Winter, 1982 ; cf. aussi Witt, 1993.

⁸⁷ Gaffard, *ibid.*, p. 235.

⁸⁸ Cf. par exemple Loasby, 1993.

⁸⁹ Les décisions technologiques des firmes sont soumises à une incertitude radicale, l'apprentissage se produit de manière locale et cumulative, et le savoir est dans une large mesure tacite ; cf. par exemple Dosi & Orsenigo, 1988, p. 15-19.

⁹⁰ Les firmes progressent le long de trajectoires technologiques qui leur sont propres ; cf. Dosi, 1988.

⁹¹ Cf. Bourgeois, Finon & Martin, 2000.

⁹² Le paradigme technologique ; cf. Dosi, 1982.

⁹³ Il épuise progressivement les potentialités technologiques latentes dans le cadre du paradigme.

maîtrise parfaitement⁹⁴. Celle-ci ne fait au final que résumer la façon dont la firme a exploité un potentiel technologique demeuré à chaque instant complètement exogène⁹⁵. Enfin, dans un tel état d'efficacité technologique, seul un changement exogène de paradigme peut relancer le processus d'innovation⁹⁶.

Aucune de ces approches économiques du phénomène technologique n'élucide les processus qui fondent la genèse des innovations technologiques par les firmes industrielles, et n'est en cela fidèle à la lettre et l'esprit de la thèse schumpeterienne. Ménard s'en fait l'écho⁹⁷ : « Mais les *conditions* de ces changements [technologiques], et en particulier leur dimension organisationnelle, si elles sont parfois mentionnées, restent massivement dans l'ombre. » Il demeure en effet une grande absente dans toutes ces approches : c'est l'organisation, qu'elle soit interne aux firmes, ou qu'elle concerne les relations qu'elles établissent entre elles⁹⁸. « For a theory of innovation [...] we need a theory of the firm and of industrial organisation which explains *how* firms learn and *how* industrial organisation evolves from the interaction of firms »⁹⁹.

L'existence possible de liens entre technologie et organisation a intéressé très tôt les économistes. Paradoxalement, Schumpeter l'a occultée, en se focalisant sur l'entrepreneur pour expliquer la genèse des innovations¹⁰⁰. Pourtant, Adam Smith la décèle manifestement, dans ses célèbres développements relatifs à la manufacture d'épingle¹⁰¹, où il explique les avantages procurés par la division du travail¹⁰². Il cite parmi eux « [...] »

⁹⁴ Puisque plus aucun apprentissage ne finit par être possible ; on retrouve ici la notion d'efficacité technologique, dont il est apparu nécessaire de s'affranchir.

⁹⁵ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 290-291.

⁹⁶ La véritable source des innovations technologiques demeure donc inexpliquée ; le problème ne tient pas à la forme paradigmatique du savoir technologique, qu'il ne s'agit pas de nier, mais au rôle excessivement passif qui est attribué aux firmes réputées engendrer les innovations technologiques : elles ne font finalement que sélectionner, étape après étape, une technique préexistante à l'état latent dans le paradigme, sur la base de critères classiques de profitabilité ; cf. Gaffard, *ibid.*, p. 332.

⁹⁷ Ménard, 1995, p. 173.

⁹⁸ « The common limit that put together these different approaches is the lack of treatment of the role [...] of the interdependence between production and organizational forms » (Arena & Longhi, 1998, p. 6).

⁹⁹ Nootboom, 1999, p. 129 (souligné par nos soins).

¹⁰⁰ C'est une des raisons pour lesquelles « Schumpeter ne parvint pas à fournir une théorie systématique de l'innovation » (Blaug, 1986, p. 517).

¹⁰¹ Adam Smith, 1776, Livre 1, Chap. 1.

¹⁰² Jessua (1991, p. 142) note qu'avant Smith, Cantillon s'était intéressé à la division du travail, et que la notion n'était pas étrangère aux Physiocrates.

l'invention d'un grand nombre de machines qui facilitent et abrègent le travail »¹⁰³. Marshall l'a étudiée¹⁰⁴, quoique ce ne soit pas ce que l'on retient aujourd'hui de son œuvre¹⁰⁵. Plus récemment, les travaux de Chandler¹⁰⁶ l'ont replacée au centre des débats. Ils révèlent que des transformations organisationnelles des firmes¹⁰⁷ peuvent entraîner des innovations technologiques majeures¹⁰⁸. Aoki¹⁰⁹, en se donnant comme objet d'étude le modèle d'organisation industrielle japonais, éclaire comment cet entraînement se réalise : une fonction première de la firme, comprise en tant qu'organisation économique, est de transformer la nature des ressources qu'elle utilise. L'enjeu consiste à créer les conditions pour qu'un apprentissage de ses ressources humaines se réalise, qui conditionne grandement sa capacité à créer des nouvelles technologies. « Il s'agit alors [...] d'analyser *comment les innovations* organisationnelles et intraorganisationnelles donnent lieu à des apprentissages où prend naissance une partie substantielle de l'innovation technique elle-même. En cela on rejoint, en la prolongeant, la tradition schumpeterienne »¹¹⁰.

L'objectif de ce travail est donc de tenter de mettre à jour la dimension organisationnelle de la révolution technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. A cette fin, l'approche de Gaffard¹¹¹, et Amendola et Gaffard¹¹², présente des avantages certains, dans le foisonnement qui a accompagné le regain de vitalité des thèmes économiques du progrès technologique et de l'organisation industrielle¹¹³. Tout d'abord, elle est centrée sur l'étude des liens qui existent entre innovation et

¹⁰³ Pour Stigler (1951), la division du travail est, chez Smith, une conséquence du progrès technique ; une lecture attentive du chapitre de Smith suggère pourtant qu'il pensait aussi que la division du travail pouvait induire des changements techniques ; cf. par exemple Limoges & Ménard, 1994.

¹⁰⁴ Marshall, 1890, Livre IV, Chap. 8 ; « Si on reprend A. Marshall, l'organisation, quelle qu'elle soit (interne à la firme, entre les entreprises), aide la connaissance » (Gaffard, 1995b, p. 56).

¹⁰⁵ Cf. Maricic, 1991, p. 19.

¹⁰⁶ Chandler, 1962, 1977.

¹⁰⁷ De leur système de relations hiérarchiques, de leur système d'information, de leur procédure de décision.

¹⁰⁸ Armour et Teece (1978) ont réalisé un test empirique confirmant cette thèse, dans le cas de l'industrie pétrolière américaine pendant la période 1955-1973.

¹⁰⁹ Aoki, 1988, 1990.

¹¹⁰ Ménard, *ibid.*, p. 180 ; souligné dans le texte.

¹¹¹ Gaffard, 1990b.

¹¹² Amendola & Gaffard, 1988.

¹¹³ Cf. par exemple Coombs, Green & Richards, 1998 ; Langlois & Robertson, 1995 ; Dankbaar, Groenewegen & Schenk, 1990a ; on recense beaucoup d'ouvrages collectifs qui fédèrent des contributions parcellaires et hétérogènes.

organisation¹¹⁴. Ensuite, la logique qu'elle adopte est déductive. Elle délimite précisément sa problématique¹¹⁵. Elle explique pourquoi la théorie économique traditionnelle est inadaptée pour la traiter¹¹⁶. Puis elle développe son analyse, en s'appuyant sur des concepts définis dans une dialectique constante et riche avec cette théorie traditionnelle. Elle évite ainsi les pièges d'un échafaudage théorique qui pècherait par excès d'induction¹¹⁷. Cette approche, si elle propose un point de vue approfondi sur la firme créatrice de technologies, ne semble cependant pas en tirer totalement parti pour passer de l'intra à l'inter-organisations. Ce passage appellera un surcroît d'analyse.

La question des liens entre organisation industrielle et révolution technologique en exploration-production d'hydrocarbures réside donc au cœur de ce travail. Mais il convient de s'intéresser aussi à l'organisation industrielle qui y était à l'œuvre avant 1970. En effet, la mise à jour de ses déterminants et de ses modalités concrètes, dans le contexte de « tranquillité technologique »¹¹⁸ qui était alors celui de l'industrie, pourrait révéler des transformations organisationnelles d'une période (avant 1970) à l'autre (après 1970). Leur lien avec l'accélération technologique n'en serait que plus flagrant.

Les fonctions économiques de l'organisation industrielle, dans ce contexte d'absence de stratégies des acteurs visant à changer leur environnement technologique, sont bien étudiées par la théorie néo-classique standard, et la théorie standard étendue¹¹⁹. Elle a alors pour objectif de résoudre des problèmes liés non pas au phénomène productif – ils sont supposés résolus par la technologie –, mais au phénomène d'échange¹²⁰. Dans ce cadre très large, le courant néo-classique a démontré la capacité du marché à coordonner

¹¹⁴ « [...] la fonction même de la firme [...] est, fondamentalement, celle d'innover [...]. Dans cette dernière perspective, la technologie est nécessairement un aspect déterminant de l'existence des firmes qui ont pour fonction de la créer. [...] Ce sur quoi l'on met l'accent, alors, ce sont les formes d'organisation industrielle (inter et intra-firmes) en tant qu'elles représentent des règles ou procédures de connaissance (et de création) différentes » (Gaffard, *ibid.*, p. 331).

¹¹⁵ Il s'agit donc de l'étude des mécanismes économiques de la genèse des innovations technologiques.

¹¹⁶ Qu'elle soit néo-classique ou transactionnelle.

¹¹⁷ « Current explanations [of technical change and industrial organisation] are often based on the opinions and utterances of business leaders, which may be highly insightful, but are also, and necessarily so, very much inspired by current problems, *ad hoc* solutions, and/or the spirits and fashions of the day » (Dankbaar, Groenewegen & Schenk, 1990b, p. 10).

¹¹⁸ Gaffard, *ibid.*, p. 7.

¹¹⁹ Cette nomenclature est empruntée à Favereau (1989) ; la seconde regroupe les approches de l'organisation industrielle « [...] étendues au phénomène de coordination interne par l'organisation mais toujours attachées à la rationalité substantielle » (Ravix, 1990, p. 210).

¹²⁰ Cf. par exemple Brousseau, 1993, p. 11 ; Foss, 1996, p. 8 ; une analyse générale du phénomène d'organisation, dans ses rapports aux problèmes d'échange et de production, est proposée par Ménard, 1993.

les décisions d'allocation de ressources économiques d'une myriade d'agents préoccupés uniquement par leur intérêt propre, ainsi que l'optimalité sociale de l'équilibre atteint¹²¹. Puis Coase¹²² a proposé une explication de la nature de la firme, en tant qu'organisation économique pouvant se substituer au marché pour coordonner des transactions. Sa contribution, longtemps négligée, a connu un regain d'intérêt quand Williamson¹²³ s'en est saisi, pour systématiser et prolonger l'analyse transactionnelle de la firme et des modes de coordination marchands¹²⁴. L'accent est alors mis sur les coûts et les inefficacités qu'entraîne la coordination, sous une forme ou sous une autre, des décisions d'allocation de ressources des agents¹²⁵. Ils se manifestent quand des imperfections, évaluées par rapport au monde walrassien de concurrence pure et parfaite, caractérisent l'environnement de l'échange¹²⁶, ou le comportement des agents y prenant part¹²⁷.

Ces mêmes thèmes sont étudiés sur des variations plus ou moins différentes par les théories de l'agence¹²⁸, des droits de propriété¹²⁹, ou encore des contrats¹³⁰. Ce travail empruntera à plusieurs d'entre elles, quoiqu'elles adoptent des positions méthodologiques différentes¹³¹. Cette position est justifiée par le fait qu'il n'y recourt que pour les instrumentaliser¹³². Chacune met l'accent, suivant les hypothèses qu'elle retient, sur une classe particulière de problèmes susceptibles d'émerger dans l'échange, et tous paraissent fondés du point de vue de leur portée opérationnelle¹³³. En outre, ces théories partagent, au-delà d'une problématique commune, une méthode de prescription commune. C'est celle de la statique comparative, en vertu de laquelle la forme d'organisation qui est réputée s'imposer est celle qui permet d'engendrer un maximum de richesses dans l'échange, avec les ressources dont les agents sont dotés.

¹²¹ Il s'agit là de l'édifice central de la théorie néo-classique ; cf. Arrow & Debreu, 1954.

¹²² Coase, 1937.

¹²³ Williamson, 1975, 1985.

¹²⁴ C'est-à-dire les marchés et les contrats.

¹²⁵ Cf. Arrow, 1983.

¹²⁶ Il s'agit de la présence dans l'échange de risques, d'incertitudes, d'asymétries d'information, ou d'idiosyncrasie ; cf. Basile et Casavola (1994) pour une présentation générale.

¹²⁷ Il s'agit de la rationalité limitée et de l'opportunisme ; cf. Basile et Casavola, *ibid.*

¹²⁸ Cf. Fama, 1980 ; Grossman & Hart, 1983.

¹²⁹ Cf. Alchian & Demsetz, 1972 ; Demsetz, 1988 ; Hart & Moore, 1990.

¹³⁰ Cf. Salanié, 1994 ; et Brousseau (*ibid.*) pour une revue.

¹³¹ Selon en particulier que la rationalité des agents est tenue pour substantielle ou au contraire limitée, et les contrats qu'ils nouent pour complets ou incomplets ; cf. Basile et Casavola (*ibid.*) pour une synthèse.

¹³² Autrement dit, ce travail ne se donne pas ces théories pour objet d'étude.

¹³³ Cf. Tirole (1993) pour un exemple d'utilisation enrichissante, parce qu'éclectique, de ces différentes théories.

A côté de ces différentes théories de l'organisation industrielle, dont certaines sont peu opérationnelles parce que très sophistiquées, l'approche de Imai et Itami¹³⁴ paraît séduisante parce qu'extrêmement synthétique. Elle propose une grille d'analyse des formes d'organisation industrielle basée sur deux principes organisationnels complémentaires¹³⁵. Chaque forme d'organisation industrielle est positionnée en fonction de ses vices et de ses vertus en matière de coordination des décisions des agents¹³⁶. Le marché et la firme y occupent des positions diamétralement opposées. Les contrats et les coopérations¹³⁷ entre firmes y trouvent leurs places. Enfin, cette grille d'analyse permet d'établir un pont entre les approches statique et dynamique¹³⁸ de l'organisation industrielle.

L'objet de ce travail est ainsi complètement précisé. Il s'agit d'étudier l'organisation de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures sur longue période (1920-2000), avec l'approche théorique adaptée à la période considérée : approche statique pour la phase de tranquillité technologique, puis approche dynamique pour celle de révolution technologique. Les prescriptions théoriques en matière d'organisation industrielle seront confrontées à la réalité empirique. Les transformations organisationnelles éventuellement diagnostiquées, d'une période à l'autre, constitueraient un indice précieux de l'existence d'un lien avec l'accélération technologique qu'a vécue cette industrie depuis 1970.

Une première partie présente les acquis de la théorie économique en matière d'organisation industrielle. Elle définit la problématique qui est posée, puis en discerne deux déclinaisons, selon que le phénomène de changement technologique est pris en compte dans l'analyse ou non. Elle étudie alors l'approche statique, qui s'intéresse à la problématique de l'organisation industrielle dans une perspective d'allocation de ressources. Puis elle étudie et développe l'approche dynamique, qui s'intéresse à la problématique de l'organisation industrielle dans une perspective de création de technologies.

Une deuxième partie mobilise ces deux approches pour étudier l'organisation de

¹³⁴ Imai & Itami, 1984.

¹³⁵ Il s'agit de l'objectif (individuel ou collectif) poursuivi par les parties impliquées dans la relation, et de leur mobilité par rapport à elle (libre entrée et sortie, ou non).

¹³⁶ Typiquement, caractère incitatif faible ou prononcé, stabilité de la relation garantie ou faisant défaut.

¹³⁷ Cf. Rullière et Torre (1995) pour une synthèse.

¹³⁸ C'est-à-dire évacuant ou au contraire intégrant le phénomène de changement technologique.

l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, selon qu'elle est en phase de tranquillité technologique (avant 1970), ou en phase de révolution technologique (après 1970). Elle teste la pertinence du phénomène d'accélération technologique. Puis elle s'intéresse à l'organisation des relations entre trois catégories d'acteurs de l'industrie : les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures, les compagnies pétrolières internationales, et les sociétés prestataires de services parapétroliers.

PREMIERE PARTIE

LES APPROCHES STATIQUE ET DYNAMIQUE DE L'ORGANISATION INDUSTRIELLE

Introduction de la première partie

Le terme d'organisation industrielle doit être compris au sens des schémas d'interaction économique que différents agents mettent en œuvre pour coordonner leurs décisions. Ce thème est central en science économique depuis Adam Smith¹. Il l'aborde dans deux passages de son ouvrage, restés célèbres. Avec l'exemple de la manufacture d'épingles, Smith s'intéresse aux bénéfices procurés par la division du travail. Il explique comment cette organisation de la production, qui consiste à spécialiser les ouvriers sur des tâches précises, engendre des gains de productivité importants. Et il remarque que cette analyse concerne non seulement l'organisation de la production à l'intérieur d'une firme, mais aussi entre les firmes². Avec la métaphore de la main invisible, Smith passe à un niveau d'agrégation supérieur, celui d'une économie nationale voire internationale. Il affirme que la poursuite par chacun de son intérêt particulier conduit, comme par l'action d'une main invisible, au plus grand intérêt général. Or « la “main invisible” n'est rien d'autre que l'automaticité de l'équilibre qui s'établit sur un marché de concurrence »³. Smith entrevoit donc ici les performances du marché comme forme d'organisation des échanges.

Dès les origines, le thème de l'organisation industrielle est donc considéré dans ses rapports avec le phénomène de production et avec celui d'échange. Mais la seconde problématique prend de l'importance aux dépens de la première avec l'essor de l'économie néoclassique. La théorie de l'équilibre général qu'elle bâtit démontre, en la dénaturant quelque peu, l'intuition originale de Smith relative à la main invisible. Au prix d'hypothèses fortes, elle prouve le caractère optimal des performances de l'organisation d'une économie sous la forme de marchés de concurrence pure et parfaite pour allouer, grâce à l'échange, des ressources économiques existantes – les problèmes productifs étant supposés *a priori* résolus par la technologie.

Ce résultat central sert de cadre de référence pour un nombre important de travaux. Ils s'intéressent aux inefficacités que peut rencontrer le marché pour allouer des ressources économiques quand certaines hypothèses de la théorie de l'équilibre général ne sont pas

¹ Adam Smith, *ibid.*

² Cf. Jessua, *ibid.*, p. 143.

³ Blaug, *ibid.*, p. 65.

respectées. Ils cherchent ensuite à proposer des remèdes pour résoudre, ou tout au moins pour réduire, ces inefficacités. Certains discernent des solutions de nature organisationnelle. Il s'agit alors de substituer au marché des modes de coordination des décisions des agents économiques qui engendrent une consommation et un gaspillage de ressources moindres. D'autres formes d'organisation industrielle sont ainsi endogénéisées par la théorie économique : firme, contrat, et coopération. Ces acquis théoriques, qui traitent de la capacité de différentes formes d'organisation économique à allouer des ressources existantes entre des usages alternatifs donnés, sont qualifiés dans ce travail d'approche statique de l'organisation industrielle (Chapitre 1).

Dans tous les développements de cette approche statique, la technologie est réputée solutionner *de facto* les problèmes économiques qui procèdent du phénomène productif. En outre, les changements de technologie sont attribués à des progrès scientifiques et techniques autonomes, c'est-à-dire complètement exogènes à la sphère économique. Les mécanismes de la genèse des innovations technologiques sont ainsi évacués, dès les prémisses, hors du champ de l'analyse. Récemment, des courants théoriques se sont constitués pour tenter de dépasser ces limites et proposer, dans la tradition des travaux de Schumpeter⁴, des approches économiques de cette genèse.

Certains d'entre eux ont été conduits à reconsidérer le lien discerné par Smith, mais aussi étudié plus tard par Marshall⁵, entre organisation et production. Leur acquis central et commun tient dans l'identification de la firme comme organisation économique dont la fonction essentielle est la création de technologies. Leurs positions sont en revanche moins homogènes quant il s'agit de comprendre la forme d'organisation que la firme entretient avec son environnement pour pouvoir conduire de manière efficace son activité de création de technologies. Certains insistent sur la nécessité d'établir des relations industrielles avec les acteurs qui le composent – clients, concurrents, sous-traitants et fournisseurs –, et préconisent généralement une forme de coopération avec eux. Tandis que d'autres soutiennent que la firme peut et doit intégrer les nouveaux stades technologiques qui entrent dans la composition de son processus de production. Ces travaux, s'ils ne sont pas unifiés sur le plan de leurs conclusions, partagent néanmoins la problématique de l'organisation industrielle dans les rapports qu'elle entretient avec la création de

⁴ Schumpeter, *ibid.*

⁵ Marshall, *ibid.*

technologies. Ils peuvent en cela être fédérés dans une approche dynamique de l'organisation industrielle (Chapitre 2).

CHAPITRE 1

ORGANISATION INDUSTRIELLE ET ALLOCATION DE RESSOURCES

La question à laquelle cherche à répondre l'approche statique de l'organisation industrielle est de savoir sous quelle forme plusieurs agents économiques, qui interagissent par l'échange, doivent organiser cet échange. Pour se focaliser sur le problème d'organisation de l'échange, il convient de considérer que les caractéristiques fondamentales d'une économie, à savoir les préférences des consommateurs et les technologies des firmes, sont invariantes. Organiser l'échange consiste alors à coordonner les décisions d'allocation de ressources rares entre des usages alternatifs donnés que prennent les agents.

Différentes solutions sont *a priori* offertes aux agents pour organiser leurs interactions. Dans le contexte étudié, un critère simple permet de les comparer les unes aux autres : leur efficacité statique. Il s'agit de mesurer la richesse économique engendrée par l'échange avec la dotation de ressources initialement disponible dans l'économie. Les agents retiennent théoriquement la meilleure, soit celle qui permet de générer une richesse globale maximale avec la quantité de ressources dont ils disposent.

Une forme d'organisation industrielle naturelle que les agents peuvent adopter, en ce qu'elle structure les économies capitalistes et modernes, est le marché (Section 1.1). Mais les autres grands types d'organisation industrielle trouvent aussi leur place dans cette grille de lecture. C'est le cas de la firme industrielle, qui prend son essor dès le début du XX^e siècle (Section 1.2). C'est encore le cas des contrats, qui organisent un nombre croissant de transactions économiques (Section 1.3). C'est enfin le cas des coopérations, qui peuvent être nouées à la poursuite d'objectifs d'efficacité statique, différents de la création d'un pouvoir de marché (Section 1.4).

1.1 LE MARCHE

Le premier mode de coordination des décisions économiques envisageable est le marché. Il apparaît en effet comme le principal lieu d'organisation des échanges, ce qui lui vaut d'être, depuis l'origine, au centre des préoccupations des économistes. Et c'est précisément la question de son efficacité en tant qu'institution économique qui domine les débats. Cependant, la notion d'efficacité à laquelle il est fait référence, ainsi que la forme même sous laquelle le marché est conceptualisé, évoluent sensiblement selon les courants économiques et les époques.

1.1.1 Le marché chez les économistes classiques

L'intuition originelle en la matière est exprimée par Smith¹ sous la forme de la métaphore de la main invisible. Elle suggère que le marché permet de coordonner les actions d'une multitude d'agents uniquement motivés par leur intérêt propre, et en concurrence les uns avec les autres. Elle entrevoit qu'il résulte néanmoins de cette coordination un état économique bénéfique pour tous. Ces idées sont exprimées dans des termes bien vivants, mais peu formalisés, par les économistes classiques. En outre, les liens qu'ils discernent entre marché, concurrence et bien-être participent essentiellement de la dynamique économique, autrement dit de la croissance des économies de marché. C'est ce que souligne Blaug² : « Nous savons qu'ils défendaient la concurrence surtout pour ses effets dynamiques et d'incitation individuelle. »

1.1.2 Le marché chez les économistes néoclassiques

Plus tard, le souci de rigueur analytique né avec la révolution marginaliste pousse les économistes néoclassiques à se saisir à leur tour de cette question de l'efficacité du marché, enrichie par l'intuition smithienne. Leurs efforts débouchent sur un des édifices les plus aboutis de la science économique : la théorie de l'équilibre général³, et les deux théorèmes du bien-être social. Il y est établi que sous certaines hypothèses, un équilibre

¹ Smith, *ibid.*

² Blaug, *ibid.*, p. 705 ; cf. aussi Eliasson, 1995, p. 54.

³ Cf. Arrow & Debreu, 1954.

émerge toujours dans une économie de marché, que cet équilibre est stable, et qu'il correspond à un optimum collectif au sens de Pareto. Une certaine main invisible est ainsi rigoureusement démontrée par les néoclassiques.

Mais elle est cependant sensiblement dénaturée par rapport à celle qu'entrevoient Smith et les classiques. Si le marché, la concurrence et le bien-être économique sont toujours au cœur des développements, les mêmes mots renvoient à des concepts profondément transfigurés. Ainsi, le marché ne désigne plus une organisation économique bien vivante, mais une structure conceptuelle d'échange pur. La concurrence ne procède plus d'un processus inscrit dans le temps et nourri des actions des agents économiques, mais elle renvoie à un état donné des affaires – la concurrence pure et parfaite – dans lequel la liberté d'action de ces agents est réduite à néant. Enfin et surtout, le concept de bien-être économique ne capte plus la faculté d'une économie à croître, mais sa capacité à utiliser au mieux, entre différents usages donnés, des ressources économiques dont la genèse est exclue d'emblée du champ de l'analyse.

Initialement sondé par les classiques pour ses vertus à créer de nouvelles richesses, le marché est érigé par les néoclassiques comme modèle de référence pour allouer des richesses existantes : avec eux, le marché de concurrence pure et parfaite s'impose comme un étalon d'efficacité statique.

1.1.3 Le marché concurrentiel

Du point de vue de l'économie industrielle adopté ici, ces développements essentiellement normatifs sont peu mobilisables en l'état, dans la mesure où les marchés réels ne sont pour ainsi dire jamais des marchés de concurrence pure et parfaite. Cette limite, relative à la structure des marchés, peut être contournée par le recours au concept de marché concurrentiel. Dans ce cas en effet, l'hypothèse centrale n'est plus de nature structurelle mais comportementale : un marché est dit concurrentiel si et seulement si les agents qui interviennent sur ce marché n'ont aucune influence sur le prix de la marchandise échangée. Par cet artifice, les vertus du marché en matière d'allocation des ressources sont maintenues intactes, même si les agents n'y sont pas en grand nombre.

Mais un problème fondamental, déjà ancré dans le marché de concurrence pure et parfaite, n'est pas résolu. Il s'agit de savoir d'où sort ce prix d'échange dont les agents sont

preneurs⁴. La profondeur de cette critique est accentuée par le constat selon lequel, pour l'approche néoclassique, le mécanisme des prix condense à lui tout seul l'intégralité du système d'incitations qui meut les marchés. Autrement dit, son existence est tout à la fois nécessaire et suffisante pour permettre aux agents qui interviennent sur les marchés de diriger leurs ressources vers leur meilleur emploi – en un mot, pour coordonner l'allocation des ressources. Les modèles initiaux de marchés reprennent à leur compte l'idée de Walras⁵ de confier la genèse des prix à un commissaire-priseur. Mais ce personnage n'existe pas sur la plupart des marchés réels, et c'est pourquoi des travaux postérieurs se sont attachés à découvrir par quel processus concret ce signal prix peut être produit. Ils ont été conduits à s'intéresser à la forme primitive du marché que constitue le marchandage sous-jacent aux échanges qui y sont réalisés.

1.1.4 Le marchandage, premier mécanisme coordinateur de base

Suivant Nash⁶, le marchandage peut être défini dans son acception très générale comme une situation dans laquelle :

- (i) plusieurs agents ont la possibilité de conclure un accord mutuellement avantageux,
- (ii) il existe un conflit d'intérêts quant à savoir quel accord conclure,
- (iii) aucun accord ne peut être imposé à une partie sans son consentement.

Or l'objectif d'un tel marchandage, quand il concerne l'échange d'une marchandise entre plusieurs agents, est précisément de convenir entre eux d'un prix d'échange, dans la mesure où celui-ci ne s'impose pas à eux. Avec le marchandage, le prix apparaît donc comme le produit d'une interaction économique entre les agents. Il n'a ainsi plus de raison d'être assimilé à une donnée qui leur est exogène.

Modalité réduite *a minima* du marché, le marchandage hérite en outre de ses vertus en matière d'allocation des ressources, quand il répond aux hypothèses d'information parfaite des agents⁷, et d'absence d'investissement spécifique à l'échange. Le marchandage entre plusieurs parties au sujet de l'échange d'une marchandise est alors dit efficace, c'est-à-dire qu'il est nécessaire et suffisant que cet échange soit socialement bénéfique pour

⁴ Cf. Arrow, 1959.

⁵ Walras, 1874.

⁶ Nash, 1950.

⁷ Information relative aux coûts et aux préférences des uns et des autres pour la marchandise échangée.

qu'il soit effectivement réalisé par les agents⁸.

On dispose donc, avec le marchandage, d'une forme de marché qui engendre son propre prix, et qui se suffit alors à elle-même pour coordonner, via l'échange, les décisions d'allocation de ressources des agents économiques. Le marché se départit alors de toute dimension institutionnelle pour s'imposer comme une première forme générique d'organisation industrielle. Dans cet esprit, Imai et Itami⁹ proposent une définition du marché, compris en tant que mécanisme de base pour coordonner les décisions économiques. Elle est synthétisée dans une grille de lecture à deux entrées. La première caractérise le mode de décision économique propre à chacune des parties qui interagissent. La seconde concerne le titre auquel chaque partie est impliquée dans l'interaction. Elle renvoie donc aux relations mutuelles entre ces parties, et au degré de dépendance de l'une par rapport à l'autre. Dans cette grille, le marché correspond à la combinaison des deux contingences suivantes :

- M₁ : chaque agent poursuit de manière libre son intérêt individuel, par rapport auquel le prix, ou tout signal équivalent, est utilisé comme principal vecteur d'information,
- M₂ : chaque agent est libre à tout moment d'entrer en interaction économique, ou d'y mettre un terme.

Ce qu'il convient alors de retenir du marché, en tant que forme d'organisation industrielle, est la très forte structure d'incitations qu'il engendre. En effet, un agent ne recourt au marché que s'il en retire un intérêt personnel. Et dès qu'il n'y trouve plus son compte, il s'en retire. Ainsi, toute interaction marchande est réglée par des décisions nécessairement efficaces, du point de vue de chaque agent qui y est impliqué.

1.2 LA FIRME

Le deuxième mode de coordination des décisions économiques envisageable est la firme. Le XX^e siècle a en effet vu l'essor de la firme industrielle, comme organisation économique de première envergure, aux côtés des marchés. Et pourtant, la dimension organisationnelle de la firme a mis longtemps à se faire jour en science économique.

⁸ Cf. Tirole, *ibid.*, p. 46.

⁹ Imai & Itami, *ibid.*, p. 287.

1.2.1 Les conceptions an-organisationnelles de la firme

La théorie économique traditionnelle, que l'on trouve dans les manuels, occulte en effet complètement tout phénomène d'organisation à l'intérieur de la firme. Les premiers courants qui la contestent focalisent leurs critiques sur d'autres limites.

1.2.1.1 La boîte noire technologique de l'approche traditionnelle

Dans l'approche néoclassique traditionnelle, la firme est assimilée à une boîte noire technologique. Elle combine différents inputs de son processus de production pour les transformer dans l'output qu'est son produit, sans qu'il ne soit rien dit sur ce qui rend cette transformation possible. Qui plus est, la firme est postulée technologiquement efficiente, c'est-à-dire qu'elle sait *a priori* produire, pour tout vecteur d'inputs possible, la quantité maximale d'output associée. Enfin, la firme est supposée parfaitement rationnelle. Autrement dit, elle sait par hypothèse choisir, en parfaite connaissance des prix de son produit et de ses facteurs de production, la combinaison de facteurs qui lui permet de maximiser son profit.

Finalement, la firme n'a, dans cette approche, pas plus d'épaisseur analytique que le consommateur¹⁰. Ce constat est renforcé par l'observation selon laquelle « la firme est exclusivement analysée à travers ses relations de marchés »¹¹, à savoir ceux où elle se fournit en input, et celui où elle écoule son produit. Aucune tentative de sonder l'intérieur de la boîte noire n'est donc entreprise avec l'approche traditionnelle. Ceci est cependant justifié du point de vue de l'objectif qu'elle se fixe : élaborer une théorie générale des prix, au regard de laquelle ce qui importe chez la firme est sa fonction d'entité active élémentaire de l'allocation des ressources dans un océan de marché, qu'il n'est alors pas nécessaire d'endogénéiser¹².

1.2.1.2 Les premières tentatives d'endogénéisation de la firme

L'émergence, au début du XX^e siècle, de la grande entreprise comme acteur essentiel du progrès économique, fait naître chez les économistes le besoin de disposer

¹⁰ Cf. Holmström & Tirole, 1989, p. 63.

¹¹ Arena & Longhi, *ibid.*, p. 4.

¹² Cf. Machlup, 1967.

d'une véritable théorie de la firme¹³. La question de la taille de la firme occupe initialement le centre de l'analyse¹⁴. Une réponse de nature purement technologique lui est proposée, à la suite de l'étude pionnière de Viner¹⁵ au sujet des courbes de coûts moyens à long terme. Elle démontre que la taille de la firme est optimale quand elle lui permet d'atteindre le minimum de sa courbe de coût moyen à long terme, déterminée par les économies d'échelle caractéristiques de l'activité considérée¹⁶.

Cet argument technologique permet de comprendre pourquoi la firme cherche à croître. Mais il n'est pas définitif du point de vue de l'organisation à adopter pour ce faire. En effet, l'approche technologique n'explique pas pourquoi les économies d'échelle devraient nécessairement être mobilisées à l'intérieur d'une firme, et non par le biais de contrats entre des entités juridiquement distinctes, ou par toute autre forme d'organisation¹⁷. En outre, avec les rendements d'échelle décroissants, elle postule plus qu'elle n'explique les limites à la taille de la firme. Ceux-ci soulèvent le problème de l'intervention sélective : pourquoi deux firmes, produisant chacune une quantité donnée d'un même bien, ne peuvent-elles pas être regroupées en une seule, et produire la somme des quantités précédentes sans que le coût de production n'augmente¹⁸ ? En clair, l'approche technologique de la firme ne constitue pas une véritable théorie de la firme, dont Holmström et Tirole¹⁹ rappellent qu'elle doit pouvoir répondre aux deux questions suivantes :

- pourquoi la firme existe-t-elle ?
- qu'est-ce-qui détermine ses frontières ?

D'autres travaux tentent, à la même époque, de proposer une véritable alternative à l'approche néoclassique traditionnelle de la firme. Ceux de Berle et Means²⁰, qui introduisent la notion de séparation entre la propriété et le contrôle de la firme, et qui critiquent la rationalité parfaite prêtée à la firme dans l'approche traditionnelle, donnent naissance aux théories managériale et *behaviorist*. Ils constituent aujourd'hui encore une

¹³ Cf. Krafft & Ravix, 1998, p. 240.

¹⁴ Cf. Knight, 1921, p. xxiii.

¹⁵ Viner, 1932.

¹⁶ Cf. par exemple Blaug, *ibid.*, p. 443, p. 534 ; Guyot, 1985, p. 135.

¹⁷ Par exemple, la coopération entre firmes ; cf. *infra* 1.4.

¹⁸ Cf. Williamson, 1985, p. 133.

¹⁹ *ibid.*, p. 65.

²⁰ Berle et Means, 1932.

référence pour des théories modernes de la firme, comme la théorie de l'agence²¹. Mais, en se focalisant sur la remise en cause de l'hypothèse de maximisation des profits de la firme traditionnelle, ces travaux passent à côté du cahier des charges d'une véritable théorie de la firme. Ils finissent, contre leur gré, à renforcer l'approche traditionnelle de la firme, au fil des controverses pour lesquelles ils ne parviennent pas à marquer suffisamment leur différence²².

1.2.2 La firme, mode de coordination de l'allocation des ressources alternatif au marché

Ce cahier des charges définit par Holmström et Tirole est en revanche suivi à la lettre par Coase²³ dans son article séminal, où il adopte un point de vue réellement novateur pour comprendre la nature de la firme. Coase explique en effet que la firme peut être comprise comme un mécanisme coordinateur de l'allocation des ressources, alternatif au marché.

1.2.2.1 La reconnaissance des coûts du marché

Le point pivot qui règle le choix entre l'une et l'autre est formulé en termes de statique comparative : si une firme accède à l'une de ses ressources en recourant à l'échange sur un marché²⁴, mais que cette solution engendre des coûts de transaction marchande, moyennant quoi son efficience statique n'est pas optimale²⁵, alors il peut être préférable pour elle d'internaliser cette transaction. Il s'agit en clair pour la firme de faire elle-même ce qu'il est trop coûteux de se procurer sur un marché (rappelons que la question de la technologie requise pour cela ne se pose pas, dans la mesure où cette dernière est supposée parfaitement connue de tous, et librement appropriable par chacun). « C'est à ce niveau qu'est affirmé l'argument principal du courant transactionnel : le recours au marché est un acte coûteux »²⁶.

²¹ Cf. Fama, 1980.

²² Cf. Krafft & Ravix, *ibid.*, p. 244.

²³ Coase, *ibid.*

²⁴ Comme c'est exclusivement le cas dans l'approche traditionnelle.

²⁵ Ce que l'approche traditionnelle n'envisage jamais.

²⁶ Bouvier-Patron, 1993, p. 14.

Pour Coase²⁷, le principal coût d'une coordination par le marché est celui qu'induit la recherche du bon prix d'échange. Coase refuse en effet l'idée selon laquelle un prix d'échange optimal émergerait spontanément et naturellement sur un marché. Il est marquant de relever que cette même problématique est tout à la fois à l'origine de la conceptualisation du marché, et de la firme, comme forme d'organisation industrielle.

1.2.2.2 La coordination hiérarchique et ses coûts

D'après Coase²⁸, les coûts de transaction sont évités à l'intérieur de la firme, car un principe hiérarchique s'y substitue au prix pour coordonner l'allocation des ressources. Toutefois, si le recours à l'internalisation de transactions dans la firme supprime certains coûts propres à la coordination marchande, il en génère d'autres, auxquels il est symétriquement possible de considérer que le marché offre une solution. Premièrement, la décision hiérarchique dans la firme est en elle-même consommatrice de ressources. Elle induit donc des coûts de gestion interne, au sujet desquels Coase²⁹ fait l'hypothèse néoclassique standard qu'ils sont croissants à la marge. Deuxièmement, au fur et à mesure que des transactions marchandes sont internalisées dans la firme, la décision hiérarchique est rendue plus complexe. Ceci finit par engendrer des distorsions dans l'allocation des ressources³⁰, et donc des coûts supplémentaires – qui ont ici la nature de gaspillages économiques – associés à la coordination dans la firme.

1.2.2.3 L'équilibre organisationnel de la firme

En expliquant que la firme se substitue au marché quand elle est plus efficace que lui pour coordonner l'allocation des ressources, Coase répond de manière novatrice à la question « pourquoi la firme existe-t-elle ? ». Il remplit en cela la première spécification du cahier des charges que doit satisfaire toute théorie de la firme. Il remplit aussi la seconde en proposant une endogénéisation des frontières de la firme, mais dans des termes beaucoup plus traditionnels. Considérant la première partie de sa réponse, la firme participe en effet d'un ensemble de transactions, unitaires et homogènes, qui sont

²⁷ Coase, *ibid.*, p. 390.

²⁸ Coase, *ibid.*, p. 388.

²⁹ Coase, *ibid.*, p. 394.

³⁰ Appelées inefficiences X depuis Leibenstein, 1966.

internalisées. Coase mobilise alors un raisonnement formulé en termes marginalistes, qui commence en supposant que « l'entreprise joue indifféremment de l'internalisation ou de l'externalisation, pour tout ou partie, du panier de transactions unitaires qui la constitue »³¹.

Il est dès lors possible, en suivant Coase³², de déterminer un équilibre organisationnel de la firme, dont est issu le tracé de ses frontières : il s'agit de celui où le coût associé à l'internalisation d'une transaction supplémentaire, à la marge, est exactement égal au coût qu'engendre sa coordination par le marché. Quand cet équilibre est atteint, l'organisation industrielle – dans sa version bipolaire firme / marché – est réglée de telle sorte que tous les gains d'efficience statique réalisables sont épuisés.

1.2.2.4 Portée et limite de l'approche coasienne

La force de l'approche coasienne est de renouveler en profondeur la vision économique de la firme, en ne modifiant qu'à la marge les hypothèses traditionnelles. En effet, toute l'analyse découle de la seule prise en considération de l'existence de coûts associés aux transactions marchandes. Pour le reste, le cadre général demeure intégralement emprunté à l'approche néoclassique traditionnelle, notamment la rationalité parfaite de la firme et la notion d'équilibre marginaliste.

Mais ce procédé confère aussi une limite à la théorie coasienne de la firme : en restant en définitive très fidèle à l'approche traditionnelle, elle hérite de son trait excessivement normatif. Car en présentant la firme et le marché comme d'étroits substituts, elle plaque sur la première le caractère normatif du second, tel qu'il est conceptualisé par l'approche traditionnelle. Or, la forte substituabilité entre firme et marché tient plus spécifiquement à deux hypothèses. La première est que chaque transaction peut être internalisée ou externalisée de manière parfaitement réversible. La seconde est qu'elle demeure parfaitement homogène du point de vue de son coût de production, de sa qualité, etc., selon qu'elle est coordonnée sous un mode ou sous l'autre.

La nature de la firme est alors en tout point identique à celle du marché – un simple ensemble de contrats – ce qui ne saurait tenir lieu de théorie positive de la firme. Voilà pourquoi « la critique de l'existence de cette homogénéité transactionnelle est à la base

³¹ Bouvier-Patron, *ibid.*, p. 17.

³² Coase, *ibid.*, p. 395.

d'un renouvellement de l'approche par Williamson »³³.

1.2.3 La firme de l'approche transactionnelle : un espace d'accumulation spécifique

Williamson³⁴ se consacre à approfondir l'intuition originale de Coase, qui consiste à appréhender la firme et le marché comme deux modes alternatifs de coordination de l'allocation des ressources. Son apport principal consiste en une systématisation de l'étude des coûts de transactions, qu'il inscrit dans un paradigme renouvelé.

1.2.3.1 Un paradigme renouvelé

Contrairement à Coase, Williamson abandonne tout d'abord l'hypothèse de rationalité parfaite des agents économiques, au profit de celle de rationalité limitée qu'il emprunte à Simon³⁵. Il prête ensuite aux agents un comportement qualifié d'opportunisme, qui consiste en fait à étendre le principe universel de poursuite de l'intérêt individuel au cadre précité d'agents dont la rationalité est limitée : « Opportunism follows from bounded rationality plus self-interest »³⁶. Enfin, il retient une définition de la coordination marchande plus large que Coase, puisqu'il s'intéresse tout autant, sinon plus, au contrat³⁷ qu'au seul marché³⁸.

Williamson dévoile alors le cœur de son analyse : des inefficacités se produisent quand de tels agents nouent des transactions marchandes, qui ont comme caractéristiques d'être :

- (i) supportées par des actifs spécifiques,
- (ii) récurrentes,
- (iii) en information imparfaite.

La suite s'exprime en termes presque purement coasiens : dans de telles circonstances, la coordination desdites transactions à l'intérieur de la firme, qui permet d'économiser les coûts de transactions associés à ces inefficacités, peut s'avérer préférable à leur

³³ Bouvier-Patron, *ibid.* p. 15.

³⁴ Williamson, 1975, 1985.

³⁵ Simon, 1976.

³⁶ Alchian & Woodward, 1988, p. 66.

³⁷ Cf. *infra* 1.3.1.2.

coordination marchande (tant que les coûts de la coordination hiérarchique restent inférieurs à ces coûts de transactions). L'étude de ces nouvelles sources de coûts de la coordination de l'allocation des ressources, par le contrat marchand, constitue la clef de voûte de l'édifice théorique de Williamson. Il convient donc de les expliciter.

1.2.3.2 Une systématisation des coûts de transactions

Williamson³⁹ s'intéresse d'abord brièvement aux coûts de transactions *ex ante*, qui sont ceux qui précèdent et préparent l'acte marchand en lui-même.

1.2.3.2.1 Les coûts *ex ante*

Coase avait identifié le coût qu'induit la recherche du bon prix d'échange. Williamson le spécifie davantage et en généralise la portée : coûts associés à la recherche d'un partenaire, à la négociation en elle-même, à la rédaction d'un accord, etc.

1.2.3.2.2 Les coûts *ex post*

C'est surtout l'analyse des coûts de transactions *ex post*, qui se manifestent pendant ou après l'exécution du contrat marchand, qui constitue l'apport original de Williamson. Ces coûts incluent ceux afférents au contrôle, et à la surveillance, de la conformité de l'échange aux règles convenues, et témoignent de la consommation de ressources associée.

Cependant, l'intérêt majeur des hypothèses comportementales retenues par Williamson⁴⁰ est d'identifier le marchandage opportuniste comme source principale des inefficacités *ex post* de la coordination marchande. Le marchandage devient opportuniste quand il consiste, pour un agent impliqué dans une relation marchande, à recourir à toutes formes de ruses ou de stratagèmes de négociation, dans l'objectif de s'approprier tout ou partie des gains de la transaction aux dépens de son tiers. Or, une telle appropriation n'est possible que si des imperfections concurrentielles se manifestent à l'intérieur de la relation d'échange.

³⁸ Cf. Williamson, 1985, p. 20.

³⁹ Williamson, *ibid.*, p. 20.

⁴⁰ Mis à part leur portée positive bien évidente.

1.2.3.2.2.1 Actifs spécifiques et opportunisme *ex post*

La première des imperfections identifiée par Williamson⁴¹ est la situation, diagnostiquée et analysée par Schelling⁴², dans laquelle les parties prenantes à l'échange sont économiquement enfermées dans la transaction. Dans son second ouvrage, Williamson⁴³ spécifie ce qu'il considère être la cause première d'un tel enfermement : l'existence d'actifs spécifiques à la transaction nouée. Cette notion de spécificité, mobilisée pour la première fois dans l'analyse par Klein, Crawford et Alchian⁴⁴, signifie que l'actif en question a une valeur plus importante quand il est mis en œuvre pour la transaction considérée, que dans n'importe quel autre usage. Dans sa dimension vertueuse, la spécificité renvoie donc au fait que l'actif considéré génère une quasi-rente⁴⁵, qui est partagée entre les partenaires de la transaction à travers le prix d'échange dont ils conviennent.

Mais la spécificité est aussi susceptible de se manifester sous un jour moins favorable. En effet, une partie qui investit dans un actif spécifique à une relation donnée doit, si cette dernière se termine prématurément, réallouer son actif vers un usage moins favorable. Elle encourt en cela des coûts irrécouvrables⁴⁶, et fait ainsi face à une barrière à la sortie qui l'enferme dans la relation⁴⁷. Quoique l'environnement de la relation ait pu être concurrentiel *ex ante*, avant que l'investissement ne soit réalisé, cette barrière contribue à en isoler les partenaires *ex post*. Autrement dit, l'investissement spécifique rend la relation marchande non contestable⁴⁸. Williamson⁴⁹ y décèle la « transformation fondamentale » par laquelle arrivent les inefficacités de la coordination marchande.

En effet, dans une telle situation, l'autre agent est susceptible de se livrer à un marchandage opportuniste *ex post* : il peut exiger de renégocier le prix d'échange, sous la menace d'une rupture de la relation, et ce jusqu'à extorquer la totalité de la quasi-rente⁵⁰. Ce niveau du prix d'échange laisse la partie qui a investi dans l'actif spécifique

⁴¹ Williamson, 1975, p. 27.

⁴² Schelling, 1956.

⁴³ Williamson, 1985, p. 61.

⁴⁴ Klein, Crawford & Alchian, 1978.

⁴⁵ Au sens de Marshall, *ibid.*

⁴⁶ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 308.

⁴⁷ Cf. par exemple Rainelli, 1993, p. 64 ; Tirole, 1995a, p. 230.

⁴⁸ Au sens de Baumol, Panzar et Willig, *ibid.*

⁴⁹ Williamson, *ibid.*, p. 61.

⁵⁰ Goldberg (1976) qualifie cette action opportuniste de « hold-up ».

indifférente entre poursuivre la relation, ou réallouer l'actif vers son meilleur usage alternatif. Reste à identifier d'où vient qu'une telle coordination marchande de la transaction spécifique engendre des inefficacités.

En fait, quand la partie qui doit investir dans l'actif spécifique anticipe l'absence de protection de son investissement contre la possibilité de marchandage opportuniste *ex post* de l'autre, et le risque qui en découle pour elle de ne pas pouvoir capter la moindre fraction de la quasi-rente attachée à l'actif spécifique, alors elle est conduite à sous-investir (voire à ne pas investir du tout) dans cet actif, par rapport au niveau qui est optimal du point de vue de la technologie de la transaction⁵¹. En fin de compte, il est préférable que l'autre partie investisse elle-même dans l'actif spécifique dont elle a besoin. En termes coasiens, cette transaction doit être internalisée⁵².

1.2.3.2.2 Imperfections d'information et opportunisme *ex post*

La seconde forme majeure d'imperfection concurrentielle, dont Williamson⁵³ avance qu'elle favorise le marchandage opportuniste des agents, concerne les imperfections d'information. En effet, il est courant que les variables fondamentales de l'échange marchand⁵⁴ ne soient pas parfaitement connues ou anticipées par les agents. Doués d'une rationalité limitée, ces derniers sont conduits à se formuler des représentations subjectives au sujet de ces variables, sur la base de l'information imparfaite dont ils disposent.

Dans une telle situation, des agents engagés dans une relation marchande risquent fort de recourir à un marchandage opportuniste. En cas d'asymétrie d'information entre eux, cet opportunisme peut consister à ce que chacun ne révèle, parmi les informations qu'il détient, que celles qui sont susceptibles de jouer en sa faveur dans le processus de marchandage, ou alors à révéler les autres, mais en les déformant dans un sens favorable. Les agents peuvent aussi se prêter à des comportements opportunistes dans le cas où ils possèdent la même information, mais qu'elle est incomplète. Chacun tendra alors à faire valoir, à l'occasion du marchandage, une représentation des variables fondamentales de l'échange qui le favorise.

⁵¹ C'est-à-dire l'optimum de premier rang.

⁵² Cf. Crémer (1995, p. 202) pour un exemple canonique d'application dans l'industrie pétrolière.

⁵³ Williamson, 1975, p. 31.

⁵⁴ Typiquement, le coût de production de l'offreur et le prix de réservation de l'acheteur.

Il convient cependant de relever que ces stratégies opportunistes de manipulation de l'information, qui ont cours à l'occasion d'un processus de marchandage, ne sont pas susceptibles d'engendrer des inefficacités dans la relation d'échange⁵⁵, tant que chaque partie dispose d'alternatives satisfaisantes en dehors de la relation considérée. En revanche, de telles inefficacités risquent de se produire, si une des deux parties a consenti un actif spécifique à la transaction en information imparfaite⁵⁶. En effet, cela incite l'autre partie à faire valoir des représentations opportunistes de l'information qu'elle possède, à l'occasion d'un marchandage *ex post*, puisqu'elle sait que son partenaire marchand ne pourra pas déjouer sa stratégie en menaçant de quitter la relation. Elle pourra ainsi extorquer de manière opportuniste la quasi-rente attachée à l'actif spécifique. Son partenaire, anticipant ce défaut de protection de la coordination marchande, ne se hasarderait pas à consentir d'investissement spécifique à la relation (ou consentirait un niveau insuffisant du point de vue social). Il est alors préférable d'internaliser cette transaction.

1.2.3.3 L'alternative firme / marché confirmée

L'imperfection de l'information, qui peut caractériser les relations marchandes, n'apparaît que comme un facteur aggravant des inefficacités de la coordination marchande d'une transaction spécifique. La spécificité des actifs ressort de l'analyse de Williamson comme la source primordiale des coûts de transactions⁵⁷. Il est évident par ailleurs que ces coûts augmentent à mesure que la fréquence à laquelle les agents recourent à la transaction s'accroît. En définitive, Williamson⁵⁸ synthétise sa théorie de l'organisation industrielle, formulée en termes de choix discret dans l'alternative firme / marché, dans la grille suivante⁵⁹ :

⁵⁵ Aux coûts de transaction *ex ante* près.

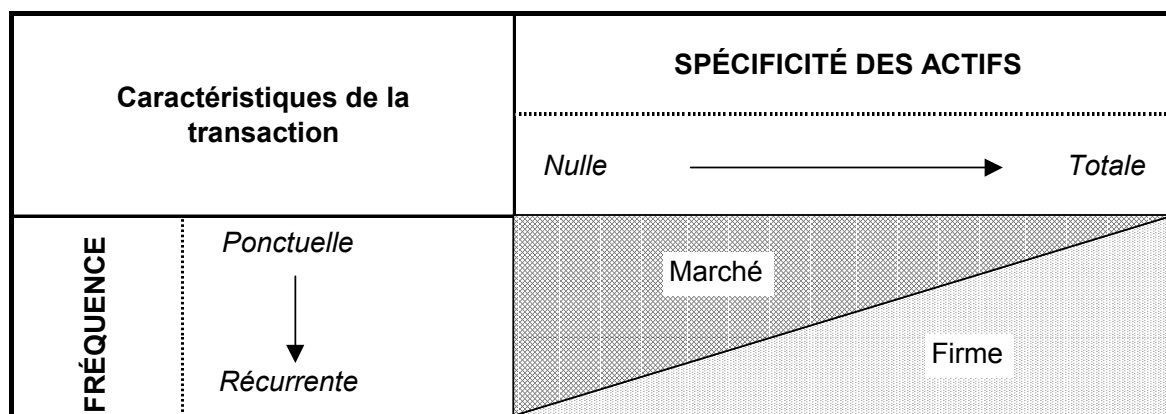
⁵⁶ Cf. Williamson, 1985, p. 59.

⁵⁷ Cf. Riordan & Williamson, 1985.

⁵⁸ Williamson, *ibid.*, p. 79.

⁵⁹ Elle est présentée ici dans une version simplifiée.

Graphique N°1 : CARTE TRANSACTIONNELLE DE L'ALTERNATIVE FIRME / MARCHÉ



La lecture dominante des travaux de Williamson est centrée sur sa systématisation de l'étude des coûts de transactions. En l'état, elle n'offre pas de réponse à la critique formulée à l'endroit de la théorie de Coase, selon laquelle assimiler la firme à un ensemble de contrats en tout point identiques aux contrats marchands, ne saurait tenir lieu de théorie positive de la firme. En fait, Williamson propose de dépasser l'alternative firme / marché.

1.2.3.4 L'alternative firme / marché dépassée

Il est possible d'interpréter plus avant Williamson⁶⁰ en étendant à la firme le concept de spécificité⁶¹, ce qui permet de dépasser l'approche excessivement normative de Coase.

1.2.3.4.1 L'irréversibilité de la décision d'internalisation

Pour Williamson, une transaction qui est coordonnée à l'intérieur de la firme n'est pas homogène à la même transaction passée sur le marché, au motif que lorsqu'elle est internalisée, elle devient partie intégrante de l'espace d'accumulation spécifique qu'est la firme. Pour ces mêmes raisons, la décision de la firme d'internaliser ou d'externaliser une transaction n'est pas parfaitement réversible. Aussi, la firme ne peut pas jouer de l'alternative internalisation / externalisation pour l'ensemble des transactions auxquelles elle recourt, mais uniquement pour une transaction supplémentaire donnée.

L'exemple du développement de l'industrie ferroviaire aux Etats-Unis à partir de

⁶⁰ Plus précisément, son ouvrage de 1985.

⁶¹ Cf. Bouvier-Patron, *ibid.*, p. 18.

1840⁶² illustre clairement cette analyse. Dans la configuration initiale de cette industrie, de nombreuses sociétés opéraient des petits tronçons de voie ferrée (80 km environ). Les wagons pouvaient alors facilement être transférés d'un parcours à un autre : non spécifiques à un tronçon donné, ils étaient détenus et gérés par des sociétés indépendantes de celles qui possédaient les voies. Mais le trafic se développant, et face à la difficulté de gérer – sous un mode marchand – l'interconnexion de petits tronçons détenus par des sociétés différentes, les opérateurs de voies ferrées se sont intégrés, jusqu'à former de grandes sociétés exploitant des réseaux de plusieurs milliers de kilomètres. Dès lors, la souplesse de réallocation des wagons d'un réseau à un autre a été considérablement réduite : ils sont devenus fortement spécifiques à celui sur lequel ils circulaient. Par conséquent, dans le but d'éviter les inefficacités de la coordination marchande de leur affrètement, les propriétaires des réseaux ferroviaires ont été conduits à se doter de leurs propres wagons.

Il est important de relever que pour Williamson, c'est bien l'intégration préalable des multiples petits tronçons qui a engendré la spécificité des wagons, en venant modifier la sphère de spécificité des firmes opératrices de réseaux ferroviaires. Une fois l'activité de wagonnage internalisée, il devient dénué de sens de se demander si le réseau préalablement intégré (internalisé) peut être démantelé (externalisé). Par cette analyse, Williamson se démarque de Coase.

1.2.3.4.2 L'accumulation de la spécificité dans la firme

Quand Williamson évoque l'espace d'accumulation spécifique qu'est la firme, il invoque l'idiosyncrasie⁶³ qui existe entre les actifs associés aux transactions coordonnées à l'intérieur de la firme. Autrement dit, la valeur de la firme, mesurée par celle des actifs qui supportent les transactions qu'elle internalise, est supérieure à la somme des valeurs de ces actifs quand les transactions considérées sont passées sur un marché. Pour comprendre cette arithmétique, il convient d'ajouter que, si le marché peut lui aussi être délimité à partir de l'ensemble des transactions qu'il coordonne, il n'est en revanche capable – à la différence de la firme – d'aucune forme d'accumulation spécifique.

Conférer une telle spécificité à la firme revient finalement à considérer que cette

⁶² Il est souvent mobilisé par Williamson ; cf. par exemple Williamson, *ibid.*, p. 274.

⁶³ Au sens de Hayek, 1945.

dernière est une organisation où est susceptible de se former une quasi-rente organisationnelle, définie par Brousseau⁶⁴ comme « [...] le différentiel de surplus d'utilité entre celui qu'on obtient avec un mode de coordination spécifique et celui que produit un mode de coordination " naturel " ». Ce mode naturel est classiquement le marché. Ainsi, c'est en introduisant dans l'analyse cette capacité de la firme à développer une spécificité, quand elle internalise des transactions successives⁶⁵, que Williamson l'émancipe d'un parallèle normatif à l'excès avec le marché, et lui confère une fonction économique propre. Il pose en cela les fondations d'une théorie positive de la firme.

1.2.4 L'organisation hiérarchique, second mécanisme coordinateur de base

Williamson prolonge, et enrichit, l'analyse de Coase, en endogénéisant la firme comme un mode de coordination de l'allocation des ressources alternatif au marché, et en reconnaissant à la firme une nature distincte de celle du marché. Il rompt aussi avec elle sur le plan des hypothèses comportementales. La rationalité limitée et l'opportunisme conduisent Williamson à contester l'efficacité de la protection des échanges marchands offerte par les contrats⁶⁶, qui ne résiste pas au marchandage opportuniste *ex post*. En fait, la portée de l'analyse formulée en termes d'inefficacités du marchandage n'est pas confinée dans ce cadre d'hypothèses.

1.2.4.1 La grande valeur heuristique des inefficacités du marchandage

Ce contre quoi les contrats protègent les partenaires d'une relation marchande sont les inefficacités du marchandage, non pas opportuniste comme l'envisage Williamson, mais en tant que mécanisme coordinateur de base, tel que défini précédemment⁶⁷. En effet, ces inefficacités peuvent se produire même si les agents sont parfaitement rationnels, et non opportunistes.

C'est d'abord le cas quand de tels agents marchandent pour convenir du prix auquel l'échange doit être réalisé, après qu'un investissement spécifique à la relation a été

⁶⁴ Brousseau, *ibid.*, p. 25.

⁶⁵ Conformément à la thèse de Chandler, 1977.

⁶⁶ Cf. *infra* 1.3.1.2.

consenti par un d'entre eux. Le mécanisme de hold-up de la quasi-rente, et celui de sous-investissement qui en découle, s'analysent dans des termes très proches de ceux exposés précédemment⁶⁸. La seule différence tient à ce que le marchandage n'a rien d'opportuniste. Il survient naturellement après l'investissement, pour convenir du prix d'échange, et non en raison de l'exploitation mal intentionnée, par la partie qui n'a pas investi, de quelque incomplétude contractuelle ou imperfection d'information.

C'est encore le cas si les agents engagés dans une transaction marchande sont en asymétrie d'information par rapport aux variables fondamentales de l'échange. Dans une configuration simple, un des deux agents a une connaissance parfaite de ces variables, alors que l'autre doit se contenter de représentations subjectives à leur sujet. Dès que la partie mal informée dispose du moindre pouvoir de marchandage, ce dernier peut conduire à la non-réalisation de l'échange, alors même qu'il est socialement désirable⁶⁹.

C'est aussi à l'occasion d'un marchandage en information imparfaite que se manifeste le phénomène de sélection adverse. Il se produit quand un des agents n'observe pas une caractéristique (typiquement la qualité) de l'autre, dont dépend le surplus pour le partage duquel ils marchandent. Dans le cas favorable où l'agent mal informé dispose d'une loi de probabilité objective au sujet de cette caractéristique, et où il dispose du moindre pouvoir de marchandage, il peut être rationnellement conduit à négocier en supposant que son partenaire marchand a comme caractéristique l'espérance mathématique de la variable inobservée. Le prix issu du marchandage risque alors de ne pas être suffisant pour engager dans l'échange son partenaire, si ce dernier est caractérisé par une « qualité » élevée, qui lui a été coûteuse à acquérir. Dans de telles circonstances, seuls les tierces parties de qualité faible sont susceptibles d'accepter le prix proposé : l'agent mal informé, du fait de sa stratégie de marchandage, a engendré une sélection adverse parmi les différents types de partenaires auxquels il pouvait faire face. Le prix qu'il propose, décidé en tenant compte de la probabilité de nouer la transaction avec un tiers de qualité élevée, ruine en fait cette éventualité. Il est alors biaisé vers le haut relativement à la qualité de ceux qu'il sélectionne. Dans la configuration la plus défavorable, il se peut que l'agent mal informé paye la qualité faible qu'il a anti-sélectionnée à un prix supérieur à celui auquel il

⁶⁷ Cf. 1.1.4.

⁶⁸ Cf. par exemple Tirole, 1993, p. 51.

⁶⁹ Cf. par exemple Tirole, *ibid.*, p. 46.

la valorise. Le marché considéré est alors tout simplement amené à disparaître⁷⁰.

La grande valeur heuristique de l'étude des inefficacités de la coordination marchande de l'allocation des ressources apparaît ici. Elle nous renseigne sur les circonstances dans lesquelles la firme est susceptible de se substituer au marché. Mais il est aussi apparu que le marché était parfaitement spécifié pour résoudre les inefficacités de la coordination hiérarchique de l'allocation des ressources. Si le marché et la firme sont ainsi opposés sur le plan de leurs inefficacités respectives, chacun étant réputé résoudre celles de l'autre, c'est qu'ils sont opposés en tant que mécanismes coordinateurs de base.

1.2.4.2 Un mécanisme polaire diamétralement opposé au marché

Coase révèle qu'un principe hiérarchique se substitue au mécanisme des prix pour coordonner l'allocation des ressources à l'intérieur de la firme. Williamson ajoute que la firme est, à la différence du marché, capable de développer une spécificité qui lui est propre. Ces deux éléments de définition de la firme transparaissent dans la grille d'analyse des formes d'organisation industrielle proposée par Imai et Itami⁷¹, ce qui permet d'en mesurer la portée étendue. La firme, considérée comme organisation hiérarchique, est positionnée à l'intersection des deux contingences opposées à celles qui définissent le marché :

- O_1 : les agents interagissent à la poursuite d'un objectif commun,
- O_2 : les agents sont engagés de manière fortement irréversible dans cette interaction.

Or c'est bien le principe hiérarchique révélé par Coase qui oriente les actions des agents vers la poursuite de l'objectif commun. De même, il est légitime de localiser dans la spécificité des ressources de la firme, diagnostiquée par Williamson, l'irréversibilité des engagements qui y sont pris. En outre, il est possible de mettre à jour, dans cette grille, l'existence d'un cercle vertueux propre à la firme : la poursuite d'un objectif commun favorise la genèse d'une quasi-rente organisationnelle, matérialisée par la constitution d'actifs spécifiques ; ces derniers assurent en retour, en raison de leur caractère irréversible, la crédibilité de l'engagement à poursuivre un objectif commun, et au final la stabilité de l'organisation hiérarchique.

En revanche, à l'opposé de ce qui se produit sur un marché, un agent peut être

⁷⁰ C'est le cas de celui des voitures d'occasions, étudié par Akerlof (1970) dans son article pionnier.

⁷¹ Imai & Itami, *ibid.* ; elle a déjà été mobilisée pour définir le marché ; cf. 1.1.4.

amené, dans une firme, à agir contre son intérêt individuel (principe O_1 sans M_1). Le cas échéant, il ne peut pas mettre un terme à la relation qu'il noue à l'intérieur de la firme (principe O_2 sans M_2). Ceci révèle la faible structure d'incitations qui caractérise les comportements à l'intérieur de la firme, et par voie de conséquence, l'absence de protection qui y est offerte contre des décisions hiérarchiques d'allocation de ressources inefficaces.

1.3 LE CONTRAT

Polarisée depuis Coase sur le tandem firme / marché, l'analyse comparée de l'efficacité relative des différents modes de coordination des décisions d'allocation de ressources a été ensuite étendue aux contrats entre firmes. Il en ressort que le contrat est une forme d'organisation industrielle proche du marché, mais qui s'en distingue en ce qu'il organise à l'avance la coordination d'échanges à venir. Il permet ainsi aux parties d'éviter de recourir à un marchandage inefficace le moment de l'échange venu. Grâce à cette économie de coûts de transactions qu'elle rend possible, la coordination contractuelle peut s'avérer meilleure que celle par le marché, tout en répliquant sa forte structure d'incitations. Elle peut aussi être préférable à la firme, dans la mesure où, en restant basée sur la coordination par les prix fortement incitative, elle évite les coûts de la décision hiérarchique. Il convient donc d'étudier en détail l'ensemble de ces mécanismes contractuels grâce auquel les inefficacités du marchandage peuvent être réduites.

1.3.1 La protection contractuelle de l'échange contre les aléas du futur

Le contrat émerge tout d'abord en réponse à l'incapacité du marché à gérer la dimension temporelle d'une relation marchande. En effet, des agents qui sont engagés dans une relation de pur marché sont réputés se séparer, après le marchandage et l'échange de la marchandise, sans aucune obligation l'un envers l'autre. Or bien souvent, l'objet de l'interaction marchande n'est pas l'échange immédiat d'une marchandise constituée, mais une promesse d'échange dans le futur⁷². La difficulté majeure tient alors aux risques, voire

⁷² Cf. Commons, 1934.

à l'incertitude qui caractérise ce futur⁷³. Un simple contrat de pur marché ne saurait y résister, car chaque survenance ultérieure d'un événement qui modifie les paramètres de l'échange appellera inévitablement une renégociation. Or, non seulement ces renégociations induisent des coûts directs, en termes de consommation de ressources. Mais surtout, aucune des parties prenantes à la transaction ne peut se satisfaire de voir les termes de l'échange, et sa réalisation même, dépendre ainsi de contingences futures.

Finalement, avec le seul marché comme mode de coordination marchande, aucune transaction étalée dans le temps ne pourrait être conclue. La première fonction du contrat est donc de protéger l'échange contre les aléas du futur, et les renégociations qu'ils entraînent, en spécifiant *ex ante* la conduite à tenir si tel ou tel événement venait à se produire, altérant les variables de l'échange.

1.3.1.1 Le concept de contrat complet

Le concept de contrat complet fait référence, en matière de protection des échanges devant avoir lieu dans le futur. Un tel contrat recense en effet de manière exhaustive les contingences susceptibles de se produire dans le futur de la transaction. Pour chacune d'entre elles, il spécifie les décisions qui doivent être prises. Quand il est coordonné par le truchement d'un contrat complet, l'échange est donc hermétiquement protégé contre les renégociations auxquelles donnent prise les aléas du futur : les coûts de transaction liés à l'incertitude sont alors éradiqués. Mais la rédaction d'un contrat complet nécessite que les parties soient douées d'une rationalité parfaite : rien de ce qui est susceptible de se produire à l'avenir dans le cadre de leur relation ne doit leur échapper, et une solution optimale doit être trouvée pour chaque contingence.

Suivant Williamson⁷⁴, les agents économiques ne peuvent plus vraisemblablement pas rédiger de contrats complets, du fait de leur rationalité limitée. Il leur est effectivement impossible d'envisager l'ensemble des contingences susceptibles de se manifester pendant leur relation, et d'en modifier le cours. Et spécifier la meilleure décision à prendre pour chaque contingence future prévue est un problème trop complexe pour qu'ils sachent le résoudre. Cependant, de telles limites à la complétude contractuelle se manifestent aussi

⁷³ Cf. Brousseau (ibid., p. 21) pour un bref exposé de la distinction, due à Knight (1921), entre risque paramétrique et incertitude structurelle.

⁷⁴ Williamson, 1975, p. 22.

avec des agents parfaitement rationnels. C'est alors pour une question de coût de l'opération, et non d'impossibilité cognitive intrinsèque, que de tels agents peuvent être conduits à ne pas réaliser l'inventaire complet des contingences futures, et des solutions optimales qui leur sont associées⁷⁵.

1.3.1.2 L'irréductible incomplétude contractuelle

Les contrats marchands sont invariablement incomplets. Le problème vient alors de la protection imparfaite qu'ils offrent contre le marchandage *ex post*, que ne saurait manquer d'engager la survenance d'une contingence imprévue au contrat. Cependant, si ces occasions sont en nombre limité, le marchandage *ex post* peut ne pas s'avérer trop inefficace. Il se peut, par exemple, qu'il soit moins coûteux que la prévision de la contingence et la spécification de la solution dans le contrat.

1.3.1.2.1 Le marchandage opportuniste *ex post*

Le problème est tout autre si, comme le suppose Williamson⁷⁶, les agents se comportent de manière opportuniste. Dans ce cas, si l'une des parties est en position favorable pour extorquer à l'autre une fraction du surplus de l'échange⁷⁷, elle peut invoquer la survenance d'un événement non prévu au contrat et prétexter qu'il modifie son intérêt à poursuivre la relation, pour le dénoncer et engager un marchandage opportuniste *ex post*. On retrouve ici le point pivot de l'analyse de Williamson, selon lequel les contrats marchands, noués entre des agents doués d'une rationalité limitée, enclins à l'opportunisme, et isolés de la concurrence dans leur relation, génèrent des inefficacités importantes.

1.3.1.2.2 Des mécanismes contractuels pour prévenir le marchandage opportuniste

Williamson prescrit qu'une telle transaction doit être internalisée dans la firme. Mais les contrats offrent leur propre palette de mécanismes pour prévenir le marchandage

⁷⁵ Cf. Hart & Moore, 1988.

⁷⁶ Williamson, *ibid.*, p. 26.

⁷⁷ Par exemple, si la deuxième y a consenti un investissement spécifique.

opportuniste *ex post*, et soulager ainsi les inefficacités qu'il leur fait subir.

1.3.1.2.2.1 Les pénalités en cas de rupture de la relation

Une première possibilité à la disposition des parties, pour éviter les tentations du marchandage opportuniste *ex post*, est de stipuler au contrat des pénalités en cas de rupture. Ces pénalités agissent sur le mode dissuasif car elles ôtent toute crédibilité à une menace opportuniste de rupture de la relation⁷⁸.

L'efficacité de ce mécanisme repose sur le recours au système judiciaire en cas de rupture effective de la relation, réputé rendre exécutoire la pénalité convenue contractuellement. Masten et Snyder⁷⁹ soutiennent cependant que les tribunaux rechignent à imposer de telles pénalités quand elles sont trop importantes. Ils relèvent par ailleurs que si ces pénalités contractuelles peuvent être renégociées *ex post*, alors elles perdent leur crédibilité, et par voie de conséquence leur pouvoir dissuasif.

Enfin, ce système de pénalités est susceptible d'engendrer des inefficacités, si le marchandage *ex post* est sollicité de façon sincère par une partie, parce qu'une contingence imprévue au contrat, qui altère authentiquement son intérêt à poursuivre la relation, se produit. L'autre partie peut alors utiliser stratégiquement la clause relative aux pénalités, et refuser de renégocier les termes de l'échange, sachant que la pénalité enferme son partenaire dans la relation⁸⁰. Si les pénalités sont d'un montant excessif, une partie peut même contraindre l'autre à poursuivre la relation, alors que l'échange n'est plus socialement souhaitable⁸¹.

1.3.1.2.2.2 L'échange d'otages

Une deuxième solution au problème du marchandage opportuniste *ex post*, qui est à la disposition de parties engagées contractuellement dans une relation marchande, est l'échange d'otages⁸². Il consiste à ce que chaque partie lègue, *ex ante*, un otage à l'autre⁸³, afin de lui signifier la crédibilité de son engagement dans la relation. Toute menace de

⁷⁸ A condition qu'elles soient d'un montant supérieur à celui de la quasi-rente potentiellement extorquée.

⁷⁹ Masten & Snyder, 1989.

⁸⁰ Les pénalités agissent alors à la manière d'un actif spécifique : elles isolent *ex post* les partenaires du contrat, d'une concurrence qui peut exister *ex ante*.

⁸¹ Cf. Tirole, *ibid.*, p. 55.

⁸² Elle est exposée par Williamson, 1983.

⁸³ Typiquement, sous la forme d'un actif spécifique.

rupture opportuniste de la relation par une partie est alors dépourvue de crédibilité, dans la mesure où elle perdrait son otage⁸⁴.

Ce mécanisme présente toutefois plusieurs avantages par rapport à celui de pénalités en cas de rupture de la relation. Le premier est celui de la réciprocité⁸⁵ : chaque partie subit des dommages si la relation vient à se terminer. La possibilité d'utilisation stratégique du mécanisme, telle celle offerte par les pénalités, est ainsi dissipée. Le deuxième avantage est qu'il dispense les parties d'un recours en justice, pas toujours efficace⁸⁶, en cas de rupture effective de la relation. En effet, la perte de l'otage est une sanction consubstantielle à cette rupture⁸⁷. Pour cette raison, elle n'est pas renégociable *ex post*, à la différence des pénalités. Ceci confère au mécanisme d'échange d'otages une valeur d'engagement, et donc de dissuasion contre l'opportunisme *ex post*, beaucoup plus forte⁸⁸.

1.3.1.2.2.3 L'arbitrage des litiges par une tierce partie

Une troisième possibilité offerte à des agents engagés contractuellement dans un échange marchand, pour se protéger contre le marchandage opportuniste *ex post*, est qu'ils s'entendent dans le contrat pour confier l'arbitrage d'éventuels litiges à une tierce partie compétente et indépendante⁸⁹. Selon Williamson⁹⁰, un tel arbitre est *a priori* plus à même qu'une institution judiciaire, pour évaluer l'authenticité des arguments avancés pour dénoncer le contrat, et celle de la volonté de la partie de renégocier. L'arbitrage est donc censé supprimer le marchandage opportuniste *ex post*, en constituant un filtre capable de différencier les renégociations sincères de celles de nature opportuniste.

Le débat se déplace alors sur l'efficacité de ce processus de filtrage. En général, l'arbitre est, en dépit de ses compétences, en situation d'asymétrie d'information défavorable par rapport aux parties⁹¹. Elles lui révéleront donc leur information de manière opportuniste, en sélectionnant ou en déformant les informations divulguées. C'est alors le coût de la vérification de ces informations par l'arbitre qui peut s'avérer prohibitif, et

⁸⁴ C'est-à-dire la fraction spécifique de l'actif qu'elle a légué.

⁸⁵ Cf. Williamson, *ibid.*, p. 528.

⁸⁶ Cf. Williamson, *ibid.*, p. 519.

⁸⁷ Cf. Chung, 1995, p. 440.

⁸⁸ Cf. Chung, *ibid.*, p. 437.

⁸⁹ On recourt classiquement à un expert, un syndicat professionnel, une cour internationale de justice, etc.

⁹⁰ Williamson, *ibid.*, p. 527.

grever l'efficacité du filtrage⁹².

1.3.1.2.2.4 Confier l'autorité sur les décisions d'échange à la partie appropriée

L'autorité est un quatrième mécanisme contractuel qui peut permettre à des parties engagées contractuellement dans un échange marchand, de se prémunir contre le marchandage opportuniste *ex post*. Une partie s'engage alors, dans les termes du contrat, à abandonner tout pouvoir discrétionnaire au profit de l'autre, à chaque fois que se manifeste une contingence imprévue, qui appelle une décision nouvelle relative à l'échange⁹³. Il s'agit donc de supprimer purement et simplement le marchandage *ex post*. La partie qui sacrifie ainsi son influence sur le déroulement de l'échange ne le fait qu'en contrepartie du bénéfice d'un paiement non conditionnel, consenti *ex ante* par l'autre, dont le montant négocié reflète leurs pouvoirs de marchandage relatifs.

En tout état de cause, la partie qui a autorité, et qui s'accapare *ex post* la totalité du surplus de l'échange, doit être choisie de façon à ce que les décisions qu'elle prend, à la poursuite de son intérêt propre, coïncident avec les meilleures décisions à prendre du point de vue de la technologie de l'échange. Ainsi, dans le cas classique où le marchandage opportuniste risque de se produire parce qu'une partie a consenti un investissement spécifique à la relation, c'est à elle qu'il convient de confier l'autorité⁹⁴. Dans un autre cas d'école, une partie dispose d'une information parfaite, alors que l'autre ne connaît pas toutes les variables fondamentales de l'échange. Les meilleures décisions d'adaptation à une contingence imprévue seront clairement prises par la première. C'est donc elle qui doit être investie de l'autorité⁹⁵.

Une première limite de ce mécanisme de délégation d'autorité tient à ce que la plupart des situations réelles ne sont pas aussi simples que ces cas standards. Il se peut que chacune des parties investisse dans un actif spécifique à la relation, ou que celle qui investit ne soit pas en situation d'information parfaite, ou encore qu'aucune ne le soit, etc. La délégation d'autorité ne constitue alors pas une solution efficace, dans la mesure où les décisions d'adaptation aux contingences imprévues, prises par la partie qui a autorité,

⁹¹ Cf. par exemple Tirole, *ibid.*, p. 63.

⁹² Cf. Basile & Casavola, *ibid.*, p. 258.

⁹³ Cf. Grossman & Hart, 1986.

⁹⁴ Conformément aux prescriptions de la théorie des droits de propriété ; cf. Grossman & Hart, *ibid.*

⁹⁵ Cf. par exemple Tirole, *ibid.*, p. 49.

seront vraisemblablement inefficaces du point de vue de l'échange⁹⁶. Une autre limite concerne le mécanisme de répartition non conditionnelle *ex ante* des gains de l'échange. Si le surplus de l'échange est risqué, alors l'assurance que cette répartition procure à la partie qui délègue son autorité ne saurait satisfaire les parties, dans le cas général⁹⁷.

1.3.1.2.3 Un phénomène à part : la réputation

La réputation⁹⁸, qui n'est pas un mécanisme contractuel, peut aussi prévenir le marchandage opportuniste *ex post* dans une relation marchande gérée par un contrat. En effet, une partie qui se comporte de manière opportuniste un jour risque de ne pas retrouver de partenaires marchands à l'avenir. Elle peut être alors rationnellement conduite à assumer son engagement aujourd'hui, plutôt qu'à se comporter de manière opportuniste. On dit alors que la firme investit en réputation, puisqu'elle attend un bénéfice futur en contrepartie du coût qu'elle consent aujourd'hui en respectant son engagement. Pour que cet effet de réputation émerge, il faut que les agents soient engagés dans un jeu séquentiel d'accords dont ils ne savent pas si (ou quand) il se terminera, et qu'ils aient une mémoire de la séquence d'accords noués par le passé. Par ailleurs, ce phénomène de réputation est d'autant plus prégnant que les partenaires potentiels sont bien identifiés (par exemple si le nombre de firmes est restreint), et qu'ils ont une préférence pour le présent modérée.

1.3.2 La coordination contractuelle de l'échange en information imparfaite

Le contrat peut émerger en réponse à l'incapacité du marché à gérer des transactions marchandes en information imparfaite. Le principe fondamental de la coordination contractuelle reste le même. Il s'agit de spécifier à l'avance, dans les termes du contrat, la façon dont le surplus de l'échange sera partagé le moment venu. Les agents évitent donc de recourir au marchandage pour déterminer le prix qui règle ce partage, dont on sait qu'il engendre des inefficacités quand l'information est imparfaite. En outre, les règles contractuelles du partage ont aussi pour objectif d'induire chez les agents des

⁹⁶ Cf. Tirole, *ibid.*, p. 50, p. 56.

⁹⁷ La seule configuration épargnée par ce verdict d'inefficacité est celle dans laquelle la partie qui délègue son autorité est averse au risque, tandis que celle qui en bénéficie y est neutre ; cf. *infra* 1.3.2.3.1.

comportements qui n'entrent pas trop en conflit avec l'efficacité statique de la relation d'échange, à travers les incitations individuelles qu'elles leur procurent.

Afin que les contrats remplissent de manière satisfaisante ce rôle par rapport à l'information imparfaite, les agents ne doivent pas être susceptibles de dénoncer le partage défini par les règles contractuelles, et ils doivent réagir de manière parfaitement prévisible aux incitations contenues dans ces règles. Cette fonction contractuelle, de coordination de l'échange en information imparfaite, est donc étudiée dans le cadre de transactions prenant place entre des agents parfaitement rationnels⁹⁹.

Le contrat peut ainsi permettre d'atténuer les inefficacités liées au marchandage en information asymétrique. Différentes solutions contractuelles sont mobilisables, selon la nature des problèmes qu'il s'agit de résoudre.

1.3.2.1 La délégation d'autorité à la partie informée

Il est apparu que, lorsqu'une des parties dispose d'une information parfaite par rapport aux variables fondamentales de l'échange, et que l'autre ne possède qu'une information imparfaite, la délégation d'autorité à la première supprime ces inefficacités. En effet, la partie investie de l'autorité, qui s'accapare *ex post* tout le surplus de l'échange, prend alors à chaque fois les meilleures décisions possibles du point de vue de l'échange. Cette solution présente toutefois des limites, relatives aux situations archétypales dans lesquelles elle est mobilisable, et à son inadaptation aux échanges qui comportent des risques.

1.3.2.2 Le contrat, mécanisme révélateur d'informations

Quand l'asymétrie d'information procède de l'inobservabilité par une partie d'une caractéristique de l'autre¹⁰⁰, dont dépend le surplus de l'échange, le contrat peut agir comme un mécanisme révélateur d'information. Il est apparu que, dans une telle situation, un phénomène pervers de sélection adverse peut se manifester si la coordination de l'échange est confiée au marché¹⁰¹. Voyons comment la rédaction d'un contrat peut

⁹⁸ Cf. par exemple Holmstrom et Tirole, 1989, p. 76.

⁹⁹ Cf. Brousseau, *ibid.*, p. 41.

¹⁰⁰ Cette caractéristique cachée constitue son « type ».

¹⁰¹ Cf. *supra* 1.2.4.1.

atténuer ces inefficacités.

1.3.2.2.1 Le modèle standard

Le cadre standard utilisé pour étudier la fonction de révélation d'information par le contrat est celui du modèle principal – agent¹⁰². Ses hypothèses stipulent que la partie qui est en situation d'asymétrie d'information défavorable dispose de tout le pouvoir de marchandage (le principal), alors que la partie qui détient une information privée n'a aucun pouvoir de marchandage (l'agent). Comme le principal dispose de tout le pouvoir de marchandage, c'est lui qui propose un contrat à l'agent. Ce dernier n'a pas d'autre alternative que d'accepter le contrat proposé, ou de renoncer définitivement à l'échange. En vertu du principe de révélation¹⁰³, le principal peut se contenter de proposer à l'agent, au moyen du contrat, des allocations (quantité échangée, prix d'échange) contingentes à l'annonce qu'il lui fait au sujet de son information privée, afin qu'il la lui révèle. L'agent, qui a connaissance du contrat *ex ante*, décide de son annonce par auto-sélection, c'est-à-dire qu'il la choisit de façon à recevoir l'allocation contractuelle qui lui procure la plus grande satisfaction.

Le principal doit tout d'abord s'assurer que le contrat qu'il construit est révélateur, c'est-à-dire qu'il induit, grâce au système d'incitations qu'il contient¹⁰⁴, une révélation sincère de son information par l'agent. Le contrat doit pour cela respecter deux types de contraintes, dites d'incitation et de rationalité individuelle, et ce pour chaque type d'agent. On montre que le principal peut construire un contrat révélateur simple, sous certaines hypothèses relatives aux fonctions d'utilité des agents¹⁰⁵. Le principal ajuste alors les termes du contrat de façon à maximiser son utilité, tout en respectant les contraintes qui assurent son caractère révélateur.

Cette analyse suffit à démontrer la vertu d'une telle coordination contractuelle. La rédaction d'un contrat révélateur s'avère plus efficace que le marchandage, pour coordonner une transaction en information asymétrique, dans la mesure où elle supprime le phénomène de sélection adverse : l'échange est effectif quelle que soit la caractéristique

¹⁰² Il ne s'agit pas à proprement parler d'une relation d'agence, qui évoque une action cachée (cf. *infra* 1.3.2.3.2) ; nous empruntons la terminologie à Salanié (1994, p. 9), qui mobilise le cadre principal – agent pour étudier une relation à information cachée.

¹⁰³ Cf. par exemple Laffont, 1989, p. 154.

¹⁰⁴ Il s'agit du prix unitaire de chaque allocation.

cachée du partenaire marchand.

Par-delà cette conclusion centrale, l'équilibre atteint avec un contrat révélateur d'information possède d'autres caractéristiques. Tout d'abord, le principal ne parvient pas à s'accaparer tout le surplus de l'échange *ex post*, en dépit du fait qu'il dispose de tout le pouvoir de marchandage. Ceci vient de ce que les agents de type « élevé » s'approprient une rente informationnelle¹⁰⁶, nécessairement concédée par le principal afin que le contrat soit révélateur. En effet, sans elle, ces agents pourraient se faire passer pour des partenaires de type moins élevé, et obtenir ainsi une allocation contractuelle meilleure que celle qu'ils reçoivent en étant sincères. Ensuite, cette coordination contractuelle n'épuise pas tous les gains de l'échange¹⁰⁷, parce que le principal exerce un pouvoir de monopole sur les agents de type faible.

Assez simple en théorie, la mise en œuvre d'un tel contrat révélateur d'information suppose néanmoins que le principal détienne une information assez précise, au sujet de la population d'agents dont fait partie son partenaire marchand. En effet, s'il n'observe pas la caractéristique cachée de son partenaire, il doit néanmoins connaître la loi de probabilité objective qui la caractérise pour cette population¹⁰⁸. Il est clair que de telles exigences informationnelles, rarement satisfaites en réalité, limitent le champ d'application du contrat conçu comme mécanisme révélateur d'information.

On note enfin qu'en vertu du principe de taxation, le contrat optimal, qui définit des allocations contingentes à l'annonce que fait l'agent au sujet de son type, est équivalent à un contrat tarifaire non linéaire, qui stipule pour chaque quantité échangée un prix unitaire différent¹⁰⁹. Ce dernier type de contrats permet d'envisager des mécanismes de révélation d'information plus réalistes, que ceux qui nécessitent de demander à l'agent d'annoncer son information avant de procéder à l'échange.

1.3.2.2.2 Ses extensions pour l'étude des relations industrielles

Adapté à l'étude des relations d'assurance, de la régulation des entreprises

¹⁰⁵ Cf. par exemple Laffont, *ibid.*, p. 155.

¹⁰⁶ Cf. par exemple Salanié, *ibid.*, p. 18.

¹⁰⁷ L'équilibre atteint n'est pas l'optimum de premier rang.

¹⁰⁸ Cf. Salanié, *ibid.*, p. 23.

¹⁰⁹ Cf. par exemple Salanié, *ibid.*, p. 12.

publiques¹¹⁰, le cadre standard principal – agent n’est pas d’une très grande portée pour l’étude des relations industrielles.

Premièrement, les pouvoirs de marchandage sont généralement beaucoup plus équilibrés que ce qu’il suppose. Cependant, il semble d’un point de vue théorique¹¹¹ que les parties en présence puissent généralement s’entendre pour coordonner leur interaction par le truchement d’un contrat révélateur, quels que soient leurs pouvoirs de marchandage relatifs. En effet, ce sont les incitations marginales contenues dans les termes du contrat qui assurent sa fonction révélatrice, et plus précisément la croissance de la rente informationnelle en fonction du type de l’agent. Autrement dit, il semble possible d’obtenir avec un contrat révélateur, par le jeu de transferts forfaitaires, n’importe quelle répartition *ex post* du surplus de l’échange, entre la partie informée et celle qui ne l’est pas¹¹². Ceci suggère que les parties peuvent trouver un intérêt à s’engager dans l’échange sur la base d’un contrat révélateur, qui permet de supprimer les inefficacités du marchandage, et à négocier *ex ante* le partage des gains de l’échange qu’un tel contrat permet d’engendrer¹¹³.

Deuxièmement, il est courant que l’asymétrie d’information soit bilatérale, c’est-à-dire que chaque partie ignore une caractéristique de l’autre (son type) qui a un impact sur le surplus de l’échange. Dans ce cas, l’inefficacité dans l’échange peut encore théoriquement être mitigée par un contrat révélateur, appelé paiement de l’externalité espérée¹¹⁴. Schématiquement, il consiste à faire coïncider l’intérêt privé de chaque partie avec l’intérêt général dans la relation d’échange, au moyen de paiements entre elles non conditionnels à la réalisation de l’échange. Le paiement reçu par une partie doit ainsi être égal au bénéfice qu’elle procure à l’autre en révélant sincèrement son type. Un tel contrat peut cependant violer la condition de surplus *ex post* non négatif pour l’une ou l’autre des parties¹¹⁵. En outre, il est très complexe à mettre en œuvre.

¹¹⁰ Cf. Salanié, *ibid.*, p. 39.

¹¹¹ Il s’agit là d’une piste de recherche ; une modélisation est requise pour obtenir des résultats robustes, mais elle dépasse le cadre de ce travail.

¹¹² La seule limite est qu’il n’est pas possible d’extorquer leur rente informationnelle aux agents de type élevé.

¹¹³ Cette solution théorique requiert néanmoins que les parties soient neutres au risque qui est inhérent au marchandage *ex ante* ; par ailleurs, la solution qui consiste à confier l’autorité sur l’échange à la partie qui est informée peut sembler plus simple à mettre en œuvre.

¹¹⁴ Cf. d’Aspremont & Gérard-Varet, 1979.

¹¹⁵ Cf. Tirole, *ibid.*, p. 50-51.

1.3.2.3 La gestion contractuelle du dilemme entre assurance et incitation

La deuxième grande classe d'inefficacités de l'échange en information imparfaite, que le contrat peut permettre d'atténuer, concerne le phénomène d'aléa moral. Il est susceptible de se manifester quand l'échange est soumis à des risques.

1.3.2.3.1 L'efficacité du marchandage en environnement risqué

Lorsque les partenaires d'un échange marchandent dans le but de convenir d'un prix, pour le partage d'un surplus dont la caractéristique centrale est d'être risqué, leurs stratégies dépendent de leur degré d'aversion pour le risque¹¹⁶. Dans le cas très général où les deux agents sont averses au risque, il serait socialement optimal que chaque agent supporte une fraction du risque qui soit proportionnée à l'aversion qu'il a pour lui¹¹⁷. Une configuration particulière de ce problème conduit à un résultat central de la théorie de l'assurance : quand un des deux agents est neutre au risque, mais que l'autre y est averse, le partage socialement optimal consiste à ce que le premier supporte l'intégralité des risques, et à ce que le second soit complètement assuré¹¹⁸. Dans tous les cas il est démontré que, sous des hypothèses assez larges, le marchandage entre les deux agents conduit à l'optimum de premier rang, quels que soient leurs pouvoirs de marchandages relatifs¹¹⁹. Ainsi, le marché conserve ses vertus d'étalon d'efficacité statique, quand il s'agit de coordonner une transaction en environnement risqué¹²⁰.

1.3.2.3.2 Le phénomène d'aléa moral

Le problème est rendu plus compliqué par le phénomène d'aléa moral, qui se manifeste quand le surplus aléatoire de l'échange dépend de manière stochastique de l'action d'un des deux agents¹²¹, et que cette action n'est pas observable par son tiers. C'est

¹¹⁶ Cf. von Neumann & Morgenstern, 1944.

¹¹⁷ Résultat de la théorie des syndicats, énoncé par Wilson (1968) ; cf. Kreps (1990, p. 169) pour un exposé synthétique.

¹¹⁸ Cf. Arrow, 1970.

¹¹⁹ Cf. Laffont (ibid., p. 75) pour une présentation simplifiée de ce résultat.

¹²⁰ On notera cependant qu'ainsi obtenu, le partage du surplus risqué de l'échange se décline en fait sur un mode contractuel – dans une version certes minimale – et non purement marchand. En effet, la décision que les agents prennent *ex post* (A reçoit telle part du surplus, B telle autre) est nécessairement consignée *ex ante* dans des termes contingents à la réalisation du surplus, du simple fait de son caractère non certain.

¹²¹ Typiquement, son effort.

alors encore le modèle principal – agent qui fournit des conclusions robustes. Elles stipulent que la partie qui choisit l'action (l'agent) est aversive au risque et ne dispose d'aucun pouvoir de marchandage, alors que celle qui est en asymétrie d'information défavorable (le principal) est neutre au risque et bénéficie de tout le pouvoir de marchandage. C'est donc une nouvelle fois le principal qui prend l'initiative de proposer un contrat à l'agent, qu'il accepte en l'état ou refuse définitivement.

1.3.2.3.2.1 Le modèle standard

Dans cette configuration, le partage des risques entre les deux parties, qui consiste à ce que le principal en supporte l'intégralité et assure l'agent, n'est pas socialement optimal. En effet, l'agent fournit alors le moindre effort, puisque cet effort lui coûte mais ne lui rapporte rien, en raison de l'assurance qu'il reçoit. Or, le surplus de l'échange serait plus important si l'agent consentait à faire un effort. Mais le principal ne peut pas l'obliger à prendre la meilleure décision en termes d'effort, puisqu'il n'observe pas cet effort. L'agent risquerait d'adopter un comportement d'aléa moral, c'est-à-dire de fournir un effort inférieur à celui requis, et de prétexter ensuite que les mauvaises performances éventuelles sont à mettre au compte d'aléas indépendants de sa volonté. Le principal doit donc renoncer à assurer complètement l'agent, et au contraire l'intéresser au résultat observable que son effort produit, c'est-à-dire lui procurer une incitation¹²². Pour cette raison, quoiqu'il bénéficie de tout le pouvoir de marchandage, le principal ne parvient pas à s'accaparer tout le surplus de l'échange *ex post*.

Le problème central du principal, du point de vue du contrat qu'il propose à l'agent, procède donc d'un dilemme entre assurance et incitation de l'agent. Déterminer le prix optimal, réglé entre l'une et l'autre, est une tâche complexe¹²³. En général, le contrat optimal proposé par le principal conduit à un équilibre sous-optimal du point de vue social¹²⁴. A cause de l'inobservabilité de l'action de l'agent, il offre en effet classiquement trop d'incitation et pas assez d'assurance. L'optimum de premier rang serait obtenu si le principal pouvait observer l'effort de l'agent. Il l'assurerais alors complètement, tout en lui imposant l'effort optimal du point de vue de l'échange. Mais à mesure que la technologie

¹²² Cf. par exemple Salanié, *ibid.*, p. 65 et ss.

¹²³ Cf. Laffont, *ibid.*, p. 189 ; Grossman et Hart (1983) trouvent des résultats importants, mais au prix d'hypothèses très fortes.

¹²⁴ Comme le note Tirole, *ibid.*, p. 76.

de l'agent devient moins informative¹²⁵, le principal infère de moins en moins facilement cet effort à partir de l'observation de son résultat. Il doit donc consentir à l'agent une incitation plus élevée afin qu'il produise l'effort requis¹²⁶.

1.3.2.3.2.2 Ses extensions pour l'étude des relations industrielles

Adapté à l'étude des relations d'assurance et d'emploi¹²⁷, le cadre standard de la relation d'agence n'est cependant pas d'une grande portée pour l'étude des relations industrielles. Il n'y a en effet aucune raison pour que ces dernières mettent systématiquement en jeu une firme neutre au risque et une autre averse au risque, et que tout le pouvoir de marchandage soit concentré entre les mains de la première.

Une extension classique du modèle standard consiste à supposer que l'agent est neutre au risque. Dans ce cas, le problème du partage du risque ne se pose plus. La délégation d'autorité à l'agent, en vertu de laquelle il devient créancier résiduel du résultat que produit son effort, permet d'atteindre l'optimum de premier rang¹²⁸. Mais prolonger davantage les résultats du modèle principal – agent en matière d'aléa moral aux relations industrielles dépasse largement le cadre de ce travail. Il est néanmoins possible de suggérer simplement que la problématique demeure.

Il semble en effet que le dilemme entre assurance et incitation subsiste si le principal est, comme l'agent, averse au risque. Le partage socialement optimal du risque requiert alors que chacun en supporte une fraction proportionnée à l'aversion qu'il a pour lui¹²⁹. Contrairement au cas standard, ce partage procure donc ici une incitation naturelle à l'agent. Mais il est peu vraisemblable que cette incitation corresponde précisément à celle qui est requise par le degré d'informativité de la technologie de l'agent. Par conséquent, si le principal détient tout le pouvoir de marchandage, il demeure nécessaire qu'il ajuste la dose d'incitation de l'agent au moyen du contrat qu'il propose¹³⁰. Le problème se complique si les pouvoirs de marchandage sont équilibrés. En particulier, la solution théorique qui consiste à ce que les parties s'entendent pour coordonner leur interaction par

¹²⁵ C'est-à-dire que le surplus observable de l'échange est de moins en moins corrélé, statistiquement, à l'effort qu'il consent.

¹²⁶ Cf. par exemple Salanié, *ibid.*, p. 75.

¹²⁷ Cf. Salanié, *ibid.*, p. 85.

¹²⁸ Cf. par exemple Tirole, *ibid.*, p. 76.

¹²⁹ Cf. *supra* 1.3.2.3.1.

¹³⁰ Ce résultat est bien sûr très qualitatif.

le truchement d'un contrat incitatif, et négocient *ex ante* le partage le surplus qu'il permet d'engendrer au moyen de transferts forfaitaires¹³¹, n'est pas envisageable ici dans la mesure où l'agent est averse au risque.

1.3.3 Le contrat, premier mécanisme coordinateur hybride

En synthèse, il est possible de retenir que les contrats permettent de réduire les inefficacités du marchandage à travers quatre classes de mécanismes.

1.3.3.1 Les vertus du contrat : une synthèse

Premièrement, les contrats spécifient à l'avance les décisions à prendre quand certains événements, qui modifient les paramètres de l'échange, surviennent dans le cours d'une transaction étalée dans le temps, afin de limiter le recours au marchandage. Deuxièmement, ils s'auto-immunisent contre le risque de voir les agents dénoncer le contrat de manière opportuniste, quand survient pendant la relation d'échange un événement qui n'a pas été consigné dans le contrat. Troisièmement, ils peuvent agir comme révélateurs d'information, dans le cas où une des parties engagées dans la transaction possède une information privée dont dépend le surplus de l'échange. Quatrièmement, ils peuvent servir à ajuster les mécanismes contradictoires d'assurance et d'incitation, quand le surplus de l'échange est risqué, tout en dépendant de l'action d'une partie que l'autre n'observe qu'imparfaitement.

La firme peut constituer un mode de coordination des décisions d'allocation de ressources préférable au marché, quand il engendre des inefficacités trop importantes. Cependant, la prescription d'internalisation ne s'impose pas nécessairement. Il se peut que la contractualisation des règles de l'échange marchand lui soit préférable. En effet, le contrat peut lui aussi atténuer les inefficacités de la coordination par le marché pur¹³², tout en évitant les coûts et les inefficacités de la coordination hiérarchique à l'intérieur de la firme. Ceci apparaît de manière synthétique dans la grille d'analyse des formes

¹³¹ Celle solution a été ébauchée précédemment dans le cadre d'une relation avec asymétrie d'information entre des parties neutres au risque et disposant de pouvoirs de marchandage équilibrés ; cf. *supra* 1.3.2.2.2.

¹³² A défaut de pouvoir les supprimer.

d'organisation industrielle de Imai et Itami¹³³.

1.3.3.2 Un mécanisme marchand encadré par des règles d'organisation sociale

La grille d'analyse des formes d'organisation industrielle de Imai et Itami permet de positionner le contrat par rapport à la firme et au marché. Le contrat combine en effet les trois principes coordinateurs suivants :

- M_1 : chaque agent poursuit son intérêt individuel,
- M_2 : chaque agent est libre à tout moment d'entrer en interaction économique, ou d'y mettre un terme,
- O_2 : quoique les agents s'obligent l'un envers l'autre à travers les règles contractuelles, de façon à garantir l'efficacité de l'échange.

Le contrat apparaît clairement dans cette grille comme un marché (M_1 et M_2), encadré par des règles d'organisation sociale (O_2). Il réplique ainsi la puissante structure d'incitations du premier, tout en étant préservé contre des comportements individualistes nuisibles à une bonne allocation des ressources par l'échange.

1.4 LA COOPERATION

La coopération n'a été étudiée que tardivement, à partir du début des années 1980¹³⁴, pour ses vertus en matière de coordination des décisions d'allocation de ressources. Aujourd'hui, il est largement admis qu'elle constitue une quatrième forme d'organisation industrielle à part entière¹³⁵.

1.4.1 Coopération et pouvoir de marché

A partir des années 1930, la coopération a été quasi-exclusivement considérée comme une organisation de marché à visées stratégiques, permettant aux firmes qui la

¹³³ Imai & Itami, *ibid.*

¹³⁴ Cf. Mariti & Smiley, 1983.

mettent en œuvre de s'affranchir de la concurrence à laquelle les soumet le marché, dans l'objectif d'accroître leurs profits¹³⁶. Cet accroissement de leurs profits procède de la création d'un pouvoir de monopole. Il entraîne donc une perte de richesses sociales, et se fait au détriment du bien-être des consommateurs. A partir des années 1950, sous l'impulsion du courant interventionniste américain de Harvard, la coopération entre firmes, qualifiée encore de collusion ou d'entente, a ainsi été traquée par les autorités de surveillance des marchés. Cette thèse est encore largement répandue aujourd'hui¹³⁷. Stigmatisée pour ses inefficacités à l'échelle sociale en matière d'allocation des ressources, à une époque où le marché avait encore valeur de référent positif en tant qu'organisation économique réputée parfaitement efficiente, la coopération ne justifiait pas qu'on s'intéresse à elle pour quelque fonction vertueuse.

Or, il est apparu progressivement que la coopération n'est pas exclusivement mobilisée par des firmes présentes sur des marchés à structure oligopolistique. Dans ces circonstances, des firmes qui nouent une coopération ne le font pas nécessairement dans l'objectif de créer un pouvoir de marché, mais souvent parce qu'elle leur permet d'améliorer leur efficience allocative.

1.4.2 Coopération et efficacité allocative

Les gains d'efficience statique procurés par la coopération peuvent avoir deux origines complètement différentes. Dans le cadre de relations industrielles de type vertical, nouées pour l'échange d'une marchandise, la coopération peut s'imposer en tant que mode de coordination de l'interaction marchande plus efficace que les modes alternatifs – marché, firme ou contrat¹³⁸. La coopération verticale peut donc entraîner des coûts de coordination moindres que les coûts de transactions d'une coordination marchande, et que ceux d'une coordination hiérarchique à l'intérieur de la firme. En revanche, le paradigme transactionnel ne permet pas d'expliquer la coopération, quand elle organise des relations

¹³⁵ On notera ici que ce sont cependant ses capacités à coordonner les décisions de création de technologies, qui sont le plus souvent invoquées ; cf. Mariti et Smiley (ibid., p. 441), Rullière et Torre (ibid., p. 220), et le Chapitre 2 de ce travail.

¹³⁶ Cf. par exemple Glais, 1992, p. 236.

¹³⁷ Cf. par exemple Jacquemin, 1988.

¹³⁸ Cf. Rullière & Torre, ibid., p. 228.

horizontales dont l'échange n'est pas la raison d'être¹³⁹. Dans ce cas, ce sont des déterminants d'ordre technologique qui commandent, le cas échant, la coordination des décisions d'allocation de ressources de firmes exerçant la même activité, sous le mode de la coopération horizontale. Il convient de préciser les conditions dans lesquelles chacune de ces deux formes de coopération émerge, ainsi que la nature des principes coordonnateurs sur lesquels elles reposent¹⁴⁰.

1.4.2.1 La coopération verticale, second mécanisme coordinateur hybride

D'après ce qui précède, il est logique de considérer que si une relation d'échange est organisée sous le mode de la coopération verticale, c'est que les agents engendrent ainsi davantage de richesses, avec les ressources dont ils disposent, que s'ils avaient organisé leur relation par le truchement d'un marché, d'un contrat, ou d'une internalisation. Ces trois premières formes d'organisation industrielle étant complètement synthétisées dans la grille de Imai et Itami, une démarche naturelle consiste à rechercher si la coopération verticale y trouve aussi sa place. Or, en définissant les formes d'organisation industrielle comme différentes combinaisons des principes coordinateurs M_1 , M_2 , O_1 , et O_2 , cette grille permet d'identifier la source de leurs inefficacités, et aussi les solutions qu'il est possible de leur apporter. Sous cet angle, la firme et le marché apparaissent comme deux formes d'organisation industrielle complémentaires, par-delà leur substituabilité¹⁴¹.

1.4.2.1.1 La complémentarité de la firme et du marché, par-delà leur substituabilité

Les inefficacités du marché tiennent à ce que chaque agent prend, en toute circonstance, la décision qu'il pense être la meilleure pour lui, et à ce qu'il existe un conflit d'intérêts entre les partenaires de l'échange (M_1 et M_2). Un remède peut consister à conférer davantage de règles d'organisation au marché, en recourant aux principes sur lesquels est fondée la firme. Tout d'abord, les agents pourraient s'engager à ne poursuivre

¹³⁹ Cf. Rullière & Torre, *ibid.*, p. 230.

¹⁴⁰ Plusieurs travaux empiriques relèvent que ces coopérations horizontales sont au moins deux fois plus nombreuses que leurs homologues verticales ; cf. Jacquemin et al. (1988), Hergert et Morris (1988), Dulbecco (1994, p. 519).

leur intérêt individuel que dans un certain nombre de situations circonstanciées (O_2). C'est ce que réalise le contrat, et c'est aussi un premier principe caractéristique de la coopération. Ensuite, les agents pourraient subordonner la poursuite de leurs intérêts individuels à celle d'un objectif commun (O_1). Absent du marché comme du contrat, il est le deuxième principe constitutif de la coopération. Celle-ci peut donc s'avérer statiquement plus efficiente que les deux premiers.

Quant à la firme, elle doit ses inefficacités au fait que les agents sont engagés, en toutes circonstances, dans la poursuite d'un objectif commun (O_1 et O_2). Il en résulte une absence flagrante d'incitations à l'efficacité individuelle, qui pourrait être contrebalancée en recourant aux principes coordinateurs qui fondent le marché. Tout d'abord, les agents pourraient limiter la poursuite d'un objectif commun à un certain nombre de situations circonstanciées (M_2). Etranger à la firme, il constitue le troisième principe présent dans la coopération. Ensuite, les agents pourraient subordonner la poursuite de l'objectif commun à celle d'intérêts individuels contradictoires (M_1). Tout en étant absent de la firme, ce principe est le quatrième constitutif de la coopération. Celle-ci peut donc s'avérer statiquement plus efficiente que la firme.

Cette analyse, conduite avec la grille de Imai et Itami, montre que si la coopération verticale peut s'avérer plus efficiente que les modes alternatifs pour coordonner les décisions d'allocation de ressources, c'est qu'elle est d'une nature hybride entre la firme et le marché¹⁴². Ceci lui permet de combiner les vertus, et d'éviter les inefficacités, de l'une et de l'autre. Plus précisément, la coopération verticale réplique la forte structure d'incitations individuelles du marché, mais elle emprunte au caractère organisé de la firme pour parer les inefficacités qui peuvent en résulter. Et elle reproduit la structure d'incitations collectives de la firme, tout en la doublant du mécanisme décentralisé du marché, afin de se prémunir contre les inefficacités de la décision hiérarchique.

1.4.2.1.2 La stabilité de la coopération verticale

Un autre cheminement analytique, qui part du marché pour aller vers la firme, permet de retrouver cette conceptualisation de la coopération verticale, comme mode de coordination hybride. Le problème de base est celui de deux agents indépendants engagés

¹⁴¹ Cf. par exemple Gaffard, *ibid.*, p. 356 ; Dulbecco, *ibid.*, p. 534.

¹⁴² Cf. Rullière & Torre, *ibid.*, p. 229.

dans une relation d'échange, pour l'organisation de laquelle le référent demeure le marché (M_1 et M_2). On suppose que les caractéristiques de cette relation d'échange font que sa coordination par le marché engendre des coûts de transactions¹⁴³.

Or ces coûts de transactions, qui procèdent de l'existence d'un conflit d'intérêts entre les parties, peuvent être *a priori* évités si elles décident de coopérer à la poursuite d'un objectif commun (O_1). Les décisions à prendre sont alors élaborées conjointement, de sorte que tous les gains de l'échange soient épuisés¹⁴⁴. Ceci correspond à un mode de coordination hybride (M_1 , M_2 , et O_1) distinct du marché, qui est à rapprocher de celui étudié dans les modèles standards de coopération entre firmes d'un oligopole.

Mais la caractéristique centrale de ce mode de coordination est d'être instable¹⁴⁵. En effet, la poursuite d'un objectif commun par les parties engagées dans l'échange (O_1) viole nécessairement les incitations individuelles procurées par les principes marchands (M_1 et M_2), sur lesquels repose aussi la relation. Ainsi, une fois atteint l'équilibre coopératif engendré par ce mode de coordination, chaque partie a intérêt à renier la décision prise conjointement, si elle suppose que l'autre s'y tiendra, et à engager une action motivée par la poursuite de son intérêt individuel¹⁴⁶. Le problème de ce mode de coordination tient à ce que les parties ne prennent aucun engagement irréversible à coopérer. Il lui manque donc le principe hiérarchique O_2 , pour qu'il atténue effectivement les coûts de transactions liés à la coordination marchande de l'échange.

A cette fin, une possibilité serait de recourir à des mécanismes d'encadrement de la relation de type contractuel. Leur inconvénient est qu'ils entretiennent la défiance entre les partenaires de l'échange. Or il semble plutôt exister, en matière de stabilisation de la relation de coopération verticale, une solution « naturelle » que Rullière et Torre¹⁴⁷ qualifient de cercle vertueux de la coopération. En effet, le fait que les parties s'accordent pour poursuivre un objectif commun les incite à engager des investissements spécifiques dans l'échange. Ils permettent d'augmenter les gains de l'échange, dans le strict cadre de la relation bilatérale considérée, comparativement à des investissements génériques. Et puisqu'ils perdent mécaniquement une fraction de leur valeur si les parties mettent un

¹⁴³ Sans quoi il n'est pas nécessaire de chercher un substitut au marché.

¹⁴⁴ Des transferts forfaitaires compensatoires d'une partie vers l'autre peuvent être requis, pour garantir le caractère Pareto-améliorant des décisions prises.

¹⁴⁵ Cf. par exemple Rullière & Torre, *ibid.*, p. 231.

¹⁴⁶ Par exemple, extorquer *ex post* la quasi-rente attachée à un investissement spécifique consenti par l'autre.

¹⁴⁷ Rullière & Torre, *ibid.*, p. 231 ; cf. aussi Baudry, 1993, p. 59.

terme à leur coopération¹⁴⁸, ils constituent en retour un engagement irréversible de chacune à poursuivre l'objectif défini conjointement. Ils garantissent ainsi la stabilité de la relation de coopération. Cette prise d'engagements irréversibles à coopérer correspond à la situation décrite par Imai et Itami¹⁴⁹ : « [...] the model is M_2 , where participants can freely enter or exit, but cannot actually do so because of a fixed and continual relationship in which locked-in common interest develops. » Enfin, la réputation¹⁵⁰ et la confiance peuvent aussi constituer des actifs spécifiques de la relation de coopération, et contribuer ainsi à en renforcer la stabilité¹⁵¹.

1.4.2.1.3 La coopération verticale, à la fois firme et marché

La coopération verticale apparaît comme un mode de coordination des décisions d'allocation de ressources hybride entre la firme et le marché, qui combine chacun des quatre principes coordinateurs mis à jour par Imai et Itami. Ainsi, des firmes engagées dans une relation verticale qui coordonnent leurs décisions en coopérant :

- O_1 : sont engagées dans la poursuite d'un objectif commun,
- M_1 : tout en subordonnant cette poursuite à celle de leur intérêt propre,
- M_2 : peuvent à tout moment quitter la coopération de leur plein gré,
- O_2 : quoiqu'elles y soient enfermées par la constitution d'actifs spécifiques à cette relation.

1.4.2.2 La coopération horizontale : des déterminants technologiques

Les coopérations horizontales, nouées entre firmes impliquées dans une même activité, peuvent aussi poursuivre un objectif d'amélioration de l'efficacité statique des coopérateurs. Les mobiles qui sont invoqués pour justifier de telles coopérations ne sont pas d'ordre transactionnel, mais technologique.

1.4.2.2.1 La mobilisation d'économies d'échelle

La coopération horizontale peut permettre aux firmes qui la mettent en œuvre de

¹⁴⁸ Il s'agit de la quasi-rente relationnelle ; cf. Aoki, 1988, p. 213.

¹⁴⁹ Imai & Itami, *ibid.*, p. 289.

¹⁵⁰ Cf. *supra* 1.3.1.2.3.

¹⁵¹ Cf. par exemple Rullière & Torre, *ibid.*, p. 236.

mobiliser des économies d'échelle¹⁵². Soient en effet plusieurs firmes qui produisent le même bien, à partir de différentes unités de production. Il est possible que chacune d'entre elles, sous contrainte des ressources à allouer dont elle dispose, ne parvienne pas à développer la totalité des économies d'échelle latentes dans l'unité qu'elle opère. Les richesses générées seront alors plus importantes si ces firmes concentrent l'allocation de leurs ressources sur un nombre réduit d'unités de production, de façon à en exploiter au maximum les économies d'échelle.

Certes, les différentes firmes pourraient obtenir le même résultat, du point de vue de ces économies d'échelle, si elles fusionnaient en une seule. Mais alors elles sacrifieraient les mécanismes incitatifs que procure la coordination par la coopération, qui permettent d'éviter les inefficacités de la décision hiérarchique. La coopération horizontale, qui procède ici d'une simple mise en commun de ressources, permet donc d'améliorer l'efficacité statique des firmes qui la nouent.

1.4.2.2 Le partage des risques

Un deuxième argument souvent avancé pour justifier l'établissement d'une coopération horizontale est celui du partage de risques¹⁵³. Soient en effet plusieurs firmes averses au risque produisant le même bien, qui disposent de l'opportunité d'allouer leurs ressources dans plusieurs projets risqués. Si les risques des différents projets ne sont pas parfaitement corrélés, alors les firmes obtiendront, par un effet de mutualisation, une espérance d'utilité de gain plus importante en diversifiant l'allocation de leurs ressources sur les différents projets, qu'en engageant chacune la totalité de ses ressources dans un projet seulement.

Certes, l'internalisation permet elle aussi de mutualiser les risques. Mais elle est susceptible d'engendrer des inefficacités dans l'allocation des ressources, contre lesquelles la coopération est protégée par les principes marchands qu'elle exhibe. Ici encore, la coopération horizontale consiste en une simple mise en commun de ressources. Elle permet d'améliorer l'efficacité statique des firmes qui la mettent en œuvre.

¹⁵² Cf. par exemple Rullière & Torre, *ibid.*, p. 215 ; Mariti & Smiley, *ibid.*, p. 439.

¹⁵³ Cf. par exemple Rullière & Torre, *ibid.*, p. 216 ; Mariti & Smiley, *ibid.*, p. 440.

1.4.2.2.3 Le partage des coûts

Le troisième et dernier argument invoqué pour justifier, à l'aune du critère d'efficacité statique, la coordination par la coopération horizontale, est celui du partage des coûts. Pour en comprendre les ressorts, on suppose que la mobilisation d'économies d'échelle, ou la mutualisation de risques, ne constituent pas la finalité de ce partage. La notion de coûts irrécouvrables est alors placée au centre de l'analyse¹⁵⁴, dans la mesure où elle peut constituer un frein en matière de décisions d'allocation de ressources, dans une optique inter-temporelle.

En effet, une firme qui alloue ses ressources dans un projet marqué par la présence d'incertitude, y consentira des dépenses d'autant moins importantes, que leur caractère irréversible est marqué¹⁵⁵. Car consentir un investissement irréversible aujourd'hui a un coût, qui est celui du sacrifice de la capacité de réaction dans le futur qu'il entraîne¹⁵⁶. Le partage des dépenses irréversibles du projet, mis en œuvre par une coopération entre plusieurs firmes, permet de mieux préserver la capacité de réaction de chacune dans le futur, et ainsi de réduire le coût de son sacrifice. Dans cette configuration, la coopération permet encore une augmentation des richesses engendrées avec les ressources disponibles, c'est-à-dire une amélioration de l'efficacité statique. On note ici que l'internalisation ne constitue pas une alternative valable à la coopération. Une seule firme, qui posséderait les mêmes ressources que la totalité de celles mises en commun dans le projet par les partenaires de la coopération, subirait en effet une irréversibilité plus prononcée que chacun d'eux, en y engageant la totalité de ses ressources. Au final, moins de ressources seraient allouées dans le projet, et moins de richesses seraient engendrées.

1.4.2.2.4 La stabilité et les coûts de la coopération horizontale

Quel que soit le mobile des coopérations horizontales, la question de leur stabilité se pose dans des termes proches de ceux formulés dans le cas des coopérations verticales¹⁵⁷. Il est en effet préférable pour chaque firme de coopérer, plutôt que de devoir

¹⁵⁴ Cf. Rullière & Torre, *ibid.*, p. 216.

¹⁵⁵ Cf. Pyndick, 1991.

¹⁵⁶ Il s'agit d'un coût d'opportunité inter-temporel ; l'analyse insiste plutôt sur son opposé, qu'est la valeur d'option attachée au fait de différer dans le temps l'investissement irréversible.

¹⁵⁷ Cf. *supra* 1.4.2.1.2.

faire face seule à des économies d'échelle inexploitées, à des risques non diversifiés, ou à des coûts irrécouvrables. Cependant, une fois la coopération nouée, des décisions doivent être prises qui engagent la globalité des ressources mises en commun par les partenaires, sans discernement possible. Des conflits d'intérêts peuvent apparaître et menacer la stabilité de la coopération. Celle-ci peut être préservée et renforcée par une spécificité prononcée des investissements réalisés par chacun.

Enfin, l'établissement d'une coopération horizontale requiert que chaque participant dédie des ressources à sa coordination, ce qui induit des coûts propres. En raison de la nature hybride de la coopération, il est raisonnable de faire l'hypothèse que ces coûts sont plus élevés que ceux requis par le marché, et plus faibles que ceux encourus dans la firme.

Conclusion

La présentation de l'approche statique de l'organisation industrielle réalisée ici ne rend pas compte de la totalité des questions qu'elle soulève. On peut en effet lui opposer plusieurs limites d'ordre méthodologique. Tout d'abord, cette approche se veut normative, mais elle est simultanément emprunte de positivisme¹⁵⁸. Ensuite, il peut sembler contradictoire de comparer différents modes de coordination des décisions d'allocation de ressources, en supposant que les agents qui formulent ces décisions font preuve dans certains cas d'une rationalité substantielle, et dans d'autres d'une rationalité limitée¹⁵⁹. Enfin, l'optimalité d'une forme d'organisation industrielle n'est que rarement démontrée de façon rigoureuse, en valorisant le gain monétaire qu'elle procure¹⁶⁰.

¹⁵⁸ Elle n'étudie que quelques formes discrètes d'organisation industrielle observées empiriquement ; cf. par exemple Brousseau, *ibid.*, p. 20.

¹⁵⁹ Rappelons cependant que nous développons cette approche pour l'instrumentaliser ; dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, il existe des situations d'incertitude dans lesquelles les acteurs sont incapables d'imaginer tous les états du monde susceptibles de se produire à l'avenir ; par exemple, les partenaires du projet d'Ekofisk, en Mer du Nord norvégienne, n'ont pas anticipé le phénomène de subsidence du fond marin sur la zone, qui a nécessité plusieurs dizaines de millions de dollars de travaux pour surélever de six mètres les plates-formes d'exploitation (Bruggeman, 2000, p. 49) ; et en dépit de cette limite à leur rationalité, ces mêmes acteurs agissent dans de nombreuses circonstances selon les canons de la rationalité substantielle ; ils réagissent par exemple de manière parfaitement prévisible aux incitations contenues dans des contrats sophistiqués : les contrats de partage de production indonésiens incluent des mécanismes tels que, paradoxalement, une baisse du prix du pétrole conduit la compagnie pétrolière opératrice à augmenter le volume déclaré des réserves prouvées du gisement.

¹⁶⁰ Ou si elle l'est, c'est uniquement au regard d'une fonction précise qu'elle remplit – par exemple la révélation d'information – et non d'une façon définitive du point de vue de la globalité de ces fonctions ; le plus souvent, l'efficacité statique n'est évaluée qu'à l'aune d'une liste de critères d'efficacité, dont Brousseau (*ibid.*, p. 20) relève qu'elle n'est *a priori* ni pertinente dans sa globalité, ni complète.

Par ailleurs, cette présentation de l'approche statique de l'organisation industrielle ne fait pas de place à plusieurs ramifications de l'analyse. Par exemple, nous n'avons fait qu'effleurer les sophistications des modèles liées à la dynamisation temporelle de l'analyse. Un domaine important en la matière est celui de la renégociation contractuelle, qui peut s'avérer efficace dans de nombreuses circonstances, alors que nous avons admis qu'elle était généralement source d'inefficacités¹⁶¹. Ou encore, la capacité de la firme à tarir les sources d'inefficacités de la coordination marchande a été acceptée sans trop de discussions. De nombreux auteurs relèvent que cette capacité ne va pas de soi¹⁶².

Toutefois, l'enjeu de cette présentation de l'approche statique de l'organisation industrielle se situe à un niveau plus général. Elle révèle tout d'abord que les grands types d'institutions économiques – marchés, firmes, contrats, coopérations – y trouvent leur place. Elle met aussi à jour que les agents opèrent leurs choix, parmi ces différentes formes d'organisation industrielle, sur la base d'un unique critère de portée très générale et au caractère opératoire marqué : ils mettent en œuvre le mode de coordination qui dégage l'efficacité statique la plus élevée, c'est-à-dire celui qui permet d'engendrer une richesse maximale avec les ressources dont ils disposent.

Cette présentation permet encore de comprendre que les différentiels d'efficacité statique qui existent d'un mode de coordination à un autre sont liés à deux éléments distincts : premièrement, la quantité de ressources qu'ils nécessitent en eux-mêmes pour fonctionner, et deuxièmement, les inefficacités qu'ils entraînent¹⁶³. En outre, elle permet de dresser un inventaire de situations types, du point de vue transactionnel et du point de vue « technologique », dans lesquelles ces inefficacités se produisent. Enfin, elle met à jour les vertus et les vices de chacune des quatre formes d'organisation industrielle que sont le marché, la firme, le contrat et la coopération.

¹⁶¹ Cf. par exemple Hart & Moore, 1988.

¹⁶² Cf. par exemple de Mesnard, 1990, p. 568.

¹⁶³ Elles proviennent de la non-allocation des ressources dans leur usage le plus efficace.

CHAPITRE 2

ORGANISATION INDUSTRIELLE ET CREATION DE TECHNOLOGIES

Les firmes qui innovent ne sont pas uniquement confrontées à des décisions qui consistent à allouer des ressources rares entre des usages alternatifs donnés. Elles sont aussi engagées dans des décisions de création de technologies, dont la fonction est de construire un ensemble de choix technologiques, qui ne leur est pas donné *ex nihilo*. Les contraintes qui pèsent sur ces deux types de décisions sont très différentes, de même que les objectifs que poursuit la coordination des unes et des autres. Dans une économie où les technologies changent, la théorie de l'organisation industrielle doit donc être repensée. Ainsi, la question à laquelle tente de répondre l'approche dynamique de l'organisation industrielle est de savoir sous quelle forme une firme doit s'organiser en interne, et sous quelle forme elle doit organiser ses relations avec son environnement, afin de pouvoir conduire de manière efficace son activité de création de technologies.

La firme constitue le point de départ naturel de cette approche. En effet, conformément à la thèse de Schumpeter¹, c'est à elle qu'il revient de produire des innovations dans le système économique. L'enjeu premier consiste alors à mettre à jour quelle est la nature de la firme, qui lui permet de créer ainsi des technologies (Section 2.1). C'est en élucidant ensuite la question de ses frontières, qu'on parvient à une véritable théorie dynamique de la firme (Section 2.2). Les contraintes auxquelles elle est soumise, qui compromettent la viabilité de son activité de création de technologies, se manifestent sous deux formes. Les unes sont de nature cognitive, c'est-à-dire relatives au savoir technologique qu'elle possède et qu'elle peut créer. La firme la soulage en nouant des coopérations avec les acteurs qui composent son environnement – clients, concurrents, sous-traitants et fournisseurs (Section 2.3). Les autres sont de nature financière, et la firme les allège au moyen des mêmes coopérations qu'elle forme avec les acteurs de son environnement (Section 2.4).

¹ Schumpeter, 1912.

2.1 LA NATURE DE LA FIRME CREATRICE DE TECHNOLOGIES

L'enjeu présent consiste à proposer une conceptualisation de la firme, en tant qu'organisation économique capable de créer des technologies. De ce point de vue, la façon dont le phénomène technologique est appréhendé par la science économique apparaît fondamentale. Or ce n'est que tardivement que des approches économiques du phénomène technologique ont donné à la firme sa place comme acteur majeur de son changement. En effet, la limite rédhibitoire que rencontre la grande majorité de ces approches est qu'elles proposent une vision complètement an-organisationnelle du phénomène technologique.

2.1.1 Les limites des approches an-organisationnelles de la technologie

La plupart des approches économiques de l'innovation technologique se rejoignent sur leur absence de prise en compte du phénomène d'organisation. Chacune confère néanmoins un statut différent à la technologie, au regard des firmes qui l'utilisent.

2.1.1.1 Une donnée structurelle

L'approche traditionnelle de la firme² rencontre de sérieuses limites vis-à-vis de la compréhension du phénomène technologique. La vision qu'elle en propose peut être qualifiée d'approche traditionnelle.

2.1.1.1.1 La conception traditionnelle de la production et de la technologie

Dans l'approche traditionnelle, la production désigne la fabrication d'un produit donné (l'output), obtenue en combinant différents facteurs de production (les inputs). Rien n'est expliqué quant à la façon dont cette combinaison est effectuée, quant à ce qui, à l'intérieur de la firme, la rend possible. La technologie, puisque c'est d'elle qu'il s'agit, est réputée être incorporée dans les machines et les équipements de la firme. Elle est entièrement résumée dans sa fonction de production. Cette dernière indique, pour chaque vecteur d'inputs utilisé, la quantité *maximale* d'output que la firme peut produire étant

donnée sa technologie. La fonction de coût de la firme s'en déduit. Elle indique le coût minimum associé à chaque niveau de production³. Ainsi, l'approche traditionnelle de la firme assimile, dès les prémisses, la technologie à une frontière d'efficacité technique⁴. Elle évacue donc d'emblée hors du champ de l'analyse des problèmes complexes, qui tiennent à la façon dont sont découvertes les combinaisons efficaces de facteurs, à celle dont elles sont mises en œuvre dans la firme, etc. Ceci vaut à la firme traditionnelle l'appellation de boîte noire technologique.

A court terme, quand sa technologie est fixée, le problème posé à la firme se résume à savoir quel vecteur de facteurs de production elle doit utiliser. Ceux-ci constituent des ressources génériques⁵ que la firme se procure sur des marchés externes. Les prix auxquels elle rémunère les services de ces facteurs reflètent leurs raretés relatives, qui résulte d'un équilibre entre offre et demande établi sur chacun de leurs marchés. Parfaitement informée de leurs prix d'équilibre, et de celui qui se forme sur le marché de son produit, la firme choisit alors la combinaison de facteurs qui lui permet d'obtenir le profit le plus important possible. Vis-à-vis de cette décision à court terme de la firme, la production⁶, comme la technologie⁷, demeurent donc exogènes. Le jargon économique l'exprime clairement : la firme maximise son profit sous contrainte technologique⁸.

2.1.1.1.2 La conception traditionnelle de l'innovation

La représentation des phénomènes de production et de technologie, proposée par l'approche traditionnelle de la firme, est pauvre. Il en va de même pour le phénomène d'innovation. A long terme, quand la firme innove, c'est-à-dire qu'elle change de technologie, le problème qui lui est posé devient celui de la disponibilité des facteurs qu'elle utilise, reflétée dans leurs prix. Typiquement, le renchérissement d'un facteur incite la firme à rechercher les moyens de l'économiser dans son processus productif. C'est

² Ses insuffisances, quand il s'agit de comprendre comment la firme alloue les ressources, ont été soulignées dans le chapitre précédent ; cf. 1.2.1.1.

³ Cf. par exemple Fericelli, 1991, p. 283.

⁴ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 14.

⁵ C'est-à-dire qu'ils existent indépendamment du processus productif dans lequel ils sont mobilisés.

⁶ Elle semble indéniablement devoir poser, en soi, des problèmes d'ingénierie, d'administration, etc., à la firme ; cf. Gaffard, *ibid.*, p. 14 ; ces problèmes productifs constituent l'objet d'étude d'une théorie de la production ; cf. Babbage, 1832 ; Georgescu-Roegen, 1970, 1971.

⁷ Elle est censée répondre aux problèmes de nature productive évoqués ci-dessus.

⁸ Encore une fois, ceci se justifie du point de vue de l'objet central que poursuit l'approche traditionnelle : élaborer une théorie générale des prix.

l'innovation qui le lui permet. Elle consiste alors à mettre en œuvre une nouvelle technologie, plus économe que l'ancienne par rapport au facteur qui s'est renchérit.

Or dans l'approche standard, la technologie⁹ est considérée, conformément à la thèse d'Arrow¹⁰, comme un bien public, produit de manière complètement exogène à l'économie par des progrès scientifiques et techniques autonomes. Elle est ainsi assimilée à un simple stock d'informations¹¹ qui circule librement dans l'économie, et dans lequel les firmes peuvent puiser à leur guise.

La décision d'innovation d'une firme se résume donc, quand les prix des facteurs changent, à parcourir cet « annuaire des technologies » afin d'en choisir la meilleure, c'est-à-dire la moins coûteuse au vu des prix des différents facteurs. A l'instar de la décision de court terme, elle ne consiste qu'en un simple choix ponctuel d'équilibre, qui ne pose toujours pas le problème de l'organisation de la firme. En effet, elle est supposée *a priori* parfaitement adaptée à l'insertion de la nouvelle technologie en son sein. Celle-ci ne se dépare finalement pas de sa nature de frontière d'efficacité technologique, en dépit de son caractère nouveau. Au plan agrégé, l'innovation se résume alors à la diffusion de technologies dans le tissu économique, impulsée de manière complètement exogène par les progrès scientifiques autonomes et les modifications des prix relatifs des facteurs.

2.1.1.1.3 La structure naturelle d'une industrie

Avec cette approche traditionnelle du phénomène technologique, on comprend comment sont déterminées les structures industrielles. Il est en effet naturel de considérer que « les firmes constitutives d'un marché (d'une industrie) sont celles qui détiennent/maîtrisent une technologie [...] identique pour fabriquer une certaine catégorie de biens »¹². A partir de leur fonction de coût commune, et de la demande exprimée sur le marché, il est possible de déterminer la structure naturelle de l'industrie¹³. Il s'agit du nombre de firmes qui permet de satisfaire la demande du marché, tout en minimisant les coûts totaux de l'industrie. Au final, les technologies apparaissent comme le déterminant majeur des structures industrielles, aux côtés des préférences des consommateurs. Cette

⁹ Au sens de l'ensemble des technologies coexistant à un moment donné.

¹⁰ Cf. Arrow, 1962.

¹¹ Ce qui revient à supposer que la connaissance technologique est parfaitement codifiable.

¹² Gaffard, *ibid.*, p. 7.

¹³ Concept central de la théorie des marchés contestables, de Baumol, Panzar et Willig (*ibid.*).

thèse du déterminisme technologique est extrêmement prégnante dans les premières théories de l'économie industrielle¹⁴.

Il importe pourtant de préciser qu'elle n'est valable que « dans un contexte [...] de tranquillité technologique »¹⁵, soit si les firmes ne cherchent pas à modifier les paramètres de leur environnement que sont les technologies et les préférences. Dans le cas contraire qui nous intéresse ici, l'approche standard révèle plusieurs limites cruciales. D'abord, la technologie possède le caractère d'une contrainte à laquelle la firme doit s'adapter. Ensuite, la firme est réputée maîtriser immédiatement une nouvelle technologie – i.e. dès qu'elle la choisit. Enfin, la technologie y participe d'un phénomène complètement exogène, qui existe en outre indépendamment de l'organisation de la firme¹⁶. Sur cette base, toute tentative pour tenter de conceptualiser la firme comme une organisation ayant pour fonction de créer des technologies est manifestement vaine.

2.1.1.2 Une variable stratégique d'équilibre

L'approche traditionnelle du phénomène technologique est progressivement apparue incompatible avec l'observation empirique, selon laquelle les firmes consacrent, dans l'ère industrielle moderne, des ressources importantes en Recherche & Développement pour tenter d'améliorer leurs processus de production, générer des gains de productivité, et construire ainsi des avantages concurrentiels.

2.1.1.2.1 Les brevets et licences, moyens d'appropriation de l'innovation

La compétition technologique n'aurait pas de sens si la technologie constituait un bien public. En effet, les améliorations obtenues par une firme grâce à ses investissements en R&D profiteraient alors automatiquement, et sans coût, à ses concurrentes¹⁷. Il convient plutôt de reconnaître que les dépenses en R&D d'une firme produisent des avancées technologiques qu'elle peut s'approprier, par le biais de brevets et de licences¹⁸. L'approche traditionnelle est alors sensiblement enrichie, puisque ces moyens

¹⁴ Elle l'est en particulier pour le paradigme Structure – Comportements – Performances ; Mason, 1939.

¹⁵ Gaffard, *ibid.*, p. 7.

¹⁶ Cf. Alchian & Demsetz, *ibid.*, p. 771.

¹⁷ Cf. par exemple Cohendet, Héraud & Zuscovitch, 1992, p. 63-64 ; Guilhon, 1993, p. 78 ; on pointe ici le caractère d'effet externe d'un bien public.

¹⁸ Cf. Crampes et Moreaux (1995) pour un état récent de la littérature.

d'appropriation des bénéfices de la R&D, supports de la connaissance technologique, constituant, par delà les seuls équipements et machines, des formes immatérielles d'incorporation de la technologie.

C'est à partir de cette idée selon laquelle la technologie constitue une arme stratégique majeure des firmes, et non pas une pure contrainte, que s'est développée la théorie néoclassique de l'innovation. L'effort d'innovation des firmes y est assimilé au montant de leurs investissements en R&D. Son produit¹⁹ relève selon les cas d'une baisse des coûts (compétition technologique continue), ou d'un dépôt de brevet (compétition technologique discrète).

2.1.1.2.2 Concentration industrielle et effort d'innovation

Etendre la zone de concurrence inter-firmes à leurs stratégies de R&D ressemble à une première tentative d'endogénéisation de la technologie dans la sphère économique. Effectivement, sur ces bases, de nombreux travaux empiriques d'une part, et théoriques d'autre part, se sont attachés à tester la thèse dite de Schumpeter, selon laquelle l'effort d'innovation dans une industrie est d'autant plus important qu'elle est concentrée. Les premiers offrent peu de conclusions robustes²⁰. Parmi les seconds, une première classe de modèles s'attache à étudier l'impact univoque des structures de marché sur l'activité d'innovation des firmes²¹. Une seconde classe plus récente cherche à déterminer simultanément les structures industrielles et les dépenses de R&D²². Cette dernière a le mérite de produire des résultats en accord avec les observations empiriques.

2.1.1.2.3 L'innovation, une allocation des ressources de R&D

Le renouvellement de l'approche traditionnelle du phénomène technologique, par la compétition technologique entre firmes, ne permet pas de progresser dans la compréhension de la firme en tant qu'organisation économique créatrice de technologies. Certes, la théorie néoclassique de l'innovation affirme que le progrès technologique dépend des décisions des firmes à travers leurs investissements en R&D. Mais, en

¹⁹ On considère le plus souvent qu'il dépend de manière stochastique de l'effort d'innovation.

²⁰ Cf. Kamien et Schwartz (1982) pour une synthèse.

²¹ A partir de l'article séminal d'Arrow, *ibid.*

²² Cf. par exemple Dasgupta & Stiglitz, *ibid.*

assimilant cette activité de R&D à l'exploitation d'un stock de technologies qui demeure invariablement exogène, elle n'explique pas *comment* l'activité de R&D produit de la technologie. En particulier, elle continue à reposer sur le raccourci saisissant, selon lequel la firme maîtrise d'emblée parfaitement la nouvelle technologie qu'elle s'approprie grâce à ses investissements en R&D. Ainsi, l'accent est mis « sur le point d'arrivée du changement technologique sans considération du processus qui y conduit »²³. Dans ce contexte, la décision technologique de la firme se résume à une décision traditionnelle d'allocation de ressources en R&D, qui consiste à formuler un choix ponctuel d'équilibre en égalisant à la marge les bénéfices attendus (en termes de réduction de coût, d'amélioration du pouvoir de marché) et les coûts (le fait de puiser dans une dotation en capital limitée).

La technologie est donc assimilée à une variable stratégique d'équilibre de la firme, dans l'approche néoclassique de l'innovation. Cette idée est en complète opposition avec la thèse de Schumpeter, qui voit dans l'innovation technologique l'acte essentiel de rupture de l'équilibre économique.

2.1.1.3 Une variable stratégique de déséquilibre

Le courant évolutionniste²⁴ propose en revanche un véritable renouveau de l'approche économique du phénomène technologique. A l'instar de la théorie néoclassique, il considère l'innovation technologique comme l'arme stratégique majeure à la disposition des firmes, dans le jeu de la concurrence économique. Mais l'acquisition par une firme d'une nouvelle technologie s'apparente par essence à un processus²⁵, dans lequel elle ne progresse qu'en y consacrant du temps et des ressources.

2.1.1.3.1 Le processus d'apprentissage d'une technologie

La nécessité faite à la firme de consacrer des ressources, afin de maîtriser une nouvelle technologie, tient en particulier à ce qu'elle n'est pas codifiable *in extenso*²⁶, mais à ce qu'elle est tacite pour une large part²⁷. Quand il s'agit d'acquérir une nouvelle technologie, cette dimension tacite ne peut être découverte que pas à pas dans le cadre d'un

²³ Gaffard, *ibid.*, p. 332.

²⁴ L'ouvrage fondateur est celui de Nelson et Winter (*ibid.*).

²⁵ Cf. par exemple Guilhon, *ibid.*, p. 161.

²⁶ Autrement dit, elle n'est pas assimilable à une simple information.

²⁷ Au sens de Polanyi (1958) ; cf. Dosi (1988) pour des exemples concrets.

processus d'apprentissage, générateur de connaissance technologique. Ce processus produit ses effets de manière locale et cumulative. On comprend finalement que pour maîtriser une nouvelle technologie, la firme doit progresser le long d'une trajectoire technologique²⁸. Ainsi, ce n'est qu'en bout de trajectoire que la firme maîtrise parfaitement sa technologie²⁹. Par ailleurs, ces dimensions tacite, locale et cumulative, du savoir technologique engendré par apprentissage, permettent de comprendre que la technologie possédée par une firme lui est spécifique, et n'est pas appropriable par une autre sans autre forme de procès.

2.1.1.3.2 Les déterminants de la décision technologique

A chaque étape du processus d'apprentissage, la décision technologique de la firme résulte d'une combinaison unique, dans le temps et d'une firme à l'autre, d'opportunités, d'incitations, et de contraintes³⁰. Les opportunités renvoient à l'ensemble des choix technologiques possibles pour la firme. Or cet ensemble n'est pas donné, mais seulement sous-tendu par un potentiel de développement technologique : le paradigme technologique³¹. A l'intérieur de ce paradigme, les possibilités technologiques offertes à la firme sont *a priori* multiples et indéfinissables.

Les incitations, quant à elles, restent comprises dans le sens traditionnel des variations dans les prix relatifs des facteurs. Dans l'approche évolutionniste, elles ne sont plus à elles seules nécessaires et suffisantes pour déterminer la direction et le rythme des innovations³². En effet, comme les décisions technologiques d'une firme sont liées les unes aux autres dans le temps en une séquence irréversible, l'anticipation des prix relatifs des facteurs dans le futur compte aussi, ainsi que l'estimation des résultats que la séquence de décisions est susceptible de produire³³. Si la première est au mieux risquée, la seconde est en revanche invariablement soumise à une incertitude radicale, puisqu'il n'est pas possible de connaître l'ensemble des choix possibles à une étape du processus, avant d'avoir pris une décision à l'étape précédente.

²⁸ Ce concept prend de l'importance à partir de Dosi (1982).

²⁹ Telle qu'elle est résumée dans la fonction de production de la firme traditionnelle ; cf. Guilhon, *ibid.*, p. 66 ; Gaffard, *ibid.*, p. 238.

³⁰ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 243.

³¹ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 240.

³² Cf. Rosenberg, 1976, p. 110.

³³ Cf. Atkinson & Stiglitz, 1969.

Enfin, les contraintes sont celles héritées du passé qui tiennent aux caractéristiques intrinsèques du processus d'apprentissage de sa technologie par la firme. Au fur et à mesure qu'elle progresse le long de sa trajectoire technologique, les phénomènes locaux et cumulatifs se développent, et réduisent d'autant les opportunités technologiques, latentes dans le paradigme, qu'elle peut effectivement explorer dans l'objectif de réagir aux incitations.

Cette analyse des déterminants de la décision technologique d'une firme révèle l'extrême complexité de leurs interrelations. Pour cette raison, il est inconcevable que la firme puisse prendre une décision optimale dans son processus d'apprentissage, et ce à quelque étape que ce soit. On comprend finalement que, dans l'approche évolutionniste, la rationalité de la firme en matière de décision technologique est intrinsèquement limitée.

2.1.1.3.3 Diversité technologique et sélection

Dans l'approche évolutionniste, la technologie reste cette variable stratégique par laquelle les firmes cherchent à acquérir une position dominante. Mais cette compétition technologique est beaucoup plus en résonance avec la conception schumpeterienne. Le déséquilibre en est la marque distinctive³⁴. Il engendre de la diversité, au sein de laquelle s'opère une sélection qui fait disparaître les moins adaptés, et laisse survivre les plus adaptés, aux conditions changeantes de l'environnement³⁵.

La théorie évolutionniste récuse donc le point de vue selon lequel une firme pourrait maîtriser instantanément une nouvelle technologie. Elle souligne au contraire qu'un processus d'apprentissage est nécessaire pour progresser dans cette maîtrise. Elle affirme que la trajectoire technologique d'une firme résulte, dans une logique schumpeterienne, d'une interaction permanente entre des conditions d'ordre technique, et d'autres d'ordre économique. Elle permet ainsi de progresser substantiellement dans la compréhension du phénomène technologique. Cependant, elle ne peut pas prétendre constituer le point d'entrée que nous cherchons pour développer l'approche dynamique de l'organisation industrielle.

³⁴ Les firmes ne sont pas positionnées sur leurs frontières d'efficacité technologique.

³⁵ C'est ici l'analogie biologique chère aux thèses évolutionnistes qui se fait jour (cf. Nelson & Winter, *ibid.*, p. 276).

2.1.1.3.4 La technologie non endogénéisée

La théorie évolutionniste maintient l'idée que la firme épuise progressivement les opportunités technologiques latentes dans le cadre du paradigme, au fur et à mesure de sa progression le long de sa trajectoire technologique³⁶. La firme tend ainsi vers un point technologique, qui n'est en rien créé par elle, mais qui résume simplement la séquence de décisions d'exploitation d'un potentiel technologique complètement exogène qu'elle a prises, en réponse à un environnement économique changeant³⁷. Ainsi, quand la firme est rendue en fin de trajectoire technologique, seul un changement de paradigme peut ré-enclencher un processus d'innovation, dont l'origine apparaît alors bien exogène. Il existe par ailleurs une trajectoire dite naturelle³⁸, censée focaliser les trajectoires que les firmes d'une industrie suivent effectivement.

Enfin, la théorie évolutionniste suppose que la technologie s'incorpore dans les équipements, les machines, et les ressources humaines de la firme. Eux-mêmes sont réputés s'insérer dans une organisation qui est, par hypothèse tacite, parfaitement adaptée à la nouvelle technologie. Cette approche est peu satisfaisante, et Gaffard³⁹ rappelle qu'il est attesté que « la révolution industrielle, ce n'est pas l'irruption du machinisme, mais l'avènement de l'organisation du travail en usine. »

Ainsi, l'approche évolutionniste du phénomène technologique continue à occulter les liens qui existent entre la technologie et l'organisation, dont la compréhension s'inscrit pourtant au cœur de l'approche dynamique de l'organisation industrielle recherchée ici.

Les trois approches qui viennent d'être passées en revue partagent donc la limite rédhibitoire de proposer des conceptions an-organisationnelles et exogènes du phénomène technologique. Au contraire, celle d'inspiration néo-schumpeterienne, exposée initialement par Amendola et Gaffard, et prolongée par Gaffard⁴⁰, donne explicitement à l'organisation la place qui doit lui revenir, dans une explication largement endogénéisée du phénomène

³⁶ Cf. Metcalfe & Gibbons, 1983, p. 7 ; Gaffard, *ibid.*, p. 241.

³⁷ Cf. Amendola & Gaffard, *ibid.*, p. 8 ; Gaffard, *ibid.*, p. 235.

³⁸ Cf. Nelson & Winter, *ibid.* ; il s'agit de celle le long de laquelle les économies d'échelle et les opportunités de mécanisation sont exploitées au maximum.

³⁹ Gaffard, *ibid.*, p. 295.

⁴⁰ Amendola & Gaffard, *ibid.* ; Gaffard, *ibid.*

technologique⁴¹. Elle constitue à ce titre la pierre angulaire de l'approche dynamique de l'organisation industrielle recherchée.

2.1.2 La technologie comme fonction incorporée dans l'organisation

L'approche économique du phénomène technologique proposée par Amendola et Gaffard s'attache d'abord à élaborer une « approche technologique et organisationnelle de la firme »⁴². Elle appelle une reconsidération en profondeur des phénomènes de production, de technologie et d'innovation.

2.1.2.1 Une reconsidération du phénomène de production

« Dans le contexte normal de changement continu des manières de produire et de consommer »⁴³, la production ne peut plus être confinée à la fabrication par la firme d'un bien donné. En effet, le bien n'est pas donné. Il est au contraire en perpétuel devenir, ainsi que la manière de le fabriquer. Produire engage alors la firme à « poser et résoudre de manière organique des problèmes particuliers, parfois uniques »⁴⁴, qui ont trait à la nécessité dans laquelle elle se trouve de réinventer, re-spécifier, re-développer en permanence ses produits et ses procédés de fabrication⁴⁵. Dans sa première acception, la production trouve sa solution dans une technologie qui existe déjà, qu'elle soit donnée d'emblée à la firme, comme dans l'approche traditionnelle, ou que celle-ci ait à la découvrir progressivement, comme dans l'approche évolutionniste. Avec la conception de l'approche renouvelée, il appartient au contraire à la firme de créer son ensemble de choix technologiques, étant entendu qu'il n'existe pas *a priori*, dans le cadre de son activité de production.

2.1.2.1.1 La rationalité procédurale, impulsion de l'approche renouvelée

Cette première mise au point quant à la véritable fonction de la firme dans le système économique porte la réflexion sur le terrain de la rationalité dont elle fait preuve

⁴¹ Gaffard, *ibid.*, p. 445.

⁴² Gaffard, *ibid.*, p. 330.

⁴³ Gaffard, *ibid.*, p. 295.

⁴⁴ Gaffard, *ibid.*, p. 334.

⁴⁵ Cf. aussi Amendola et Gaffard, 1988, p. 12 ; Georgescu-Roegen, 1971, p. 275.

en la matière. Le glissement de sens de la « production – exploitation d’une technologie complètement maîtrisée et constituée », à la « production – création de technologie », induit en effet l’abandon de l’hypothèse de rationalité substantielle au profit de celle de rationalité procédurale⁴⁶. Cela consiste à déplacer l’objet de l’analyse du résultat de la décision de la firme pour lui-même⁴⁷, à la procédure cognitive qui a pour objectif cette prise de décision⁴⁸. Ainsi dans l’approche renouvelée, la production possède la dimension d’un processus, dans et par lequel la firme renouvelle continuellement son ensemble de choix technologiques. C’est le processus en lui-même qui importe, et évoquer son point d’aboutissement sous quelque forme que ce soit⁴⁹ n’a plus aucun fondement analytique.

2.1.2.1.2 Les ressources spécifiques de la firme

La firme conduit un processus de production en recherchant et en coordonnant des ressources spécifiques⁵⁰. Cette notion de spécificité des ressources est fondamentale dans l’approche renouvelée. Elle signifie que les ressources de la firme, matérielles mais aussi humaines, « n’existent que par leur participation à des processus de production particuliers dont elles sont la manière d’être »⁵¹, contrairement aux ressources génériques de l’approche traditionnelle que sont les facteurs de production. Des ressources spécifiques sont en cela difficilement transférables d’un processus de production à un autre. En fait, la nature de cette spécificité, et surtout son importance au regard de l’activité de création de technologies, dépendent du type de ressource considéré.

Dans le cas de ressources matérielles, la spécificité procède de la division du travail et de la spécialisation des tâches, qui consistent à résoudre les processus industriels complexes en les divisant en processus fonctionnels élémentaires simples, puis en coordonnant ces derniers. Une ressource matérielle – machine ou équipement – retire ainsi sa spécificité du fait qu’elle est conçue et mise en œuvre dans l’objectif d’accomplir l’une de ces tâches productives élémentaires. La spécificité est donc une caractéristique intrinsèque de la ressource matérielle, et elle est acquise aussitôt que cette dernière est

⁴⁶ Cf. Simon, *ibid.*

⁴⁷ Fabriquer telle quantité de tel bien en utilisant tel vecteur d’inputs avec telle technologie.

⁴⁸ *Comment* la firme parvient-elle à imaginer et à résoudre des nouveaux problèmes productifs ? ; cf. Arena & Longhi, *ibid.*, p. 5.

⁴⁹ Par exemple, la frontière d’efficacité technique qu’est la fonction de production de la firme traditionnelle.

⁵⁰ Cf. Amendola, 1984.

⁵¹ Gaffard, *ibid.*, p. 333.

introduite dans le processus productif. Plus important encore, il apparaît que le degré de spécificité d'une ressource matérielle mesure sa flexibilité de réponse à des perturbations ou à des changements exogènes, susceptibles de modifier sensiblement la tâche qu'elle doit effectuer⁵².

La spécificité des ressources humaines, plus fondamentale du point de vue de l'activité de création de technologies, s'analyse de manière moins classique. En effet, elle procède de l'apprentissage que ces ressources humaines réalisent dans le cours d'un processus de production particulier, grâce auquel elles enrichissent leurs compétences – c'est-à-dire améliorent leur capacité à imaginer, spécifier et résoudre les problèmes que pose la production. Ceci tient bien sûr à l'amélioration des qualifications individuelles que permet une meilleure familiarisation avec les problèmes rencontrés. Mais l'apprentissage favorise aussi le perfectionnement des règles et procédures par lesquelles est coordonné l'ensemble des ressources impliquées dans le processus de production, coordination sans laquelle ces ressources sont totalement improductives⁵³.

En ce qui concerne les ressources humaines, la spécificité n'est donc ni intrinsèque, ni acquise de façon immédiate dans le processus de production. Elle est au contraire constituée progressivement dans le temps. Mais surtout, cette analyse révèle que le degré de spécificité d'une ressource humaine mesure sa flexibilité d'initiative. En effet, ce n'est pas sa faculté d'adaptation à des changements exogènes de l'environnement qui est en jeu. C'est plutôt quand elle est capable d'intégrer cet environnement, de s'y intégrer, en un mot de l'endogénéiser, afin de faire apparaître et d'exécuter de nouvelles options productives, que la ressource humaine est spécifique.

2.1.2.1.3 Apprentissage et création de ressources

Au-delà de la simple recherche et coordination de ressources spécifiques grâce à laquelle la firme conduit sa production, elle améliore sa capacité à créer des technologies dans un processus de production donné, en créant des ressources humaines spécifiques à ce processus. L'apprentissage, qui enrichit les compétences des ressources humaines, constitue le moteur de cette création. Ces affirmations centrales dans l'approche

⁵² Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 359.

⁵³ Au sujet du rôle fondamental de la coordination des ressources productives, cf. par exemple Loasby, 1994a, p. 253 ; Gaffard, *ibid.*, p. 129.

renouvelée méritent qu'on s'y attarde. Car, tout en invoquant des concepts communs, elles signifient des idées complètement nouvelles.

En effet, l'apprentissage désigne traditionnellement « [...] a process by which repetition and experimentation enable tasks to be performed better and quicker »⁵⁴. Il améliore donc, dans le cadre d'un processus de division du travail et de spécialisation des tâches d'inspiration smithienne, l'efficacité productive des travailleurs et des équipes, en perfectionnant les qualifications des premiers, ainsi que les règles et procédures de coordination qui prévalent dans et entre les secondes. Sous l'hypothèse traditionnelle qu'il correspond à la découverte graduelle d'une technologie donnée de manière exogène et une fois pour toutes, l'apprentissage s'arrête quand les travailleurs ont atteint leur plus haut degré de spécialisation, et que les règles et procédures de coordination se sont automatisées sous la forme parfaitement efficace de routines⁵⁵. Pour l'approche évolutionniste, un tel ensemble de ressources spécialisées et de modèles d'interaction constitue une compétence⁵⁶.

Or l'approche renouvelée prend le contre-pied complet de cette analyse traditionnelle, sur la base de son hypothèse centrale qu'est la transformation continue et endogène des façons de produire et de consommer. Les effets de l'apprentissage identifiés ci-dessus sont alors caducs. Il convient d'insister plutôt sur le second volet de la définition de Dosi et Teece⁵⁷ : « Learning is a process by which repetition and experimentation enable [...] new production opportunities to be identified. » Dans le contexte considéré, l'apprentissage n'est nullement condamné à cesser à quelque instant que ce soit. Il perpétue au contraire « [...] l'enrichissement des compétences des ressources humaines [...] qui fait apparaître de nouvelles solutions à des problèmes productifs existants, voire à de nouveaux problèmes »⁵⁸. Ces compétences ne désignent donc plus un ensemble de ressources et de modèles d'interaction figés dans un état de parfaite efficacité productive, mais plutôt un ensemble de ressources, de règles et de procédures en constitution « [...] dont la principale vertu est une vertu créatrice, une vertu d'exploration d'un ensemble d'alternatives qui, autrement, ne pourraient pas être connues »⁵⁹.

⁵⁴ Dosi & Teece, 1998, p. 287.

⁵⁵ Cf. Nelson & Winter, *ibid.* ; Amendola & Gaffard, *ibid.*, p. 49 ; Teece et al., 1994, p. 15.

⁵⁶ Cf. par exemple Dosi et Teece, *ibid.*, p. 284.

⁵⁷ Cf. Dosi et Teece, *ibid.*, p. 287.

⁵⁸ Gaffard, *ibid.*, p. 112.

⁵⁹ Gaffard, *ibid.*, p. 331.

La différence fondamentale entre l'approche renouvelée et les approches traditionnelles tient donc à ce que la firme n'est plus réputée chercher à se doter d'une flexibilité de réponse⁶⁰, mais bien d'une flexibilité d'initiative⁶¹. Celle-ci correspond à l'état courant d'un processus de création de ressources spécifiques engagé par rapport à un environnement en devenir, et en regard duquel la spécialisation apparaît fortement contre-indiquée⁶². Il reste à comprendre ce qui, dans la firme, peut faire que l'apprentissage se capitalise soit sous la forme d'un accroissement de l'efficacité productive des ressources, soit sous celle d'une amélioration de leur capacité à faire exister de nouveaux problèmes et de nouvelles solutions productives.

2.1.2.2 Une reconsidération de la notion de technologie

La nouvelle conception du phénomène productif, dans l'approche de Amendola et Gaffard, débouche sur une profonde reconsidération de la notion de technologie, dans laquelle réside la réponse à la question de la forme sous laquelle se capitalisent les résultats de l'apprentissage dans la firme.

2.1.2.2.1 La dimension organisationnelle du phénomène technologique

De façon générique, la technologie désigne les artefacts qui rendent la production possible, à l'intérieur de la firme. Cette définition recouvre, dans les approches traditionnelles, les machines et les équipements, les brevets et les licences, qui matérialisent et codifient comment les facteurs de production sont combinés dans la firme pour fabriquer le produit. Sa transposition à l'approche renouvelée suggère que la technologie renvoie aux artefacts de la recherche, de la coordination, et de la création des ressources spécifiques, qui permettent à la firme de conduire ses processus productifs.

Est alors placé au centre de l'analyse ce qui tend à favoriser, ou au contraire à entraver, l'apprentissage, à l'intérieur de la firme. L'approche renouvelée refusant de la considérer comme parfaitement adaptée *a priori* aux changements de technique mis en œuvre à l'intérieur de la firme, c'est la dimension organisationnelle du phénomène

⁶⁰ Qui est l'aboutissement d'un processus de spécialisation engagé par rapport à une technologie donnée.

⁶¹ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 359.

⁶² Cf. par exemple Ménard, *ibid.*, p. 178 ; Aoki, 1995, p. 85.

technologique qui apparaît naturellement ici. Ceci nous est confirmé par Gaffard⁶³ : « Ce sur quoi l'on met l'accent, alors, ce sont les formes d'organisation industrielle (inter et intra-firmes) en tant qu'elles représentent des règles ou procédures de connaissance (et de création) différentes. » Foray⁶⁴ discerne le même lien entre organisation et qualité des ressources spécifiques : « L'organisation est le processus par lequel une ressource change de nature, acquiert des qualités supplémentaires ».

2.1.2.2.2 La firme A et la firme J d'Aoki

Ce sont les travaux d'Aoki⁶⁵ qui font référence en matière de lien entre organisation et apprentissage. Ils s'intéressent à deux formes d'organisation interne de la firme : la J (japonaise) et la A (américaine). Leurs différences vont bien au-delà de leur simple origine géographique, puisque Aoki démontre que les firmes A et J sont diamétralement opposées du point de vue de trois attributs organisationnels essentiels : le mode de gestion des ressources humaines, le mode de circulation de l'information, et la procédure décisionnelle. Or, ces différences ont des répercussions importantes du point de vue de l'apprentissage dont chacune est capable.

2.1.2.2.2.1 Des organisations internes diamétralement opposées

Tout d'abord, en ce qui concerne la gestion des ressources humaines, la firme A et la firme J diffèrent. La première spécifie étroitement la tâche qui est confiée à chaque travailleur, alors que la seconde ne le fait que dans les grandes lignes⁶⁶. Ainsi dans la firme A, une unité fonctionnelle regroupe plusieurs travailleurs spécialisés : chacun est chargé d'une tâche particulière bien définie, mais aucun n'est capable d'exécuter une tâche assignée à un autre. Au contraire, dans la firme J, les différents travailleurs d'une même unité opérationnelle tournent sur les différents postes. Ils se familiarisent ainsi avec les différentes tâches à exécuter, sans cependant qu'aucun ne soit spécialisé sur l'une quelconque d'entre elles.

Ces différences en matière de gestion des ressources humaines vont de pair avec les procédures décisionnelles exhibées par chacune des deux firmes, ainsi qu'avec leurs

⁶³ Gaffard, *ibid.*, p. 331.

⁶⁴ Foray, 1991, p. 787 ; cf. aussi Ménard, 1995, p. 183 ; Cohendet & Llerena, 1999b ; Lantner, 1989.

⁶⁵ Aoki, 1986, 1990.

structures d'informations. Dans la firme A, un problème posé à l'unité ne peut être appréhendé dans sa globalité que par le supérieur hiérarchique. En effet, aucun travailleur n'est compétent pour spécifier complètement un tel problème dans l'objectif d'en référer à son supérieur⁶⁷, et encore moins pour le résoudre seul. Le supérieur cerne donc le problème, divise le travail en différentes tâches spécialisées, puis les fait exécuter par les travailleurs compétents. Enfin, chaque travailleur restitue sa part de solution au supérieur pour synthèse. La firme A favorise donc une circulation verticale de l'information, et révèle une procédure décisionnelle d'essence individuelle et hiérarchiquement centralisée.

Dans la firme J au contraire, chaque travailleur possède la compétence globale⁶⁸ pour appréhender un problème posé à l'unité. En revanche, son manque de spécialisation l'empêche d'élaborer seul une solution. Il peut cependant soumettre le problème à ses collègues d'unité, afin d'engager avec eux l'élaboration collective d'une solution⁶⁹. Dans la firme J, l'information circule donc principalement selon la dimension horizontale⁷⁰. Les travailleurs possèdent un pouvoir discrétionnaire plus fort, qui correspond à une procédure décisionnelle davantage décentralisée. Celle-ci présente en outre la caractéristique d'être d'essence coopérative⁷¹. Ces différences entre la firme A et la firme J, dans la configuration standard d'une unité, peuvent ainsi être représentées par le schéma suivant :

⁶⁶ Cf. aussi Ménard, *ibid.*, p. 183.

⁶⁷ Sans compter qu'il peut ne pas y être incité.

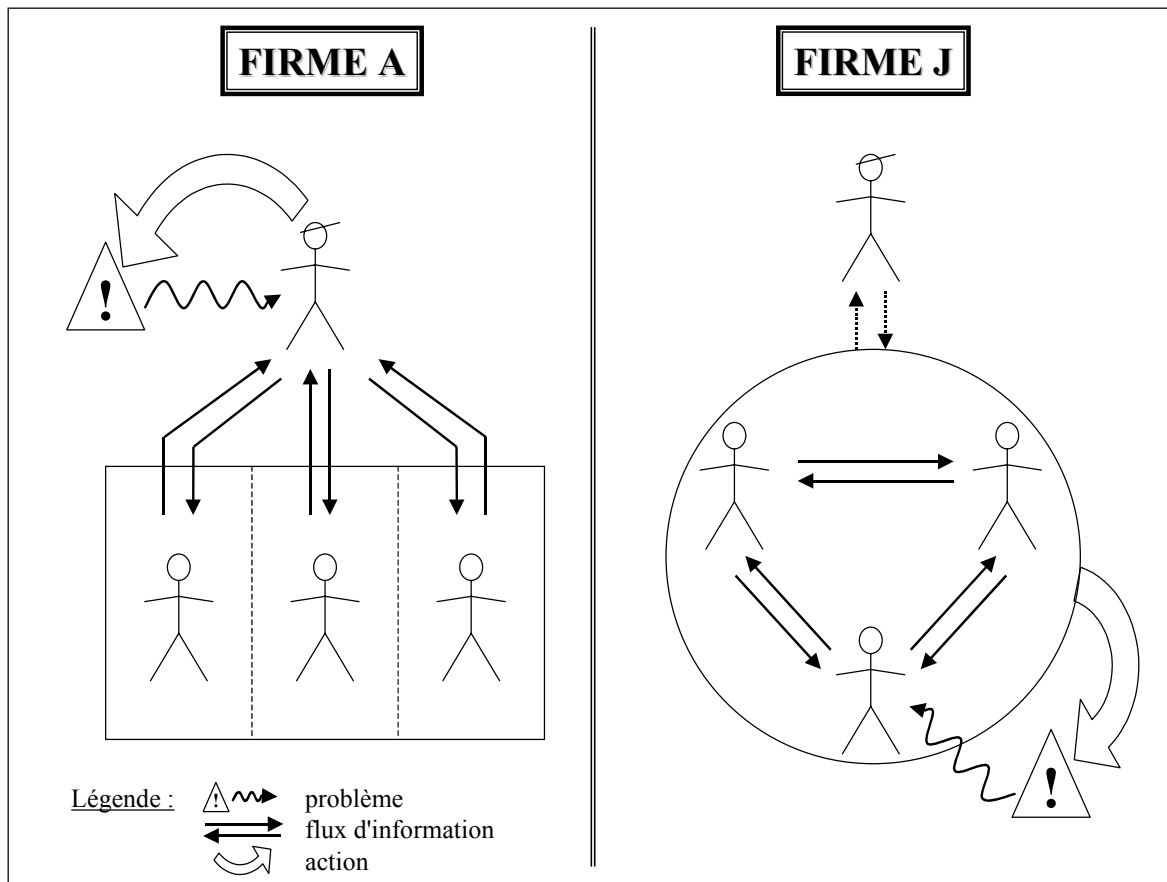
⁶⁸ Le terme est emprunté à Gaffard, *ibid.*, p. 345.

⁶⁹ Cf. par exemple Bouvier-Patron, 1994a, p. 129.

⁷⁰ de Mesnard (*ibid.*, p. 567) note que la circulation de l'information dans l'organisation peut être plus complexe que ce que décrivent le mode vertical et le mode horizontal.

⁷¹ Cf. Aoki, 1995, p. 85 ; Watanabe, 1992.

Graphique N°2 : FONCTIONNEMENTS RESPECTIFS D'UNE UNITE DE FIRME A ET D'UNE UNITE DE FIRME J



Ces deux formes génériques d'organisation interne révèlent des capacités d'apprentissage très différentes. Ceci peut être illustré en analysant leurs efficacités de fonctionnement respectives dans deux contextes opposés : un environnement structurellement stable d'une part, et un environnement incertain d'autre part⁷².

2.1.2.2.2 Leur fonctionnement en environnement structurellement stable

Dans un environnement structurellement stable, tous les problèmes possibles ont déjà été imaginés, spécifiés et résolus, de sorte que la capacité d'apprentissage de l'organisation ne lui est d'aucune utilité. Au contraire, ce qui importe alors est que l'organisation soit capable de reproduire de manière routinière ces solutions déjà existantes. Celle de la firme A, en pyramide hiérarchique d'unités fonctionnelles

⁷² Cf. Itoh (1987) pour une formalisation, et Bouvier-Patron (ibid., p. 124) pour un exposé succinct.

spécialisées, est précisément conçue dans cet objectif⁷³. En effet, la spécialisation des tâches et des fonctions, et leur spécification détaillée, permettent à l'organisation de conserver une mémoire analytique, précise et juste, de solutions avérées à des problèmes connus. L'organisation s'apparente alors à une mécanique complexe, et sa flexibilité de réponse n'est complètement mobilisée qu'au prix d'une coordination étroite des différentes tâches et fonctions. C'est le rôle du contrôle hiérarchique. Enfin, seul le management, qui n'est pas confiné par quelque spécialisation dans une vision nécessairement parcellaire des choses, peut appréhender dans leur globalité les problèmes posés à l'organisation. C'est alors l'aptitude à faire circuler verticalement l'information qui permet que le problème soit transmis efficacement du management vers la base, et que sa solution soit ensuite restituée pour synthèse.

En revanche, l'organisation interne de la firme J, peu spécialisée, ne lui permet pas de conserver une mémoire exacte des solutions apportées par le passé à des problèmes déjà rencontrés. Recomposer la solution à un problème donné consomme donc davantage de temps et de ressources, ceux de l'apprentissage, que dans une firme de type A, indépendamment de toute question de coordination ou de transmission de l'information. En outre, la coordination décentralisée empêche que cette consommation de ressource soit circonscrite à l'unité où le problème s'est manifesté. En effet, associée à la circulation horizontale de l'information, elle tend à activer toute la base de l'organisation dans le processus de re-formulation de la solution. Des tâches risquent alors d'être dupliquées, et donc des ressources gaspillées, pour retrouver une solution à un problème déjà résolu par le passé.

La forte spécialisation des ressources humaines, la coordination hiérarchique, et l'interfaçage vertical de la firme A, révèlent donc une bien meilleure efficacité de son organisation interne pour la prise de décision en environnement stable.

2.1.2.2.3 Leur fonctionnement en environnement incertain

Quand l'environnement est incertain, la firme ne sait pas *a priori* résoudre les problèmes qui se posent à elle. Elle voit alors son efficacité dépendre de manière cruciale de la capacité d'apprentissage révélée par son organisation. Celle de la firme J, en aplat

⁷³ Cf. par exemple Cohendet & Llerena, 1999a, p. 73.

d'unités opérationnelles généralistes et autonomes, est conçue dans cet objectif⁷⁴. En effet, la compétence globale des travailleurs permet qu'un problème nouveau soit rapidement appréhendé dans son entièreté, quel que soit l'endroit où il se manifeste dans l'organisation. Mais, en raison du faible degré de spécialisation et de l'existence inhérente d'aléas, un apprentissage local et isolé risque de consommer beaucoup de temps et de ressources pour élaborer une solution⁷⁵. Cette organisation, qui s'apparente à un organisme simple, ne peut mobiliser sa flexibilité d'initiative qu'au prix d'une coordination très souple de l'ensemble de sa base. Tout d'abord, La circulation horizontale de l'information permet à l'unité où s'est produit le problème d'en référer rapidement à ses consœurs. Ensuite, la procédure décisionnelle décentralisée engage chacune dans un processus d'apprentissage autonome. Enfin, la proximité et l'imbrication étroite des différentes unités, réalisée par l'entretien d'un flux intense d'information horizontale⁷⁶, sans intervention de la hiérarchie⁷⁷, permet d'enclencher des rendements croissants dans la production de savoir technologique. L'organisation progresse ainsi rapidement et sans aléa vers une solution au problème posé.

Au contraire, l'organisation interne fortement spécialisée de la firme A ne lui permet pas d'appréhender dans sa globalité le nouveau problème, à l'endroit où il se manifeste dans l'organisation. Comme aucun niveau hiérarchique inférieur n'est compétent, eu égard à la nouveauté du problème, l'information suit une voie ascendante pour finir au management, quand bien même son importance ne le justifierait pas. Cette transmission d'information prend du temps, puisqu'elle exige de franchir tous les niveaux hiérarchiques. En outre, l'information est déformée, en raison de l'incapacité de chacun à spécifier complètement le problème. Au final, le management peut juger que le problème ne vaut pas la peine d'être résolu, mais cette décision peut être erronée. Dans le cas contraire, il conçoit une solution nécessairement inadaptée, car elle répond à un problème qui n'est pas précisément celui qui s'est manifesté – et qui ne valait peut-être pas la peine d'être résolu.

La faible spécialisation des ressources humaines, la décentralisation des processus de décision, et l'interfaçage horizontal de la firme J, révèlent donc une bien meilleure

⁷⁴ Cf. Cohendet & Llerena, *ibid.*, p. 74.

⁷⁵ Voire de ne pas y parvenir du tout.

⁷⁶ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 350.

⁷⁷ Cf. Aoki, *ibid.*, p. 85.

efficacité de son organisation interne pour la prise de décision en environnement instable. Autrement dit, elle est plus apte à la création de ressources humaines spécifiques, qui fait sa capacité à créer des technologies.

2.1.2.2.3 La technologie endogénéisée

Sans prétendre à l'exhaustivité, l'analyse comparée des deux formes génériques d'organisation interne des firmes met en lumière l'existence d'un lien organique fort entre la technologie et l'organisation. Elle révèle aussi qu'avec l'approche renouvelée, la technologie est complètement endogénéisée. Elle n'apparaît donc plus comme un phénomène qui existe indépendamment de l'organisation, qui lui préexiste, ou qui lui est complètement exogène. Simultanément, l'organisation n'est plus rejetée hors du champ de l'analyse. Elle n'est plus tacitement supposée *a priori* efficace à l'insertion de nouvelles technologies en son sein. Dans l'approche renouvelée, technologie et organisation coexistent dans une relation très intime, puisqu'en clair, la technologie y participe d'une fonction incorporée dans l'organisation⁷⁸.

2.1.2.3 Une reconsidération du phénomène d'innovation

Enfin, l'approche renouvelée du phénomène technologique reconsidère profondément la nature de l'innovation, même si la logique qui la commande demeure.

2.1.2.3.1 Le problème de la disponibilité des ressources spécifiques

Dans l'approche renouvelée, la firme reste confrontée au problème de disponibilité des ressources. Celles-ci ne sont cependant plus des ressources génériques, disponibles en quantité fixe dans l'économie, que la firme se procure sur des marchés externes. Ce sont des ressources humaines spécifiques, qu'il appartient à la firme de créer, puis de rechercher et de coordonner. Toutes ces activités ne peuvent être mises en œuvre que sur un marché du travail interne à la firme⁷⁹. Ce problème de disponibilité ne se traduit donc pas dans un renchérissement du prix des ressources aux qualifications fortement demandées et insuffisamment offertes, qui entraînerait une augmentation du coût de production. Il révèle

⁷⁸ Cette terminologie est empruntée à Guilhon, *ibid.*, p. 50.

⁷⁹ Cf. Favereau, 1989, p. 298 ; Doeringer & Piore, 1971.

plutôt une piètre qualité (spécificité) des ressources humaines mobilisées dans le processus de production considéré⁸⁰, qui peut d'ailleurs résulter d'un prix trop faible pour ces ressources⁸¹.

C'est toujours l'inefficacité de la technologie de la firme que ce problème de disponibilité stigmatise, mais celle-ci est ici la cause directe de cette inefficacité, davantage que sa conséquence indirecte. En effet, l'indisponibilité des ressources humaines spécifiques dans un processus de production donné peut avoir deux origines. Soit les règles et les procédures grâce auxquelles elles sont recherchées et coordonnées sont inefficaces. Soit celles qui engendrent la création de ces ressources à travers le phénomène d'apprentissage sont inefficaces⁸².

2.1.2.3.2 L'innovation organisationnelle

Dans l'approche renouvelée comme dans les approches traditionnelles, l'innovation constitue la réponse de la firme au problème de disponibilité des ressources. Elle renvoie à présent à des changements d'organisation, qui visent à améliorer la création et la disponibilité de ressources humaines spécifiques dans les différents processus de production⁸³. Ainsi, « hors de l'équilibre, la question n'est pas de choisir une configuration [organisationnelle] *a priori* optimale, mais d'effectuer les ajustements successifs qui étape après étape laissent la firme viable »⁸⁴. L'innovation est donc assimilable à un processus de production d'ordre supérieur, par lequel l'organisation de la firme est en construction permanente, dans l'objectif d'élargir la gamme des problèmes que posent la recherche, la coordination et la création de ressources spécifiques, ainsi que celle de leurs solutions⁸⁵. Il s'agit pour la firme d'apprendre à apprendre⁸⁶. Enfin, avec cet ultime maillon de l'approche renouvelée, l'objectif d'endogénéisation des phénomènes de technologie et d'organisation qu'elle poursuit est parachevé.

⁸⁰ C'est-à-dire leur incapacité à y faire exister de nouvelles options productives.

⁸¹ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 333.

⁸² Ces règles et ces procédures sont d'essence organisationnelle, et constituent la technologie de la firme.

⁸³ Cf. Ménard, *ibid.*, p. 180 ; Cohendet et al., 1999, p. 230 ; Guilhon, *ibid.*, p. 95.

⁸⁴ Gaffard, 1995a, p. 314 ; cf. aussi Guilhon, *ibid.*, p. 99.

⁸⁵ Cf. Christensen, 1996, p. 114.

⁸⁶ Cf. Stiglitz, 1987.

2.1.2.4 Approches traditionnelles et approche renouvelée : une synthèse

Au terme de ce parallèle tout en contrastes entre les approches traditionnelles et l'approche renouvelée du phénomène technologique, il nous paraît souhaitable d'en proposer une synthèse sous la forme d'un tableau :

Tableau N°1 : COMPARAISON DES APPROCHES TRADITIONNELLES ET DE L'APPROCHE RENOUVELEE DU PHENOMENE TECHNOLOGIQUE

	APPROCHES TRADITIONNELLES	APPROCHE RENOUVELEE
RATIONALITÉ	Substantielle	Procédurale
PRODUIRE	Fabriquer un bien	Poser et résoudre des nouveaux problèmes (création de technologies)
COMMENT ?	Combinaison de ressources génériques	Création, recherche et coordination de ressources spécifiques
RESSOURCES	Dotations fixes à allouer	A créer
MÉCANISME	Marchés externes	Apprentissage (marchés internes)
PRIX	Indicateur de la rareté des ressources	Révéléateur de la qualité (spécificité) des ressources
TECHNOLOGIE	Machines, équipements, brevets, licences	Règles et procédures (organisation)
EFFICIENCE	Parfaite	En devenir
PROBLÈME	Disponibilité des ressources génériques	Disponibilité des ressources spécifiques
INNOVATION	Choix de la technologie la plus économe en ressources rares	Construction d'une organisation capable de créer, rechercher, coordonner les ressources spécifiques

La présentation des concepts profondément remaniés de production, de technologie, et d'innovation, ainsi que de leur articulation, dans l'approche renouvelée du phénomène technologique, est à présent achevée. Elle pose les fondements de l'approche dynamique de l'organisation industrielle recherchée, et elle permet de répondre, dans un premier temps, à la question de la nature de la firme créatrice de technologies.

2.1.3 La firme : un ensemble de compétences

Conformément à la thèse de Schumpeter, la firme occupe seule jusqu'à présent le centre de l'analyse, en tant qu'agent de la création de ressources et de technologies. La fonction fondamentale de la firme qu'est l'innovation conduit alors à élucider sa nature. Il est en effet naturel de considérer que ce dont la firme est constituée est ce qui lui permet de créer des nouvelles technologies.

Il s'agit donc en premier lieu de ses ressources humaines spécifiques. Celles-ci ne sont cependant pas données à la firme, mais au contraire créées par elle. Elles nécessitent aussi d'être recherchées et coordonnées pour pouvoir être productives. Les artefacts de cette création, de cette recherche, et de cette coordination de ressources spécifiques, sont donc eux aussi constitutifs de la firme. Ce sont cette fois-ci les règles et les procédures dont est formée l'organisation particulière d'une firme auxquelles il est fait référence. Elles font son pouvoir de création de ressources humaines spécifiques, ainsi que l'efficacité de leur utilisation. Elles distinguent aussi fondamentalement la firme du marché, du point de vue de sa nature.

La firme est donc composée de règles et de procédures d'une part, et de ressources spécifiques d'autre part. En fait, ces deux composantes fondamentales de la firme s'engendrent l'une l'autre dans un processus continu et auto-entretenu. Cette dualité peut être résolue en recourant au concept unique de compétences⁸⁷. Définies comme l'ensemble des ressources, des règles et des procédures que possède la firme, les compétences regroupent bien tout ce sur quoi repose sa capacité à imaginer et exécuter de nouvelles options productives⁸⁸, à un moment donné. Ainsi, dans l'approche dynamique de l'organisation industrielle, la firme est assimilée à un ensemble de compétences⁸⁹.

La nature de la firme élucidée, il importe d'aborder la question de ses frontières, à l'issue de laquelle nous disposerons d'une véritable théorie dynamique de la firme.

⁸⁷ Cf. par exemple Guilhon, *ibid.*, p. 109 ; Cohendet et al., *ibid.*, p. 228 ; Eriksen & Mikkelsen, 1996, p. 55 ; Christensen, *ibid.*, p. 114.

⁸⁸ Certaines définitions incluent en sus les actifs complémentaires de la firme (cf. Dosi & Teece, *ibid.*, p. 284) ; d'autres incluent aussi les capacités de la firme (Guilhon, *ibid.*, p. 106).

⁸⁹ Cf. Foss & Knudsen, 1996.

2.2 LES FRONTIERES DE LA FIRME CREATRICE DE TECHNOLOGIES

La firme créatrice de technologies procède d'un ensemble de compétences, qu'elle enrichit et transforme sans cesse dans l'objectif d'accompagner les transformations de son environnement. Le problème qui est posé n'est donc pas tant celui de la détermination du tracé de ses frontières, que celui de la considération du mode de déplacement de cette frontière⁹⁰, dans lequel réside l'essence même de la création de technologies. Afin de répondre à la question des frontières de la firme, il semble donc nécessaire de commencer par s'intéresser de plus près aux caractéristiques du processus de création de technologies. Il s'agit plus précisément de mettre à jour les contraintes que la firme rencontre dans la conduite de ce processus, étant entendu que le problème qui lui est posé est d'en assurer la viabilité⁹¹.

2.2.1 Le processus de création de technologies

Les développements qui précèdent révèlent que la firme conduit ses activités de production dans un environnement perpétuellement changeant, et que c'est à travers l'organisation qu'elle adopte qu'elle gère sa relation à cet environnement.

Typiquement (mais pas exclusivement), deux modèles polaires aux vertus opposées s'offrent à elle. La firme peut tout d'abord adopter une organisation interne de type A, qui consiste à spécialiser ses ressources humaines, à adopter un processus de décision hiérarchique et d'essence individuelle, et à favoriser la circulation de l'information selon la dimension verticale. Elle progresse alors, par l'apprentissage que réalisent ses ressources humaines dans les différents processus de production, vers la maîtrise parfaite d'une technologie⁹². En revanche, elle n'est pas capable d'accompagner les changements de son environnement.

La firme peut plutôt adopter une organisation interne de type J, selon laquelle ses ressources humaines sont peu spécialisées, les processus de décision sont décentralisés et d'essence collective, et la circulation de l'information se fait selon la dimension

⁹⁰ Cf. Gaffard, 1990b, p. 359.

⁹¹ Cf. Gaffard, 1995a, p. 314.

horizontale. La firme développe alors une capacité de création de technologies, grâce à l'apprentissage que réalisent ses ressources humaines dans les différents processus de production, qui lui permet d'endogénéiser les changements de son environnement. Mais à la différence de l'organisation de type A, la firme ne sera alors jamais technologiquement efficace, car elle est toujours en train de réinventer ses produits et ses procédés de production.

C'est bien évidemment la configuration organisationnelle de la firme du type J qui est ici au centre de l'analyse, car celle de type A n'est pas viable à long terme dans le contexte considéré. Mais en maintenant en toile de fond une référence constante à l'opposition essentielle qu'elles concrétisent, on alimente une dialectique qui éclaire l'analyse qu'il faut maintenant conduire : celle des contraintes qui pèsent sur la firme quand elle choisit une organisation de type J, s'engageant ainsi dans une activité ininterrompue de création de technologies.

La création de technologies est avant tout une activité de production de savoir. Ce sont les spécificités même de ce bien d'une nature particulière qui imposent tout d'abord leurs contraintes à la firme créatrice de technologies – les contraintes d'ordre cognitif.

2.2.1.1 Les contraintes d'ordre cognitif

Pour l'approche renouvelée, le savoir technologique n'est pas codifiable *in extenso*. Il n'est ainsi pas réductible à une simple information. Il comporte au contraire une dimension tacite importante⁹³, transcrite dans des savoir-faire individuels, mais surtout dans des règles et procédures collectives, que seul l'apprentissage est capable de créer / transmettre⁹⁴. L'impossibilité pour la firme d'adopter une technologie maîtrisée parfaitement *ex abrupto* en est une conséquence majeure, et l'hétérogénéité technologique entre firmes son corollaire. Mais, c'est précisément cette production de savoir technologique, permise par l'apprentissage, qui est au cœur des préoccupations de l'approche renouvelée. Cette dernière dépasse donc d'emblée les problèmes qui procèdent des contraintes liées au caractère non explicite du savoir. Elle appelle en revanche, pour cette même raison, une analyse des contraintes cognitives propres au mode de production

⁹² Autrement dit, vers une frontière d'efficacité des combinaisons productives.

⁹³ Cf. Polanyi, *ibid.* ; Dosi, 1988, p. 1131.

⁹⁴ Il n'en reste pas moins clair qu'une partie du savoir engendré par apprentissage peut être codifiée.

du savoir, qu'est l'apprentissage que conduisent les ressources humaines de la firme dans un processus de production donné.

2.2.1.1.1 De la trajectoire au couloir technologique

L'apprentissage est réputé produire ses effets de manière locale d'une part, et cumulative d'autre part. La caractéristique de localité signifie qu'en apprenant, les ressources humaines produisent un savoir qui ne peut pas être disjoint de celui qu'elles possèdent déjà, tel qu'il est encapsulé dans les compétences de la firme⁹⁵. La caractéristique de cumulativité rajoute à celle de localité que le savoir engendré par apprentissage capitalise sur les compétences déjà détenues par la firme, en plus de se situer à proximité d'elles.

Mais cette analyse est classiquement conduite dans le cadre évolutionniste de l'apprentissage, par la firme, d'une technologie qui existe déjà à l'état latent dans le paradigme. L'apprentissage est alors basé sur la division du travail et la spécialisation des tâches, ce qui évoque une organisation interne du type A, sans toutefois qu'il n'en soit généralement fait mention. Elle débouche sur le concept de trajectoire technologique, qui véhicule l'idée que la technologie de la firme à la date $t+1$ se situe au voisinage immédiat de sa technologie à la date t , et qu'en même temps la firme épuise progressivement les opportunités technologiques latentes dans le cadre du paradigme.

Cette analyse demande à être ajustée avec l'organisation interne de type J d'une firme créatrice de technologies, telle qu'elle est envisagée par l'approche renouvelée, dont l'objectif est de mobiliser l'apprentissage pour une fonction antithétique : la création de technologies. Ainsi, le premier objectif visé par le faible degré de spécialisation de la firme J est d'alléger le caractère local du savoir produit par apprentissage. La firme se départit ainsi des œillères de la spécialisation. Elle n'est plus rivée sur sa trajectoire technologique, mais elle est au contraire capable d'imaginer et d'exécuter de nouveaux problèmes et de nouvelles solutions productives⁹⁶. Le savoir associé à ces nouvelles options technologiques, sans être situé au voisinage immédiat du savoir existant, doit néanmoins se situer à proximité de lui. L'inverse consisterait en effet à nier la cohérence technologique

⁹⁵ Cf. par exemple Dosi, *ibid.*, p. 1131 ; Metcalfe & De Liso, 1998, p. 14.

⁹⁶ Cf. par exemple Metcalfe, 1995, p. 1565 ; Loasby, *ibid.*, p. 257 ; Loasby, 1994b.

de la firme⁹⁷.

On note en outre qu'en faisant le choix d'adopter une organisation peu spécialisée, la firme créatrice de technologies accepte sa contrepartie : progresser moins vite et moins efficacement dans la maîtrise d'une technologie donnée⁹⁸. Par ailleurs, la caractéristique de cumulativité ne peut plus signifier l'épuisement d'un potentiel technologique donné de manière exogène, dans la mesure où la firme change de « trajectoire technologique » chaque fois qu'elle met en œuvre une nouvelle option productive. Elle conserve cependant un sens dans l'approche renouvelée : celui d'une capacité croissante des ressources humaines de la firme à créer des nouvelles technologies, au fur et à mesure de leur apprentissage dans un processus de production donné⁹⁹.

Au final, chez la firme créatrice de technologies, les contraintes cognitives propres à la production de savoir par apprentissage apparaissent comme l'image en négatif de celles de la firme spécialisée. Il est possible de résumer cette différence en disant que, si la firme spécialisée progresse par apprentissage le long d'une trajectoire technologique, la firme créatrice de technologie évolue, toujours grâce à son apprentissage, dans un couloir technologique. Cette notion¹⁰⁰ paraît être en phase avec l'affirmation de Gaffard¹⁰¹, selon laquelle chez la firme créatrice de technologies, « [...] à chaque moment, la gamme des processus de production éligibles (qu'il est possible de mettre en œuvre) dépend de la gamme des compétences disponibles et, donc, de la manière dont l'apprentissage a conduit à cette configuration particulière des compétences. »

2.2.1.1.2 Des solutions de nature organisationnelle, intra et inter-firmes

Les solutions mises à la disposition de la firme, pour surmonter les contraintes cognitives qui apparaissent dans son activité de création de technologies, sont de nature organisationnelle. Les liens qui existent entre l'organisation interne de la firme et l'efficacité de son apprentissage ont été étudiés précédemment¹⁰². Il apparaîtra plus loin¹⁰³

⁹⁷ Dosi, Teece et Winter (1990) proposent de théoriser cette cohérence.

⁹⁸ « [...] which requires the sacrifice of economies of operational specialization » (Aoki, 1995, p. 85).

⁹⁹ Ce sens est déjà capté par le concept de spécificité croissante de ces ressources.

¹⁰⁰ Nous n'avons trouvé aucune trace de ce concept de couloir technologique dans la littérature ; ce néologisme semble pourtant bien capter la différence qui existe avec la trajectoire technologique de la firme spécialisée.

¹⁰¹ Gaffard, 1990b, p. 138.

¹⁰² Cf. *supra* 2.1.2.2.

¹⁰³ Cf. *infra* 2.3.

que certains modes d'organisation inter-firmes peuvent, eux aussi, aider la firme créatrice de technologies à gérer plus efficacement ses contraintes en matière de production de savoir technologique.

La firme fait face dans la conduite de son activité de création de technologies à des contraintes de ressources financières, qui s'ajoutent à celles d'ordre cognitif.

2.2.1.2 Les contraintes d'ordre financier

Le phénomène qui est au cœur des contraintes d'ordre financier est celui des coûts irrécouvrables. Ceux-ci procèdent des spécificités du financement de la production en régime irrégulier, c'est-à-dire quand les produits et les procédés de fabrication sont continuellement transformés.

2.2.1.2.1 Le financement de la production en régime irrégulier

L'approche traditionnelle de la production, qui s'intéresse au régime permanent, ne se pose pas la question de son financement, puisque les recettes sont supposées contemporaines des coûts qui les ont rendues possibles. Ainsi, le financement de la production est implicitement assuré par les recettes qui lui sont analytiquement imputables¹⁰⁴.

Mais quand la firme est engagée dans un processus de création de technologies, cet artifice n'est plus soutenable, car la production procède alors d'un phénomène diachronique. En effet, quand une nouvelle option productive est imaginée et mise en œuvre, une phase coûteuse de construction de la capacité productive¹⁰⁵ précède nécessairement celle d'utilisation de cette capacité, génératrice de recettes¹⁰⁶. Autrement dit, des coûts sont encourus qui n'ont pas de contrepartie immédiate en termes de recettes. C'est ce décalage temporel des profils de coûts et de recettes, naturel pour tout processus de production conduit dans un contexte de création de technologies, qui constitue la source même de plusieurs types de contraintes immanentes à cette activité.

¹⁰⁴ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 123.

¹⁰⁵ Qui inclue les ressources matérielles et humaines requises.

¹⁰⁶ Cette distinction, entre les phases de construction et d'utilisation d'une capacité productive, est due à Hicks (1970, 1973).

2.2.1.2.2 La contrainte inter-temporelle de financement

L'activité de création de technologies est invariablement confrontée à une contrainte inter-temporelle de financement. En effet, les coûts de construction d'une capacité productive ne peuvent pas être couverts par les recettes que génère son utilisation, puisque ces dernières ne viendront que plus tard dans le temps. Le processus de production courant est alors financé, dans sa phase initiale de construction, par les recettes engendrées dans les processus de production passés¹⁰⁷. Ceci suffit pour entraîner un profil irrégulier de la quasi-rente entrepreneuriale¹⁰⁸, qui peut en soi fragiliser l'équilibre financier de la firme¹⁰⁹.

Cet équilibre est davantage compromis si le caractère irrécouvrable des coûts encourus pour construire la nouvelle capacité productive se manifeste *ex post*. En raison de l'incertitude intrinsèque du phénomène d'innovation, il se peut en effet que le nouveau processus de production doive être abandonné prématurément. Or les coûts associés sont très généralement irrécouvrables, c'est-à-dire qu'ils ne sont pas parfaitement fongibles par le recours au marché, principalement en raison du savoir tacite qu'ils ont permis de constituer. L'abandon du processus de production entraîne alors une perte sèche en capital (les coûts échoués, c'est-à-dire ceux avérés irrécouvrables *ex post*), qui peut grever significativement la quasi-rente entrepreneuriale¹¹⁰.

L'effet néfaste immédiat de cette contrainte inter-temporelle de financement est qu'elle pèse sur le taux de natalité des processus de production¹¹¹, c'est-à-dire sur l'intensité de l'activité de création de technologies elle-même. Une première solution naturelle consiste à recourir à un financement externe contracté auprès du système financier¹¹². Mais elle ne peut pas dissiper la nécessité de rechercher d'autres modes de financement efficaces, de nature intra ou inter-firmes. L'efficacité se mesure ici à l'aune de la viabilité procurée au processus de création de technologies conduit par la firme. Elle

¹⁰⁷ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 137.

¹⁰⁸ Celle-ci est définie comme la différence, à un moment donné, entre les recettes et les coûts de la firme ; cf. Gaffard, *ibid.*, p. 147.

¹⁰⁹ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 391.

¹¹⁰ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 144 ; Gaffard, 1990a, p. 234.

¹¹¹ Autrement dit, sur le nombre de nouveaux processus amorcés par unité de temps.

¹¹² La question du financement de la création de technologies auprès du système financier est importante, mais la traiter dans le cadre de ce travail nous emmènerait trop loin ; cf. Allegret et Dulbecco (1998) pour une contribution récente.

s'exprime en termes de régularité de sa quasi-rente entrepreneuriale¹¹³, et ses moyens résident dans des formes particulières d'organisation intra et inter-firmes¹¹⁴.

Nous avançons cependant que ces coûts irrécouvrables ne se bornent pas à tendre la contrainte inter-temporelle de financement de la création de technologies. En tant qu'investissements irréversibles, ils paraissent aussi susceptibles d'entraver la capacité de la firme à créer des technologies.

2.2.1.2.3 Coûts irrécouvrables et irréversibilité du processus de création de technologies

La nature diachronique des processus de production, en régime irrégulier, est la raison pour laquelle les coûts qui leur sont associés, et en particulier ceux afférant aux ressources humaines¹¹⁵, possèdent un caractère d'investissement. Les recettes qu'ils permettent d'engendrer ne sont pas contemporaines des coûts en question. Elles leur sont au contraire postérieures, et elles ne sont pas ponctuelles mais étalées dans le temps. En outre, ces recettes étant intrinsèquement incertaines¹¹⁶, les coûts de construction d'une nouvelle capacité productive sont nécessairement perçus, *ex ante*, comme partiellement irrécouvrables. Il n'est en effet pas possible d'attribuer une probabilité nulle à l'événement selon lequel ils pourraient conduire à une perte sèche de capital. Ceci confère bien aux investissements qu'ils constituent un caractère invariablement irréversible¹¹⁷.

Il convient cependant de commencer par étudier les manifestations *ex post* de cette irréversibilité. La configuration standard est celle dans laquelle la firme décide d'arrêter un nouveau processus de production en cours de route¹¹⁸. Comme les recettes sont postérieures aux coûts, la firme qui agit ainsi ne bénéficie pas des premières tout en subissant les seconds. Ces derniers ne peuvent pas être liquidés, et la firme les transforme alors automatiquement en coûts échoués¹¹⁹. L'irréversibilité des investissements de création de technologies, considérée *ex post*, signifie donc que la firme ne peut pas faire marche arrière dans son processus de création de technologies sans en compromettre la

¹¹³ Cf. Gaffard, 1990b, p. 393.

¹¹⁴ Cf. Gaffard, 1990a.

¹¹⁵ Cf. Gaffard, 1990b, p. 138.

¹¹⁶ « [...] le jeu final du marché n'est pas connu » (Gaffard, 1995a, p. 309).

¹¹⁷ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 310.

¹¹⁸ Par exemple, si elle veut faire « marche arrière » dans son processus de création de technologies.

¹¹⁹ « [...] les coûts engagés ne seront jamais récupérés » (Gaffard, 1990b, p.144).

viabilité.

Plus encore, comme l'abandon d'un nouveau processus de production transforme les investissements qui y ont été consacrés en coûts échoués, la firme risque d'adopter une attitude de « fuite en avant », dans le cas où la nouvelle technologie s'avère peu performante. Dans l'incertitude, elle entretient en effet le processus moribond tant qu'elle conserve quelque espoir de succès lui permettant de ne pas provisionner ces coûts irrécouvrables, ce qui est vraisemblablement plus qu'il ne faut¹²⁰. Il s'agit là d'une conséquence perverse de l'incitation à poursuivre une action, que constitue l'irréversibilité des engagements qui y sont pris. Si cette fuite se prolonge sans succès, le montant des coûts irrécouvrables se gonfle, et met en péril l'équilibre financier de la firme.

2.2.1.2.4 Irréversibilité, incertitude, et intensité de la création de technologies

Les irréversibilités qui se manifestent *ex post* à travers les coûts échoués pèsent très vraisemblablement, *ex ante*, sur la décision prise par la firme d'engager un nouveau processus de production. Notre analyse suggère que cette anticipation du caractère irréversible des investissements de création de technologies conduit la firme à réduire l'intensité de son activité d'innovation¹²¹. Elle sait en effet que sa décision d'investissement, qui consiste à amorcer un processus de production devant incarner une nouvelle technologie, est marquée du double sceau de l'irréversibilité et de l'incertitude.

L'analyse théorique traditionnelle de ce genre de décision introduit le concept de valeur d'option, attachée au fait de différer l'engagement que constitue l'investissement risqué et irréversible¹²². Cette valeur mesure les bénéfices qui résultent d'une capacité de réaction préservée, en perspective de l'arrivée d'informations nouvelles dans le laps de temps considéré. Son existence conduit à reporter la décision d'investir dans le temps, à une date d'autant plus éloignée que l'irréversibilité est marquée, toutes choses égales par ailleurs¹²³. Mais la détermination de la date optimale d'investissement¹²⁴ requiert que la

¹²⁰ Sans toutefois que nous ne puissions définir « ce qu'il faut ».

¹²¹ A l'instar de sa contrainte inter-temporelle de financement ; cf. *supra* 2.2.1.2.2.

¹²² Cf. par exemple Pyndick, *ibid*.

¹²³ A la limite opposée, si l'investissement peut être liquidé sans perte à tout moment, alors la valeur d'option est nulle et l'investissement n'est pas différé.

¹²⁴ Elle constitue l'objet de cette analyse traditionnelle.

richesse qu'il engendre puisse être évaluée en termes d'espérance mathématique, à la date de la décision comme à toute date ultérieure. Or, cette détermination est totalement impossible quand l'investissement considéré concerne les coûts de construction d'une capacité de production en régime irrégulier, en raison de la nature radicale de l'incertitude technologique.

La trame de l'analyse paraît néanmoins conserver sa validité dans le cadre qui nous intéresse. Ainsi, en raison du caractère irréversible des investissements de construction d'une nouvelle capacité de production dans un contexte de création de technologies, le fait de différer l'amorce d'un nouveau processus se voit attacher une valeur. Elle tient à ce que la firme se préserve une possibilité de révision ultérieure de ses choix technologiques¹²⁵. Il apparaît au final que les coûts irrécouvrables tendent à réduire le nombre de nouveaux processus de production que la firme amorce par unité de temps, et partant l'intensité de son activité de création de technologies¹²⁶. Une fois de plus, le problème des coûts irrécouvrables de la création de technologies trouve ses solutions dans l'organisation industrielle adoptée par la firme. Toute forme d'organisation, intra ou inter-firmes, qui permet de partager ces coûts ou d'en réduire le volume, améliore en effet la capacité de la firme à créer des technologies.

2.2.1.3 Le dilemme entre court terme et long terme

La firme est confrontée à une contrainte financière, qui pèse sur l'intensité de son activité de création de technologies. Mais elle doit aussi faire face à une contrainte de ressources humaines, qui se décline en termes de compétences détenues. Celle-ci s'identifie donc à la contrainte cognitive étudiée précédemment¹²⁷. On relève ici sa nature inter-temporelle. En effet, c'est l'apprentissage conduit par les ressources humaines, dans les processus de production passés, qui détermine la structure des compétences que la firme possède aujourd'hui. De cette structure dépend en retour la gamme des options

¹²⁵ Cf. David et Foray (1995, p. 33) pour une utilisation similaire de la valeur d'option, dans un contexte de changement technologique ; cf. Gaffard (1995, p. 314) pour une analyse proche, formulée en termes de stratégie de mobilité ; on notera cependant que le sacrifice de cette flexibilité peut garantir la crédibilité d'un engagement stratégique en matière de création de technologies (cf. Gaffard, 1990a, p. 234 ; 1990b, p. 145) ; le conflit qui se fait jour ici est évoqué par David et Foray (ibid.).

¹²⁶ Allegret et Dulbecco (ibid., p. 11), en suivant Richardson (1960, p. 151), y décèlent l'existence d'un dilemme entre spécialisation et adaptabilité auquel la firme est soumise.

¹²⁷ Cf. *supra* 2.2.1.1.

productives éligibles¹²⁸. Les contraintes de ressources financières et humaines de la firme créatrice de technologies se font donc écho dans une dialectique foncièrement schumpeterienne.

En effet, si la firme intensifie son activité de création de technologies, elle sollicite vigoureusement ses ressources humaines, et gonfle le volume des coûts irrécouvrables, créant ainsi une tension à court terme sur ses contraintes de ressources. Mais simultanément, elle assouplit ces mêmes contraintes à long terme, parce que les ressources humaines enrichissent ses compétences par apprentissage dans les processus de production amorcés, et parce que ces processus sont porteurs de recettes futures. Symétriquement, si la firme réduit l'intensité de son activité de création de technologies, elle ménage ses ressources humaines et diminue le volume des coûts irrécouvrables, soulageant ainsi ses contraintes de ressources à court terme. Mais en se comportant de la sorte, elle crée une tension sur ces mêmes contraintes à long terme, car le faible niveau d'apprentissage des ressources humaines risque de conduire à des compétences obsolètes, de même que la faible quantité de processus de production amorcés risque d'engendrer un déficit de recettes futures¹²⁹.

2.2.2 Les compétences foncières de la firme

Une fois exposées les contraintes caractéristiques du processus de création de technologies, par lequel la firme transforme ses compétences et déplace ses frontières, il est possible de proposer une réponse à la question des frontières de la firme. Cette question est indissociable de celle de l'existence et de l'efficacité d'autres modes de création / coordination des ressources, qui sera abordée plus loin¹³⁰. Le traitement des frontières de la firme que nous allons exposer ici ne trouvera donc son entière justification, et sa cohérence avec la globalité de l'approche dynamique de l'organisation industrielle, que dans la suite de ce chapitre.

¹²⁸ C'est ce qu'évoque le couloir technologique dans lequel la firme évolue, du point de vue cognitif.

¹²⁹ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 145.

¹³⁰ Cf. *infra* 2.3 et 2.4.

2.2.2.1 L'analyse de Richardson

Inspiré par le travail fondateur de Penrose¹³¹, Richardson¹³² est le premier à formuler l'idée selon laquelle, dans une approche dynamique, ce sont les compétences qui commandent le tracé des frontières de la firme.

2.2.2.1.1 Une analyse conduite en termes d'activités

D'après Richardson, les frontières de la firme sont déterminées par ses compétences, mais c'est néanmoins dans l'espace des activités que la firme entreprend qu'elles s'inscrivent¹³³. L'articulation de ces trois concepts chez Richardson est ébauchée par Langlois¹³⁴ : « The firm's boundaries will depend on its capabilities ; it will undertake activities to which its capabilities are appropriate and leave other activities to the market. »

2.2.2.1.2 Activités semblables, activités complémentaires

L'analyse des frontières de la firme est formulée dans des termes plus précis chez Richardson, qui recourt aux deux concepts distincts d'activités semblables et d'activités complémentaires. Afin d'en comprendre la portée, il convient de noter que « les activités peuvent représenter différentes phases d'un processus de production »¹³⁵ telles la Recherche & Développement, la production, le marketing, la vente, etc. La firme conduit donc ses différentes activités en s'appuyant sur ses compétences. Et une activité peut faire appel à différentes compétences, de la même façon qu'une même compétence peut être mobilisée dans différentes activités. Moyennant ces précisions, on dira de deux activités qu'elles sont semblables si elles mettent en jeu les mêmes compétences¹³⁶, et qu'elles sont complémentaires si elles représentent différentes phases d'un même processus de production¹³⁷.

¹³¹ Penrose, 1959.

¹³² Richardson, 1972.

¹³³ Cf. Knudsen, 1996, p. 21.

¹³⁴ Langlois, 1988, p. 639.

¹³⁵ Ravix, 1990, p. 216.

¹³⁶ Cf. Richardson, *ibid.*, p. 888.

¹³⁷ Cf. Richardson, *ibid.*, p. 889.

2.2.2.1.3 Les différents modes de coordination des activités

Les relations de similitude et de complémentarité, définies sur l'ensemble des activités que la firme est susceptible d'entreprendre, permettent de dessiner ses frontières, et plus encore de déterminer l'ensemble de son organisation industrielle¹³⁸. En effet, pour Richardson, la firme tend à internaliser des activités semblables (complémentaires ou non). Et elle se tournera vers un mode de coordination alternatif pour une activité dissemblable de celles qu'elle internalise, mais néanmoins complémentaire d'elles¹³⁹.

2.2.2.2 Une autre analyse des frontières de la firme

Le traitement des frontières de la firme par Richardson doit à présent être éclairé à la lumière des développements qui précèdent, et qui sont relatifs à la firme créatrice de technologies. La nécessité d'en proposer une autre analyse apparaît alors.

2.2.2.2.1 Une analyse conduite en termes de compétences

L'analyse de Richardson permet de prescrire les activités qui doivent être internalisées par la firme, en fonction des compétences qu'elle possède. Elle confère un rôle central aux compétences. Mais elle ne permet pas d'expliquer d'où viennent ces compétences que la firme détient, ou à défaut ce qui les caractérise. Il s'agit là d'une limite rédhibitoire, dans la mesure où il a été démontré que la firme procédait d'un ensemble de compétences¹⁴⁰. C'est donc bien dans l'espace des compétences que doivent être tracées les frontières de la firme créatrice de technologies.

2.2.2.2.2 Une analyse qui intègre l'ensemble des contraintes du processus de création de technologies

La seule contrainte clairement présente dans l'analyse de Richardson est celle d'origine cognitive, relative aux caractéristiques locale et cumulative du savoir engendré par apprentissage. Elle suggère qu'une activité similaire doit être internalisée pas à pas

¹³⁸ La théorie ébauchée par Richardson vise en fait à expliquer le phénomène de coopération inter-entreprises.

¹³⁹ L'identité de ce mode reste à préciser ; cf. *infra* 2.3 et 2.4.

¹⁴⁰ Cf. *supra* 2.1.3.

dans la firme, parce qu'elle se prête à une production de savoir par l'apprentissage que ses ressources humaines vont y réaliser, et donc à un enrichissement de ses compétences. Elle permet aussi de comprendre que l'internalisation d'une activité complémentaire, mais non similaire, n'est pas viable, dans la mesure où elle fait appel à une compétence éloignée, sur le plan cognitif, de celles détenues par la firme¹⁴¹. Ainsi, ses ressources humaines ne pourraient pas développer de spécificité par apprentissage dans le cours de cette activité, ce qui témoigne d'une forme de stérilité de la firme, du point de vue de la création d'une technologie.

Pour analyser les frontières de la firme dans une perspective dynamique, il est cependant nécessaire d'intégrer toutes les contraintes qui l'entravent dans son activité de création de technologies : son faible degré de spécialisation, sa contrainte inter-temporelle de financement, et les irréversibilités subies et anticipées associées aux coûts irrécouvrables.

2.2.2.2.3 Des résultats très généraux

La question qui se pose est de savoir quelles sont les compétences qu'une firme doit intégrer, étant données les contraintes d'ordres cognitif et financier qui s'imposent à elle dans son activité de création de technologies. Des résultats très généraux peuvent être énoncés. Ils conduisent à mettre en lumière le concept de compétences foncières d'une firme¹⁴². En effet, étant données les contraintes financières auxquelles elle fait face, la firme ne peut conduire simultanément qu'un nombre restreint de processus de création de technologies. Et étant données les contraintes de ressources humaines qui sont les siennes, transcrites en termes de savoirs technologiques qu'elles sont susceptibles de créer, la firme a intérêt à engager ces processus dans des domaines de compétences proches, sur le plan cognitif, de celles qu'elle détient déjà.

Ainsi, l'exercice de déplacement continu de ses frontières par la firme créatrice de technologies requiert, pour être viable, qu'elle se concentre sur l'enrichissement soutenu de quelques compétences foncières. Un lien apparaît en outre entre la taille de la firme

¹⁴¹ Cf. Nooteboom (ibid., p. 140) pour une définition du concept de distance cognitive.

¹⁴² Cf. par exemple Eriksen & Mikkelsen, ibid.

– mesurée avec les critères classiques¹⁴³ – et le nombre de compétences foncières qu'elle détient – sa taille « dynamique ».

Au terme de cette analyse dynamique des frontières de la firme, deux remarques importantes peuvent être formulées. Premièrement, il convient de relever que la firme créatrice de technologies peut opposer aux contraintes qu'elle rencontre des solutions qui, tout en passant par l'adoption de formes particulières d'organisation interne, ne concernent pas le tracé de ses frontières. Il s'agit plus précisément du partage de sa quasi-rente entrepreneuriale, et partant de celui de ses coûts irrécouvrables, que la firme organise entre ses employés et ses actionnaires¹⁴⁴.

Deuxièmement, l'analyse qui vient d'être conduite appelle un prolongement important, quand on comprend qu'à l'inverse de son pendant statique, l'approche dynamique de l'organisation industrielle considère que les différentes formes de création / coordination des ressources sont complémentaires, plutôt que substituables¹⁴⁵. Ainsi, l'approche dynamique de l'organisation industrielle identifie, dans les relations inter-firmes, d'autres moyens à la disposition de la firme pour surmonter les contraintes qui s'opposent à elle dans son activité de création de technologies. C'est à cette organisation externe de la firme, qui complète son organisation interne pour former sa « capacité organisationnelle » au sens large¹⁴⁶, que nous nous intéressons maintenant.

2.3 ORGANISATION EXTERNE ET CREATION DE SAVOIRS

Les relations qu'une firme tisse avec son environnement peuvent tout d'abord l'aider à surmonter ses contraintes d'ordre cognitif. Ceci suppose qu'elles soient organisées sous un mode approprié.

¹⁴³ On peut citer le chiffre d'affaire, le montant des actifs, le nombre de salariés, etc. ; cf. par exemple Morvan, 1991, p. 571.

¹⁴⁴ Cf. Gaffard, *ibid.*, p. 392 ; nous n'entrons pas dans les détails de cette analyse, trop éloignée de la partie empirique de notre travail.

¹⁴⁵ Cf. Gaffard, 1995a.

¹⁴⁶ Gaffard, *ibid.*, p. 314.

2.3.1 Relations à l'environnement et contraintes cognitives de la firme

Les caractéristiques locale et cumulative du mode de production de savoir qu'est l'apprentissage contraignent la firme à évoluer, du point de vue de ses compétences, à l'intérieur d'un couloir technologique.

2.3.1.1 Les relations verticales de sous-traitance

La conséquence flagrante de la contrainte cognitive est que la firme ne peut pas internaliser à l'intérieur de ses frontières toute phase d'un processus de production qui fait appel à une compétence trop éloignée, sur le plan cognitif, de celles qu'elle possède. Or, l'existence à l'intérieur d'un processus de production de telles activités complémentaires mais dissemblables constitue la règle plutôt que l'exception. Ainsi, la firme doit généralement faire appel à des compétences extérieures, dans le cadre de relations industrielles de type vertical, pour conduire un processus de production. L'accent est alors mis sur les relations inter-firmes de sous-traitance.

2.3.1.1.1 La spécificité des relations de sous-traitance en régime de changement technologique

Dans le contexte de création de technologies considéré, le rôle du sous-traitant n'est pas de résoudre un problème donné, spécifié dans un cahier des charges élaboré par la firme principale, en fournissant une prestation pour laquelle il dispose d'une technologie toute faite. Au contraire, la firme principale entre en interaction avec le sous-traitant pour accéder aux compétences qu'il possède. Elles matérialisent sa capacité à imaginer et résoudre un problème productif qui est appelé à venir s'insérer dans un processus de production de la firme principale, lui-même en cours d'élaboration technologique. Les activités dans lesquelles l'une et l'autre sont engagées ne sont donc pas technologiquement séparables. Elles mettent au contraire en jeu des processus d'apprentissage étroitement interfacés. Ceci laisse entrevoir la complexité des problèmes de coordination que l'interaction entre la firme principale et le sous-traitant est de nature à poser.

2.3.1.1.2 Les impératifs de la coordination verticale

La relation de sous-traitance doit tout d'abord permettre un échange intense d'information, et bien au-delà de savoir, à travers l'interface des activités des firmes qui y sont engagées. Il est aussi nécessaire que leurs processus d'apprentissage soient coordonnés dans le temps étape après étape, du fait de leur nature procédurale et des irréversibilités qu'ils exhibent. Et en raison de l'étroite spécificité des savoirs qu'ils génèrent, cette coordination temporelle engage en outre une continuité de la relation de sous-traitance¹⁴⁷. La forme sous laquelle est organisée cette relation de sous-traitance doit pouvoir répondre, dans ce contexte de création de technologies, à toutes ces exigences¹⁴⁸.

2.3.1.2 Les relations horizontales

L'autre contrainte cognitive à laquelle la firme est confrontée dans son activité de création de technologies est son faible degré de spécialisation. En effet, si l'apprentissage permet à la firme d'appréhender dans leur globalité les changements de son environnement, et d'en être l'acteur, il est en revanche moins efficace pour les transformer en technologie constituée¹⁴⁹.

D'abord, la firme assure au niveau de son organisation interne une cohérence globale de fonctionnement, autour de l'axe central qu'est sa faible spécialisation. Elle la réalise grâce aux deux autres attributs fondamentaux de cette organisation interne, que sont sa procédure décisionnelle d'essence décentralisée et collective, et sa circulation horizontale de l'information¹⁵⁰. Cela ne la dispense pas pour autant de rechercher, dans son organisation externe, les moyens d'une efficacité encore accrue quand il s'agit de spécifier et de solutionner un nouveau problème productif.

2.3.1.2.1 Les objectifs cognitifs assignés aux relations horizontales

Ce sont cette fois-ci des compétences proches des siennes, sur le plan cognitif, que la firme recherche à l'extérieur de ses frontières. Cette recherche passe par l'établissement de relations industrielles de type horizontal. En nouant de telles relations, la firme ne

¹⁴⁷ Cf. Baudry, 1993, p. 62.

¹⁴⁸ Cf. *infra* 2.3.2.

¹⁴⁹ Ce qui demeure nécessaire quand il s'agit de mettre en œuvre un processus de production.

cherche pas une solution toute faite au problème qui lui est posé, qui serait incarnée dans une technologie parfaitement maîtrisée par son partenaire. La relation a au contraire pour objectif d'engager le partenaire dans un processus d'apprentissage propre par rapport à ce problème, puis de coordonner les différents processus d'apprentissage afin que chacun profite des avancées de l'autre.

2.3.1.2.2 Les impératifs de la coordination horizontale

A l'instar de la relation de sous-traitance évoquée ci-dessus, la relation horizontale est de nature à poser des problèmes aigus de coordination, tels que l'échange intense de savoirs, la coordination temporelle pas à pas des processus d'apprentissage, et la continuité de relation¹⁵¹. Ce sont donc les mêmes exigences sont posées aux relations verticales de sous-traitance et aux relations horizontales, dans un contexte de création de technologies. La différence fondamentale tient à l'hétérogénéité des compétences des partenaires dans le premier cas, et à leur homogénéité dans le second. L'étude de la forme d'organisation industrielle appropriée peut donc être commune, jusqu'à un certain point, à ces deux types de relations externes, grâce auxquelles la firme créatrice de technologies peut surmonter ses contraintes d'origine cognitive.

2.3.2 L'organisation industrielle des relations technologiques à visées cognitives

Suivant la méthodologie de l'approche statique de l'organisation industrielle, différents modes peuvent être envisagés, dans un ensemble de choix discret, afin de coordonner les relations nouées par une firme dans un contexte de création de technologies, pour accéder à / créer un savoir technologique. Il convient donc d'étudier successivement les vertus respectives du marché, du contrat, de l'internalisation, et de la coopération, au regard des exigences que posent ces relations, telles que soulevées ci-dessus.

¹⁵⁰ Cf. *supra* 2.1.2.2.2.

¹⁵¹ Cf. Dulbecco, 1994, p. 527.

2.3.2.1 L'inadaptation des formes d'organisation marchandes

Les formes marchandes d'organisation industrielle apparaissent inadaptées pour coordonner les relations technologiques à visées cognitives. Le caractère non échangeable du savoir technologique en est la première raison.

2.3.2.1.1 Le caractère non échangeable du savoir technologique

Les limites de relations de pur marché tiennent tout d'abord à la nature particulière du bien qui doit être échangé entre les partenaires : le savoir technologique. Comme il a déjà été relevé, celui-ci n'est pas codifiable *in extenso* sous forme d'information, mais il comporte au contraire une forte dimension tacite.

Si le savoir technologique codifié peut faire l'objet d'un échange marchand classique¹⁵², cela n'est en revanche pas le cas du savoir technologique tacite. Or, quand du savoir technologique est produit à l'intérieur d'un processus d'apprentissage, sa fraction qui peut être codifiée est généralement puissamment complémentaire de sa fraction tacite¹⁵³. Ceci revient à dire que l'une ne vaut rien sans l'autre, moyennant quoi une relation de pur marché ne peut pas permettre l'échange de savoir technologique dans le cadre considéré. Richardson¹⁵⁴ relève lui aussi cette incapacité de l'échange marchand à transférer des connaissances technologiques : « La technologie ne peut pas toujours être transférée simplement par la vente du droit à l'utilisation d'un processus : elle est rarement réductible à une simple information à transmettre mais consiste aussi en expérience et en savoir-faire ».

2.3.2.1.2 L'horizon temporel court de la relation de marché

Une deuxième source d'inefficacité du marché tient à la nécessité de coordonner étape après étape les processus de production sous-jacents à la relation technologique nouée. En effet, l'horizon temporel intrinsèquement court de la relation de marché, et le fait que les partenaires soient réputés se séparer sans aucune obligation l'un envers l'autre, les engageraient alors à renouer une transaction de savoir à chaque étape. Cela engendrerait

¹⁵² Comme c'est le cas lors de la vente d'un brevet ou d'une licence.

¹⁵³ Cf. par exemple Cohendet et al., *ibid.*, p. 231.

¹⁵⁴ Richardson, *ibid.*, p. 895.

tout d'abord un montant important de coûts de transactions, que l'on peut qualifier de dynamiques¹⁵⁵, car ils sont à porter au compte des coûts irrécouvrables de la création de technologies. De plus, le fait que le savoir technologique produit est hautement spécifique à la relation considérée expose chaque partenaire à un comportement opportuniste de l'autre, en l'absence d'objectifs communs propre à la relation de marché. Ceci compromet à chaque étape la continuité de la relation technologique requise sur toute la durée des processus d'apprentissage. Le marché est donc incapable de coordonner de manière efficace les relations technologiques nouées dans l'objectif d'accéder à / créer un savoir.

2.3.2.1.3 L'incertitude technologique à la source de l'incomplétude contractuelle

La substitution de contrats aux relations de marché pour organiser les relations technologiques à visées cognitives n'améliore guère leur efficacité. Par essence, la différence entre le contrat et le marché procède de l'établissement, avec le premier, d'un accord *ex ante* sur les termes d'une promesse d'échange devant avoir lieu dans le futur. Le mode de coordination contractuel demeure donc fondamentalement centré sur l'acte d'échange marchand, totalement impropre à l'acquisition d'un savoir technologique engendré dans un processus d'apprentissage.

On pourrait néanmoins attendre du contrat qu'il remplisse sa fonction première : organiser à l'avance la coordination, étape après étape, des processus d'apprentissage, afin d'éviter les inefficacités de la coordination marchande. Cela passe par la consignation, dans les termes contractuels, de la conduite à tenir pour l'ensemble des événements susceptibles de se produire dans le futur. Or l'activité de production de savoir est hautement incertaine, ce qui signifie que cet ensemble est complètement imprévisible. Autrement dit, quand bien même un contrat serait rédigé pour assurer *ex ante* la coordination pas à pas des processus d'apprentissage, un partenaire pourrait toujours invoquer la survenance d'une contingence imprévue au contrat pour en dénoncer les termes, s'il y trouvait quelque avantage. Le contrat n'élimine donc pas les opportunités de marchandage *ex post* des partenaires de la relation technologique¹⁵⁶. C'est alors aussi la continuité de la relation technologique qui est menacée.

¹⁵⁵ En suivant Langlois, 1992.

2.3.2.1.4 L'inefficacité des mécanismes contractuels de protection de l'échange

Les problèmes de marchandage *ex post* dans les relations technologiques pourraient être résolus avec des mécanismes contractuels capables de prévenir les comportements opportunistes des partenaires¹⁵⁷. Il convient de relever qu'en raison des caractères incertain et irréversible de la production de savoir, il est important que les partenaires conservent leur liberté de quitter la relation si elle s'avérait infructueuse. Ceci condamne d'emblée la méthode de prévention de l'opportunisme par l'instauration de pénalités, en cas de rupture de la relation. Par ailleurs, au vu des activités dans lesquelles les partenaires sont engagés, il est hautement improbable que quelque tierce partie dispose des compétences requises pour arbitrer efficacement les éventuels litiges qui surviendraient entre eux. La solution qui consiste à confier l'autorité de la relation à un des deux partenaires, tue dans l'œuf les bénéfices attendus de la relation technologique, puisque ces derniers consistent à faire profiter deux processus d'apprentissage, conduits de manière décentralisée, de leurs avancées respectives (cette solution est d'ailleurs franchement inconcevable dans le cas d'une relation verticale de sous-traitance).

La solution d'échange d'otages paraît naturelle. Chaque partenaire est en effet engagé dans la production d'un savoir technologique hautement spécifique à la relation, dont la valeur serait quasi-intégralement perdue s'il venait à rompre la relation – le savoir technologique créé par chacun constituant alors son otage. Mais la relation contractuelle demeure fondamentalement basée sur le principe marchand M_1 pur, de libre poursuite par chaque partenaire de son intérêt individuel¹⁵⁸. Mais s'il semble capable de garantir la stabilité de la relation, l'échange d'otage le fait sur la base d'une défiance de chaque instant entre les partenaires. Il va apparaître très bientôt qu'elle est incompatible avec l'objectif poursuivi par les relations technologiques.

Les modes de coordination marchands, marché comme contrat, s'avèrent donc incapables de coordonner efficacement les relations nouées par une firme dans un contexte de création de technologies, pour accéder à / créer un savoir technologique.

¹⁵⁶ Cette analyse apparaît dans Teece, 1988, p. 258.

¹⁵⁷ Cf. 1.3.1.2.2.

¹⁵⁸ Cf. Imai & Itami, *ibid.*

2.3.2.1.5 La nécessité d'un comportement coopératif

La raison majeure de l'inefficacité de l'organisation, avec les modes de coordination marchands, de la relation technologique à visées cognitives, est que le savoir technologique engendré par apprentissage est impropre à être échangé *ex post* sur un marché. En fait, seule son élaboration commune, dans le cadre de processus d'apprentissage joints où plusieurs firmes engagent des ressources humaines qui leur sont propres, est susceptible de conduire son appropriation multiple. Le processus sous-jacent n'est alors plus le simple échange de savoir technologique, mais sa création conjointe et son partage¹⁵⁹.

Il ressort de cette analyse qu'un comportement coopératif entre les agents est une condition nécessaire pour que le moindre savoir technologique commun puisse être créé et partagé. De ce point de vue, les modes de coordination marchands, dont le principe coordinateur O_1 est absent et qui sont donc purement mus par le principe M_1 de poursuite de l'intérêt individuel¹⁶⁰, apparaissent encore une fois impropres à l'organisation des relations technologiques. Il reste donc à comparer les efficacités respectives des deux modes de coordination coopératifs que sont, d'une part l'internalisation (ou intégration) des partenaires de la relation dans une seule et même firme, et d'autre part la coopération entre eux.

2.3.2.2 L'intégration des partenaires d'une relation horizontale

Les analyses des relations de type vertical et de type horizontal diffèrent en matière de coordination, par internalisation, de la relation technologique à visées cognitive. En effet, l'incapacité de la firme à enclencher un processus d'apprentissage dans un domaine de compétences trop éloigné, sur le plan cognitif, de celles qu'elle possède, l'engage à faire appel à un sous-traitant. La relation technologique verticale est donc incompatible avec sa coordination par internalisation. Au contraire, les partenaires d'une relation technologique de type horizontal possèdent des compétences proches, au motif de quoi une internalisation des partenaires dans une même firme peut être envisagée.

Tout d'abord, il convient de relever qu'une telle internalisation fournit *a priori* le

¹⁵⁹ Notons qu'il ne s'agit pas de diviser *ex post* le savoir technologique créé, puisqu'en ce qui le concerne, aucun phénomène de rivalité n'est à l'œuvre.

cadre coopératif idéal pour permettre que les partenaires conduisent conjointement leurs processus d'apprentissage. Mais la suite de l'analyse requiert d'être précisée du point de vue de ce qu'on entend par « internalisation », car ici la conception statique de la firme peut s'opposer à sa dynamique.

2.3.2.2.1 L'inefficacité de l'intégration hiérarchique type firme A

Si l'internalisation / intégration des partenaires de la relation technologique signifie, dans une logique transactionnelle, l'abandon de leurs prérogatives discrétionnaires au profit d'une autorité coordinatrice commune, alors elle ne constitue pas une forme de coordination efficace de cette relation. En effet, l'essence de la relation technologique de type horizontal est que deux entités distinctes, capables de créer le même type de technologies¹⁶¹, conduisent chacune à leur façon leur propre processus d'apprentissage dans un même processus de production, afin que chacun puisse profiter des avancées de l'autre. Du point de vue de cet enrichissement mutuel, la différenciation des savoirs technologiques engendrés est fondamentale. Elle est réduite à la portion congrue si les processus d'apprentissage sont pilotés par une seule et même hiérarchie. Il est même possible de considérer que c'est l'hétérogénéité des compétences qui est menacée, à terme, avec ce type d'internalisation. Enfin, il a été démontré qu'un processus d'apprentissage ne peut améliorer la capacité des ressources humaines à imaginer et mettre en œuvre de nouvelles options productives, que s'il leur est délégué un fort pouvoir discrétionnaire dans la conduite de ce processus. C'est pourquoi soumettre les partenaires de la relation technologique à une autorité hiérarchique commune, pour les décisions prises dans leurs processus d'apprentissage, annihile purement et simplement la capacité de chacun à créer des technologies.

La firme « hiérarchie » de l'approche statique de l'organisation industrielle est donc totalement inadaptée à la coordination de la relation technologique de type horizontal.

2.3.2.2.2 L'efficacité de l'intégration technologique type firme J

Dans le contexte considéré, l'internalisation renvoie plus vraisemblablement à l'intégration des deux partenaires dans une même firme créatrice de technologies. Chacun

¹⁶⁰ Cf. Imai & Itami, *ibid.*

conserve alors son libre arbitre dans la conduite de son processus d'apprentissage, mobilise des compétences qui lui restent sensiblement spécifiques, et entretient avec l'autre un flux intense d'information, et par-delà de savoir – celui engendré dans les processus d'apprentissage joints. En matière de création de technologies, l'analyse de l'efficacité de la coordination, par internalisation, de la relation technologique de type horizontal, se résout donc dans celle de l'efficacité de la firme J. Elle conduit à diagnostiquer que son faible degré de spécialisation est efficacement complété par sa procédure de décision d'essence décentralisée et collective, et par sa circulation horizontale de l'information. L'internalisation ressort ainsi de l'analyse comme un mode de coordination efficace entre deux firmes aux compétences proches, pour pallier leur faible degré de spécialisation en matière de création de technologies.

On relève néanmoins qu'une telle prescription d'internalisation soulève la question suivante relative aux frontières de la firme : existe-t-il une limite à la croissance, en termes de taille, de la firme créatrice de technologies ? Un élément de réponse semble résider dans la différence d'efficacité entre l'internalisation et la coopération, qui ne se fait pas sur le plan des contraintes cognitives, mais sur celui des contraintes financières¹⁶².

2.3.2.3 La coopération entre les partenaires d'une relation technologique

C'est à présent la solution qui consiste à ce que les partenaires de la relation technologique coopèrent, dans l'objectif de créer et partager leurs savoirs technologiques, qui doit être étudiée. A ce stade de l'analyse, il convient de réintégrer les relations technologiques de type vertical.

2.3.2.3.1 Un mode de coordination adapté

La coopération inter-firmes est *a priori* adaptée à la création et l'appropriation d'un savoir technologique commun. En effet, les partenaires y étant engagés dans la poursuite d'un objectif commun (principe O₁¹⁶³), la mise en œuvre de processus d'apprentissage collectifs dans lesquels chacun engage ses ressources humaines est possible, et par là même la création d'un savoir technologique partagé. Mais simultanément, chaque

¹⁶¹ Autrement dit, dotées de compétences proches.

¹⁶² Cf. *infra* 2.4.

¹⁶³ Cf. Imai & Itami, *ibid.*

partenaire conserve son pouvoir discrétionnaire à l'intérieur de la relation de coopération. Ceci signifie tout d'abord que les processus d'apprentissage sont conduits de manière décentralisée par chacun, même s'ils se nourrissent l'un l'autre par leurs avancées respectives. Ceci veut aussi dire que la relation de coopération technologique est évaluée à chaque instant, et par chaque partenaire, à l'aune de son intérêt individuel (principe M₁).

2.3.2.3.2 Une stabilité garantie

Cette propriété de la relation de coopération, associée à celle selon laquelle chacun est libre d'y mettre un terme à tout moment (principe M₂), débouche sur sa limite bien connue qu'est son instabilité. Or, il est apparu que la réalisation d'un apprentissage collectif n'est possible que si la continuité de la relation technologique est garantie, ce qui suppose que les partenaires prennent des engagements irréversibles à coopérer.

Mais dans le cadre de la coopération technologique, il semble que ce problème puisse être résolu par l'enclenchement d'un cercle vertueux¹⁶⁴. En effet les processus d'apprentissage, une fois amorcés, engendrent des savoirs qui, du fait de leur caractère fortement spécifique à la relation, constituent ces engagements irréversibles. Ceux-ci viennent en retour renforcer la continuité de la relation, laquelle favorise l'apprentissage, etc¹⁶⁵. L'engagement irréversible vient de ce que les partenaires perdraient la quasi-rente relationnelle¹⁶⁶ que la relation leur procure si l'un quelconque d'entre eux venait à la rompre. De ce fait, quoiqu'ils soient libres en théorie de la quitter à chaque instant, les partenaires sont en fait économiquement enfermés dans la relation (principe O₂). Symétriquement, si la relation venait à ne plus bénéficier aux partenaires, c'est-à-dire si n'elle n'engendrait plus aucune quasi-rente relationnelle, alors les partenaires pourraient y mettre un terme en toute liberté.

La coopération s'avère donc tout à fait spécifiée pour organiser les relations technologiques qu'une firme noue avec d'autres, dans l'objectif de soulager les contraintes de nature cognitive qu'elle rencontre dans son activité de création de technologies¹⁶⁷.

¹⁶⁴ Cf. Rullière & Torre, *ibid.*, p. 231 ; cf. aussi Baudry, 1993, p. 59.

¹⁶⁵ Cf. Foray, 1991, p. 795.

¹⁶⁶ Cf. Aoki, 1988, p. 213.

¹⁶⁷ Cette conclusion est formulée par de nombreux auteurs ; cf. par exemple Loasby, *ibid.* ; Ravix, *ibid.*, p. 220.

2.3.2.3.3 Coopération verticale, coopération horizontale

La conclusion d'efficacité des coopérations pour organiser les relations technologiques à visées cognitives se formule différemment, selon que l'on considère les relations verticales de sous-traitance, ou les relations de type horizontal.

Dans le premier cas, la coopération entre la firme et ses sous-traitants apparaît comme le seul mode de coordination capable de satisfaire les exigences posées par la nature de la relation technologique. Les travaux de Baudry¹⁶⁸, prolongeant ceux initiés par Houssiaux¹⁶⁹ et relayés par Blois¹⁷⁰, confirment l'importance « de relations de sous-traitance [...] qui peuvent s'établir et permettre aux firmes de coopérer dans la définition de nouveaux produits ou techniques »¹⁷¹. Cette conclusion théorique, en faveur de l'établissement de coopérations verticales pour l'accès à des savoirs technologiques complémentaires, est largement corroborée par les études empiriques. Ainsi, dans leur travail de référence, Mariti et Smiley¹⁷² relèvent qu'en 1980, 41% des accords de coopération de leur échantillon sont motivés par des complémentarités technologiques.

Dans le cas des relations technologiques de type horizontal, la coopération permet encore aux partenaires d'atteindre les objectifs de création / partage d'un savoir commun. Ceci est confirmé par Rullière et Torre¹⁷³ : « [...] les collaborations entre les firmes, parfois rivales, constituent un mode majeur de transmission des savoir-faire à l'intérieur des réseaux d'innovateurs. » Mais l'internalisation des partenaires dans une seule et même firme révèle la même capacité. Cette indétermination appelle un surcroît d'analyse, d'autant plus que la prescription d'internalisation soulève la question des limites à la taille de la firme créatrice de technologies.

Au premier abord, peu de choses différencient l'internalisation et la coopération dans leurs conceptions dynamiques. Le caractère marqué de décentralisation des processus de décision, complété par une forte structure coopérative qui consiste en un enrichissement mutuel de ces processus, basé sur un flux d'information soutenu, et des mécanismes qui garantissent la continuité de la relation, en sont les attributs communs. La seule marque

¹⁶⁸ Baudry, 1992, 1993.

¹⁶⁹ Houssiaux, 1957.

¹⁷⁰ Blois, 1972.

¹⁷¹ Rullière & Torre, *ibid.*, p. 223.

¹⁷² Mariti & Smiley, *ibid.*, p. 441.

¹⁷³ Rullière et Torre, *ibid.*, p. 222 (résumant Freeman, 1991).

distinctive notable entre l'internalisation et la coopération concerne la capacité des partenaires à mettre un terme à leur relation si elle ne leur procurait plus les bénéfices attendus. Cette capacité est préservée avec la coopération entre les partenaires, mais elle est sacrifiée avec leur intégration dans une seule et même firme.

L'accent est alors mis sur l'éventualité de l'échec des processus d'apprentissage joints, ou encore du processus de production commun dans lequel ils sont conduits. Ceci suggère que, si la différence d'efficacité entre l'internalisation et la coopération pour organiser la relation technologique de type horizontal ne se fait pas sur le plan du savoir qu'elle doit permettre de créer et partager, elle est à rechercher dans le partage des coûts irrécouvrables de la création de technologies qu'elle permet ou non de mettre en œuvre. Nous nous intéressons à présent à cette question des solutions que la firme créatrice de technologies peut mobiliser, à travers son organisation externe, pour soulager ses contraintes de nature financière.

2.4 ORGANISATION EXTERNE ET FINANCEMENT DE LA CREATION DE TECHNOLOGIES

Les contraintes de nature financière qui pèsent sur la firme apparaissent en raison de la conjonction de trois facteurs caractéristiques de l'activité de création de technologies. Il s'agit premièrement de la nature diachronique des processus de production, dans lesquels la firme réalise un apprentissage et, partant, acquiert sa capacité à créer des technologies. Il s'agit ensuite de l'incertitude irréductible qui baigne tout processus d'innovation, et qui fait peser en particulier une hypothèque sur les recettes qu'un processus de production, conduit en régime irrégulier, est susceptible d'engendrer. Il s'agit enfin du caractère en général hautement spécifique des coûts de la création de technologies, entendus comme ceux associés à la phase de construction d'une nouvelle capacité productive, qui signifie qu'ils n'ont qu'une valeur très réduite en dehors du processus considéré, par exemple si le capital social qu'ils ont constitué doit être liquidé sur un marché.

Cette conjonction de facteurs fait que les coûts de la création de technologies sont invariablement irrécouvrables. *Ex post*, ils sont perdus (échoués) si le nouveau processus de production doit être abandonné prématurément. *Ex ante*, comme cette éventualité d'échec ne peut jamais être écartée, ils ont valeur d'engagement irréversible dans la

nouvelle option productive en cours d'élaboration. En clair, les contraintes d'ordre financier de la firme créatrice de technologies, procèdent essentiellement de ce risque incontournable de devoir provisionner des coûts encourus qui n'ont aucune valeur économique¹⁷⁴.

Toute forme d'organisation externe mise en œuvre par la firme qui lui permettra de réduire le volume de ces coûts irrécouvrables, et éventuellement échoués, contribuera ainsi à renforcer la viabilité de son processus de création de technologies. L'établissement de relations avec le système financier constitue un premier axe organisationnel naturel dans cette perspective¹⁷⁵. La firme est aussi susceptible d'alléger sa contrainte de financement en établissant des relations de type industriel, dont il vient d'être démontré qu'elles peuvent permettre à la firme de soulager ses contraintes d'ordre cognitif. C'est à elles que nous nous intéressons à présent.

2.4.1 Relations à l'environnement et contraintes financières de la firme

Les relations technologiques qu'une firme noue avec d'autres sont susceptibles de mitiger ses problèmes de financement, ainsi que ceux de ses partenaires, suivant deux grandes classes de mécanismes.

2.4.1.1 Le partage des coûts irrécouvrables

Les firmes peuvent tout d'abord attendre de l'établissement de relations industrielles un simple partage des coûts irrécouvrables associés à la création de technologies. Mais la nature de l'accord diffère selon que les coûts qu'il est convenu de partager sont ceux de construction d'une nouvelle capacité productive¹⁷⁶, ou uniquement ceux qui viendraient à être échoués à cause de l'abandon prématuré du processus de production, le cas échéant.

¹⁷⁴ Il a néanmoins été relevé, que la contrainte inter-temporelle de financement existe indépendamment de ces coûts échoués, même si elle est considérablement renforcée par eux ; cf. 2.2.1.2.2.

¹⁷⁵ Ces relations ne sont pas étudiées dans ce travail, car elles se situent hors du sujet de sa partie empirique ; cf. note correspondante en 2.2.1.2.2.

¹⁷⁶ Ils sont irrécouvrables par anticipation.

2.4.1.1.1 Les accords d'assistance mutuelle

Une firme mise en difficulté financière à cause de l'échec d'un de ses processus de production peut effectivement espérer surmonter le problème, si elle trouve des partenaires qui acceptent de prendre en charge une partie des coûts échoués qu'il engendre. Mais aucun partenaire ne sera prêt à accepter une telle charge s'il est mis devant le fait accompli, c'est-à-dire si la firme ne cherche à organiser le partage qu'*ex post*, une fois qu'elle est en difficulté – l'échec du processus de production étant avéré. En revanche, plusieurs firmes peuvent s'entendre *ex ante* sur le fait qu'elles se portent assistance mutuelle, sous la forme d'un partage des coûts échoués, en cas d'abandon prématuré d'un processus de production de l'une ou de l'autre. La pertinence de ce type d'accords est confirmée par Brousseau¹⁷⁷ : « Par exemple, deux agents s'entendent pour qu'en cas de conjoncture défavorable pour l'un, l'autre contribue à le soutenir. »

2.4.1.1.1.1 Les types de relations concernés

A priori, les firmes qui s'engagent dans un accord d'assistance mutuelle peuvent être de natures très différentes du point de vue de leurs compétences. Ce type d'accord peut par exemple être favorisé si chacune des firmes trouve un intérêt à la survie des autres, comme dans le cas de relations de sous-traitance ou de clientèle¹⁷⁸. Mais l'échec d'un processus de production, conçu dans sa dimension de création de technologies, pose très vraisemblablement le problème des compétences requises pour son diagnostic, et une asymétrie d'information peut exister de ce point de vue entre les partenaires, si leurs compétences sont trop dissemblables. Chacun peut alors être incité à réclamer un partage prématuré de coûts dont le caractère irrécouvrable n'est que partiel, comportement de nature opportuniste que le caractère prohibitif des coûts de contrôle ne permet pas de tempérer.

Il semble alors que deux types de relations industrielles constituent le terrain privilégié pour de tels accords de partage des coûts échoués. Premièrement, les relations horizontales entre firmes aux compétences proches ; mais de telles firmes sont aussi concurrentes sur les marchés des biens ou services qu'elles offrent, et on voit mal un

¹⁷⁷ Brousseau, *ibid.*, p. 23.

¹⁷⁸ Le partage des coûts échoués peut alors prendre la forme de facilités de paiement.

accord d'assistance mutuelle intervenir en dehors du champ bien délimité d'un processus de production / création de technologies commun (moyennant quoi le partage des coûts va de soi). Deuxièmement, les relations verticales de sous-traitance ; par accord conclu *ex ante*, la firme commanditaire garantit alors le partage des coûts échoués subis le cas échéant par le sous-traitant, et ceci dans le cadre strict de la phase du processus de production dont il lui confie la réalisation. La firme commanditaire et le sous-traitant conduisent nécessairement leurs processus d'apprentissage en étroite coordination, et le diagnostic d'un éventuel échec est donc grandement facilité.

2.4.1.1.1.2 Les contraintes soulagées par les accords d'assistance mutuelle

Il convient à présent d'identifier les contraintes de financement de la création de technologies qu'un accord d'assistance mutuelle permet de soulager, voire de résoudre.

Tout d'abord, il est clair que ce mécanisme est spécifié sur mesure pour éviter que l'échec d'un processus de production / création de technologies ne compromette, à travers les coûts échoués qu'il engendre, la viabilité de la firme qui le conduit. De ce point de vue, l'accord d'assistance mutuelle ne consiste ni plus ni moins qu'à élargir l'assise financière de chaque partenaire. Le deuxième effet produit par un tel accord, intimement lié au premier, est d'assurer un lissage du profil temporel de la quasi-rente entrepreneuriale de chaque partenaire, en amortissant les variations négatives extrêmes – constituées par les coûts échoués – qu'elle subit, à l'occasion de l'abandon prématuré d'un processus de production stérile. L'accord d'assistance mutuelle contribue, en fait, à soulager la contrainte inter-temporelle de financement de chaque partenaire, inhérente à son activité de création de technologies. Mais il va aussi plus loin.

En effet le danger qui pèse sur la firme, de voir ses investissements de création de technologies se transformer en coûts échoués, constitue la source même de l'irréversibilité de ces investissements, et des problèmes de financement qu'elle engendre. Ainsi, en allégeant le montant des coûts échoués en cas d'abandon prématuré d'un processus de production moribond, un accord d'assistance mutuelle tempère en premier lieu l'incitation que reçoit la firme, à prolonger un tel processus à l'excès. Dit autrement, la firme peut plus facilement se résoudre à abandonner un tel processus, si elle sait¹⁷⁹ que les coûts échoués

¹⁷⁹ Il est nécessaire et suffisant pour cela que l'accord soit crédible ; cf. 2.4.2, au sujet de la forme d'organisation appropriée pour un tel accord.

qui en résulteront, seront partagés selon les termes de l'accord d'assistance mutuelle. Il apparaît ainsi que ce type d'accord atténue le phénomène de fuite en avant identifié précédemment¹⁸⁰.

Ensuite, ce même allègement des coûts échoués en cas d'abandon prématuré d'un processus de production, quand il est anticipé *ex ante*¹⁸¹, influe sur l'intensité de l'activité de création de technologies des partenaires. Il est apparu en effet qu'une firme pouvait hésiter à initier une nouvelle option productive, parce que ce faisant, elle s'engage dans une voie par nature incertaine, qu'elle ne peut en outre pas abandonner en route, à moins de transformer en coûts échoués les dépenses qu'elle y a effectuées. Si la firme anticipe que le montant de ces éventuels coûts échoués sera partagé, au moyen d'un accord d'assistance mutuelle, alors elle abandonnera plus facilement un nouveau processus de production / création de technologies s'il s'avère qu'elle y fait fausse route, par exemple pour s'engager dans une autre voie. Autrement dit, l'accord d'assistance mutuelle procure à la firme une capacité accrue de révision ultérieure de ses décisions technologiques ; ceci contribue mécaniquement à augmenter l'intensité de son activité d'innovation¹⁸².

En résumé, il apparaît que les firmes mobilisent à travers ces accords d'assistance mutuelle, qui ont pour objectif le partage des coûts échoués en cas d'abandon prématuré d'une nouvelle option productive de l'une d'entre elles, un vecteur d'adaptabilité particulièrement puissant, puisqu'il atténue toutes les contraintes de financement de la création de technologies. Il nous appartiendra néanmoins, dans la section suivante, de prescrire le mode d'organisation industrielle approprié pour gérer de tels accords.

2.4.1.1.2 Les accords de cofinancement de la création de technologies

Plusieurs firmes peuvent aussi se coordonner afin de partager l'ensemble des coûts irrécouvrables afférant à leurs processus de production / création de technologies, et non plus seulement les coûts avérés irrécouvrables *ex post*. Les économies d'échelle permises par une coordination des décisions de création de technologies seront étudiées ultérieurement¹⁸³. Il faut donc supposer ici que le partage des coûts irrécouvrables ne permet pas d'en diminuer le volume moyen. Le levier généré par un tel partage consiste

¹⁸⁰ Cf. 2.2.1.2.3.

¹⁸¹ Cf. encore 2.4.2, au sujet de la crédibilité de l'accord d'assistance mutuelle.

¹⁸² Cf. 2.2.1.2.4.

alors en un élargissement de l'assise financière des firmes qui s'accordent sur ses termes.

2.4.1.1.2.1 Un partage des coûts et des recettes

Un accord de partage de l'ensemble des coûts encourus dans les processus de création de technologies garantit clairement, à chaque partenaire, un partage de ses coûts éventuellement échoués *ex post*. Il existe cependant une différence fondamentale entre ce type d'accords et les accords d'assistance mutuelle étudiés ci-dessus, qui tient à la charge qu'ils représentent pour chacun des partenaires. En effet, l'échec d'une nouvelle option productive est un phénomène intrinsèquement incertain, et les coûts échoués supportés par les partenaires d'un accord d'assistance mutuelle suivent alors *a priori* une marche aléatoire. Au contraire, ceux à charge de firmes qui se coordonnent pour partager l'ensemble des coûts de construction d'une nouvelle capacité productive, sont tout au plus risqués, et nécessairement au moins aussi importants en volume que les coûts échoués (pour un même processus de production).

Il est ainsi vraisemblable que plusieurs firmes n'accepteront de s'impliquer dans un tel partage, que si elles obtiennent la garantie que ces coûts seront remboursés ultérieurement, par quelque moyen que ce soit. Or, à la différence des coûts échoués partagés dans les accords d'assistance mutuelle, les coûts de mise en œuvre d'une nouvelle option productive ne sont pas *a priori* stériles, autrement dit ils sont susceptibles de constituer un investissement qui va générer un flux des recettes futures. Dès lors, le moyen le plus immédiat – et le seul qui soit vraiment concevable – pour défrayer les coûts partagés, semble bien être de s'entendre aussi sur le partage des recettes qu'ils seront amenés à engendrer.

Une telle coordination entre plusieurs firmes s'apparente donc ni plus ni moins qu'à un cofinancement, en bonne et due forme, de leurs activités de création de technologies.

2.4.1.1.2.2 Les types de relations concernés

Les contraintes qui pèsent sur les procédures d'évaluation et de contrôle des coûts et recettes dont il est question, qui se formulent en termes de compétences requises, sont bien plus prégnantes encore que celles à l'œuvre dans un accord d'assistance mutuelle,

¹⁸³ Cf. *infra* 2.4.1.2.

quand il s'agit uniquement de diagnostiquer l'échec d'un processus de création de technologies. On comprend que chaque partenaire puisse exiger de faire valoir son point de vue sur des investissements de construction d'une nouvelle capacité productive qu'il va devoir financer en partie, et qu'il soit en droit d'attendre une information en retour sur la valeur créée par ces investissements, information qu'il veut observable et vérifiable sans coûts prohibitifs.

Dans ce contexte, le terrain propice à de tels accords de cofinancement de la création de technologies se limite aux deux mêmes types de relations industrielles que celles identifiées pour les accords d'assistance mutuelle. Il s'agit premièrement des relations horizontales entre firmes aux compétences proches, engagées conjointement dans la mise en œuvre d'une nouvelle option productive. Il s'agit deuxièmement des relations verticales entre une firme et son sous-traitant, qui appellent la coordination étroite des processus d'apprentissage de l'une et de l'autre dans le cadre d'un processus de production. Dans ce dernier cas, le partage des coûts et des recettes est organisé par les termes du contrat de sous-traitance.

2.4.1.1.2.3 Les contraintes soulagées par les accords de cofinancement

Il convient à présent de s'intéresser aux contraintes de financement de la création de technologies que ce deuxième type d'accords de partage des coûts irrécouvrables permet de soulager.

Comme il vient d'être relevé, le partage de l'ensemble des coûts de construction d'une capacité productive garantit le partage des coûts échoués, en cas d'abandon prématuré du processus. Accords de cofinancement et accords d'assistance mutuelle se rejoignent donc sur ce résultat fondamental qu'est le partage des coûts non recouverts *ex post*, dont l'effet immédiat est que les différents partenaires sont davantage robustes vis-à-vis de l'échec éventuel de leurs nouvelles options productives. Il est apparu aussi que les vertus d'un partage des coûts échoués sont étendues lorsque ce partage est correctement anticipé *ex ante*, puisque alors chaque partenaire est moins incité à la fuite en avant dans un processus moribond, de même qu'il est conduit à intensifier son activité de création de technologies.

Or les accords de cofinancement et ceux d'assistance mutuelle divergent du point de vue de leur crédibilité, qui est indispensable pour que ces effets vertueux

supplémentaires se manifestent. En effet, alors que les premiers interviennent dans le cours des processus de production par lesquels de nouvelles technologies sont créées, les seconds au contraire ne sont qu'une garantie de secours *ex post*. Cette caractéristique lève à elle seule l'hypothèque relative à la crédibilité de l'accord dans le cas d'un cofinancement, hypothèque qui peut en revanche annihiler les effets bénéfiques attendus d'un accord d'assistance mutuelle. L'accord de cofinancement est naturellement crédible, puisque chaque partenaire finance en fonds propres les investissements de construction de la nouvelle capacité productive, qui sont hautement spécifiques au processus considéré. Un partenaire perdrait automatiquement ces fonds s'il venait à rompre l'accord.

Enfin, un accord de cofinancement permet lui aussi de lisser le profil temporel de la quasi-rente entrepreneuriale de chaque partenaire, et ce de manière clairement plus satisfaisante qu'un accord d'assistance mutuelle. Dans un cas comme dans l'autre, les variations extrêmes de la quasi-rente d'un partenaire, provoquées par l'apparition le cas échéant de coûts échoués, sont amorties. Mais avec un accord d'assistance mutuelle, chaque partenaire supporte intégralement les coûts de ses processus production / création de technologies en cours. Au contraire, ces coûts – ainsi que les recettes qu'ils vont générer – sont partagés avec un accord de cofinancement. Et sauf à considérer que tous les processus dont les partenaires partagent ainsi les coûts sont parfaitement synchronisés dans le temps (ce qui paraît bien improbable), chacun voit le profil temporel de sa quasi-rente entrepreneuriale adouci¹⁸⁴.

En résumé, les accords de cofinancement de la création de technologies permettent eux aussi d'alléger les problèmes de financement propres à cette activité. En solidarisant les partenaires non seulement en cas d'échec de la nouvelle option productive cofinancée, mais aussi dans le cours de son élaboration, ils ressortent de l'analyse comme encore mieux spécifiés que les accords d'assistance mutuelle pour procurer cette adaptabilité qui manque aux firmes spécialisées en matière de financement de leur création de technologies. Ici encore demeure en suspend la question du mode d'organisation prescriptible pour ces accords de cofinancement.

¹⁸⁴ A la limite, le nombre de partenaires augmentant, il serait possible de supprimer à travers un effet de mutualisation toute irrégularité de la quasi-rente entrepreneuriale de chacun (mais, bien sûr, les coûts de la coordination augmentent avec le nombre de partenaires).

2.4.1.2 La mobilisation d'économies d'échelle

Au-delà du seul partage des coûts irrécouvrables de la création de technologies, qui traduit un simple élargissement de leurs assises financières, les partenaires d'une relation technologique peuvent aussi mobiliser des économies d'échelle.

2.4.1.2.1 Economies d'échelle et création de technologies

Dans leur acception traditionnelle, les économies d'échelle renvoient à la recherche de la taille de la capacité à construire qui permet de minimiser le coût moyen de production (fabrication) du produit, étant donnée la technologie disponible. Une diminution du coût moyen, consubstantielle à la technologie mise en œuvre, est ainsi obtenue grâce à une augmentation du volume d'output. C'est cette approche traditionnelle qui est mobilisée dans les travaux standards de l'économie industrielle, relatifs aux activités de Recherche & Développement, pour lesquels la réalisation d'économies d'échelle consiste à « [...] atteindre une taille minimale pour des investissements efficaces en R&D »¹⁸⁵.

Dans le régime de transformation continue des technologies et des préférences qui nous occupe ici, cette acception traditionnelle n'est évidemment pas mobilisable. Il s'agit alors plutôt pour la firme de parvenir à réduire les coûts de mise en œuvre d'une nouvelle option productive, à « output » inchangé. Cet output désigne ici le savoir technologique engendré par apprentissage dans et par la production. C'est ainsi le caractère non rival du savoir technologique, produit dans le cours d'un processus d'apprentissage, qui semble devoir constituer le principal gisement d'économies d'échelle. Concrètement, deux équipes impliquées dans le même processus de production / création de technologies doivent être chacune capable, sous certaines conditions qui relèvent de l'absence de complémentarité trop forte entre elles, de s'en approprier le résultat qu'est le savoir technologique créé.

2.4.1.2.2 Les types de relations concernés

Sur la base de cette acception renouvelée, il est possible d'inférer quel type de relation technologique est susceptible de produire ces économies d'échelle d'origine cognitive. Il apparaît en effet qu'elles présupposent une communauté d'outputs entre les

¹⁸⁵ Mucchielli, 1991, p. 129.

firmes qui se coordonnent, puisqu'il s'agit de s'approprier le même savoir technologique. Cela en restreint le champ d'application aux seules relations horizontales entre firmes aux compétences proches, engagées dans un processus de production / création de technologies commun.

Effectivement, plusieurs firmes aux compétences proches peuvent décider de mettre en œuvre conjointement une nouvelle option productive, afin d'éviter de dupliquer leurs efforts d'innovation. Si chacune engage dans le processus de production commun des ressources humaines aux compétences appropriées, qui seront donc capables d'y conduire un processus d'apprentissage générateur de savoir, alors elle doit être en mesure de s'approprier *ex post* la technologie créée en encourant des coûts moindres que ceux qu'aurait nécessités un processus individuel. Il en résulte au final un volume de coûts irrécouvrables de création de technologies réduit pour un même output, c'est-à-dire des économies d'échelle.

2.4.1.2.3 Les contraintes soulagées par les économies d'échelle

Il convient à présent de s'intéresser aux contraintes de financement de la création de technologies que les économies d'échelle, mobilisées dans les relations technologiques horizontales, permettent de soulager.

Ces relations technologiques horizontales nécessitent que plusieurs firmes aux compétences proches s'engagent dans un processus de production / création de technologies commun. Un partage des coûts et des recettes doit alors être organisé dans les termes d'un accord de cofinancement¹⁸⁶. Ainsi, les effets des économies d'échelle viennent nécessairement s'imbriquer avec les effets de ce partage des coûts irrécouvrables. Il est possible de les synthétiser de manière très simple, en notant que les économies d'échelles ne font rien d'autre que diminuer le volume des coûts partagés dans l'accord de cofinancement. En résumé, la mobilisation d'économies d'échelle contribue simplement à renforcer, à la hauteur des économies réalisées, les effets bénéfiques engendrés par les accords de cofinancement sur chacune des contraintes de financement de la création de technologies.

¹⁸⁶ Cf. *supra* 2.4.1.1.2.

2.4.2 L'organisation industrielle des relations technologiques à visées financières

Il convient à présent de s'intéresser aux formes d'organisation industrielle prescriptibles pour les accords de partage des coûts irrécouvrables de la création de technologies. Conformément à la méthodologie utilisée pour les relations technologiques, nouées dans l'objectif de créer / partager un savoir technologique, l'efficacité respective du marché, du contrat, de l'internalisation et de la coopération vont être étudiées successivement.

2.4.2.1 L'inadaptation des formes d'organisation marchandes

Les formes marchandes d'organisation industrielle étaient *a priori* inenvisageables quand il s'agissait d'accéder à un savoir technologique, en raison de son caractère non transférable par échange marchand¹⁸⁷. Elles paraissent en revanche bien spécifiées, de prime abord, pour gérer les transferts financiers qui demandent à être organisés dans le cadre des accords de partage des coûts irrécouvrables de la création de technologies. Ces accords doivent alors être appréhendés sous leurs dimensions transactionnelles. Dans ce cas, les caractéristiques intrinsèques de la création de technologies – sa durée, la spécificité des actifs qui y sont constitués, et l'incertitude radicale qui la baigne – condamnent irrémédiablement le marché, et handicapent sérieusement le contrat, dans leurs prétentions à organiser ces accords.

2.4.2.1.1 L'horizon temporel court de la relation de marché

Organiser les accords de partage des coûts irrécouvrables de la création de technologies sous l'égide du marché revient à considérer que la firme qui souhaite partager ses coûts se met en quête d'un partenaire, qu'elle négocie et conclut avec lui les termes d'un partage¹⁸⁸, que les partenaires mettent ce partage en œuvre, puis qu'ils se séparent sans autre forme d'obligation l'un envers l'autre. Les raisons de l'incapacité du marché à gérer un accord d'assistance mutuelle ont déjà été relevées : on voit mal ce qu'une firme qui cherche à organiser le partage de ses coûts échoués *ex post*, en situation de difficulté

¹⁸⁷ Cf. 2.3.2.1.1.

financière du fait de l'échec d'un de ses processus de production, pourrait offrir contre le secours financier que lui apporterait un sauveteur, dans le cadre d'un échange marchand ponctuel. Notons que, si ce qu'elle a à offrir à ce sauveteur est de lui porter secours à son tour en cas de difficulté financière dans le futur, alors les partenaires se sépareront avec une obligation l'un envers l'autre après la mise en œuvre du partage : on quitte dans ce cas le cadre d'une coordination marchande, pour tomber dans celui d'une coordination contractuelle (cf. *infra*).

En revanche, quand il s'agit d'organiser un accord de cofinancement de la création de technologies, cette situation d'insolvabilité de fait ne se pose pas. Il s'agit en effet d'organiser non seulement le partage des coûts de construction d'une nouvelle capacité productive, mais aussi celui des recettes qui en sont attendues. Ainsi, la firme qui se met en quête d'un partenaire, pour organiser un partage de l'ensemble de ses coûts irrécouvrables, dispose d'une monnaie d'échange : l'intéressement des partenaires aux recettes susceptibles de résulter du processus de production dont les coûts sont partagés. Mais le problème est qu'en raison de la nature diachronique des processus de production en régime irrégulier, ces recettes ne viendront le cas échéant que dans le futur. Y intéresser les partenaires, en échange de la prise en charge d'une partie du financement de la production, c'est encore une fois les quitter, après la mise en œuvre du partage, en gardant une obligation vis-à-vis d'eux. Ici aussi, et pour le même motif, la coordination décrite n'est pas de nature marchande mais contractuelle.

Il apparaît donc que la tare rédhibitoire du marché est son horizon temporel intrinsèquement court, alors que la création de technologies s'inscrit au contraire dans un horizon temporel essentiellement long. Il convient alors logiquement d'étudier à présent si les contrats, dont la fonction première est de permettre la mise en œuvre de promesses d'échange dans le futur, constituent une forme d'organisation industrielle appropriée pour ces accords de partage des coûts irrécouvrables.

Dire que les partenaires d'un accord de partage des coûts irrécouvrables organisent cet accord par le truchement d'un contrat, et non d'un marché, c'est donc précisément considérer que les partenaires s'entendent aujourd'hui, sur l'ensemble des règles selon lesquelles les coûts irrécouvrables seront partagés dans le futur.

¹⁸⁸ Elle doit donc nécessairement avoir quelque chose à lui offrir en échange.

2.4.2.1.2 L'inefficacité des contrats d'assistance mutuelle

Dans le cas d'un accord d'assistance mutuelle, le contrat prend une forme simple qui a été décrite ci-dessus : il stipule que les partenaires partageront les éventuels coûts échoués subis par l'un quelconque d'entre eux, en cas d'abandon prématuré d'un de ses processus de production. Il est apparu qu'un tel contrat requiert la détention de compétences appropriées, pour permettre le diagnostic de l'échec d'une nouvelle option productive. Il est apparu aussi que l'accord qu'il consigne doit être crédible pour produire les effets escomptés, en termes de mitigation des problèmes de financement de la création de technologies. Or c'est sur ce dernier point qu'achoppe la coordination contractuelle des accords d'assistance mutuelle.

2.4.2.1.2.1 Leur incomplétude

En matière de création de technologies, tout contrat est invariablement incomplet, à cause de l'incertitude radicale caractéristique de cette activité. Il est donc impossible de prévoir à l'avance toutes les contingences susceptibles de se produire à l'avenir dans le cours d'un processus de production, en régime irrégulier. Un partenaire de l'accord d'assistance mutuelle, sollicité pour venir en aide à un autre confronté aux coûts échoués engendrés par l'échec d'un de ses processus, pourra toujours invoquer la survenance d'une contingence imprévue au contrat s'il veut renier son engagement contractuel. Ainsi la contractualisation des accords d'assistance mutuelle, tant qu'elle reste tributaire de cette menace d'opportunisme *ex post*, n'est pas susceptible de procurer aux firmes les bénéfices attendus sur le plan du financement de leur création de technologies. Ce sont dès lors les mécanismes contractuels de prévention de l'opportunisme qui se retrouvent placés au centre de l'analyse.

2.4.2.1.2.2 Des mécanismes de prévention de l'opportunisme inopérants

En ce qui concerne les pénalités en cas de rupture du contrat, la sanction infligée doit être balancée entre, d'une part, l'incitation qu'elle procure à chaque partenaire de ne pas rompre le contrat de manière opportuniste, et d'autre part, le risque qu'elle fait courir d'y enfermer les partenaires quand bien même la relation ne leur serait plus bénéfique. Cette juste mesure paraît particulièrement difficile à apprécier dans le cadre d'une activité

radicalement incertaine comme la création de technologies¹⁸⁹. L'arbitrage des litiges par une tierce partie semble devoir être exclu, car il est hautement improbable qu'un quelconque tiers possède les compétences nécessaires, pour juger de la pertinence – ou au contraire du caractère opportuniste – d'une rupture du contrat *ex post* par un partenaire.

L'échange d'otage consiste à ce que chaque partenaire s'engage de manière irréversible dans l'accord, en livrant un otage à l'autre, qu'il sacrifie automatiquement s'il vient à rompre la relation. Mais ces otages sont classiquement constitués par les actifs spécifiques à la relation, dans lesquels chaque partenaire est amené à investir. Les accords d'assistance mutuelle sont assez éloignés de ce cadre canonique, puisqu'ils n'organisent pas d'interaction sur la durée entre les partenaires, mais seulement un secours financier *ex post*. Une version du mécanisme d'échange d'otages semble néanmoins pouvoir s'appliquer aux accords d'assistance mutuelle passés dans le cadre de relations de sous-traitance. En effet, les processus d'apprentissage de la firme commanditaire et du sous-traitant, conduits dans le même processus de production, sont alors étroitement complémentaires. Qui plus est, les savoirs technologiques qu'ils engendrent sont fortement spécifiques à la relation nouée. Ils perdraient l'essentiel de leur valeur si elle venait à être rompue. Il semble donc que ces savoirs puissent avoir valeur d'otage naturel dans la relation. Mais l'accord d'assistance mutuelle se focalise, du point de vue de son objet, sur l'éventualité de l'échec du processus de production dans lequel la firme et son sous-traitant sont conjointement engagés. Or un tel échec stigmatise précisément la perte de valeur des savoirs technologiques créés par chacun. Pour cette raison, aucune partie ne perd rien si la relation se termine. Il semble dans ce cas bien improbable que la firme commanditaire honore son contrat d'assistance mutuelle. Au contraire, l'échec du processus conduit avec son sous-traitant ne peut que renforcer son incitation première à se comporter de manière opportuniste, l'objectif pouvant alors être de changer de sous-traitant.

Enfin, confier l'autorité en matière de secours financier à un des partenaires de l'accord d'assistance mutuelle ne semble pas non plus permettre d'y prévenir l'opportunisme. Chacun voudra bénéficier de cette autorité, car elle lui permet d'exiger de manière exécutoire le remboursement par l'autre de ses coûts échoués¹⁹⁰, et

¹⁸⁹ Par exemple, le montant des pénalités inscrit au contrat peut s'avérer trop faible si un partenaire vient à supporter, de manière exceptionnelle, un montant très important de coûts échoués ; en dépit des pénalités, l'autre préférera se comporter de manière opportuniste, et renier le contrat d'assistance mutuelle.

¹⁹⁰ Ou peut-être prétendument échoués.

symétriquement de lui refuser, sans appel possible, un secours financier même s'il paraît indiqué.

Finalement, si le contrat surpasse le marché pour coordonner les accords d'assistance mutuelle entre firmes créatrices de technologies, en médiatisant l'organisation de promesses d'échange pour le futur, il apparaît bien mal armé pour garantir que ces promesses seront tenues.

2.4.2.1.3 L'inefficacité des contrats de cofinancement

Qu'en est-il de la coordination contractuelle des accords de cofinancement de la création de technologies ? Il convient tout d'abord de relever que, ici encore, le contrat rend possible ce que le marché ne permet pas : organiser aujourd'hui l'intéressement des partenaires du cofinancement aux recettes futures qui seront engendrées par le processus de production considéré. En outre, le contrat de cofinancement apparaît tout aussi incomplet que celui d'assistance mutuelle. Il donne ainsi *a priori* tout autant prise à l'opportunisme *ex post* des partenaires, posant la question cruciale de la crédibilité des engagements qu'ils y prennent.

2.4.2.1.3.1 La crédibilité de l'accord garantie

Dans un contrat de cofinancement de la création de technologies, contrairement à un contrat d'assistance mutuelle, chaque partenaire investit dans un actif éminemment spécifique à l'accord : les savoirs, ou encore la compétence, en cours d'élaboration dans le processus cofinancé. C'est la raison principale pour laquelle les coûts associés sont irrécouvrables. Aucun des partenaires de l'accord ne semble donc être susceptible de prétexter la survenance d'une contingence imprévue au contrat pour renier son engagement, ou exiger une renégociation opportuniste *ex post*. En effet, en cas de rupture du contrat, il perdrait le bénéfice attaché à la partie spécifique des coûts qu'il a cofinancé. A la différence d'un contrat d'assistance mutuelle, un contrat de cofinancement semble donc être robuste vis-à-vis de l'opportunisme *ex post* des partenaires. Il garantit, en dépit de l'incomplétude qui le caractérise, la crédibilité des engagements qu'ils y prennent.

2.4.2.1.3.2 Un conflit d'intérêts insoluble

Cette dimension vertueuse du caractère irrécouvrable des coûts de la création de

technologies qui sont cofinancés peut se transformer en dimension pernicieuse, en ce qu'elle enferme les partenaires dans un processus fait d'une séquence de décisions aux caractères irréversible et incertain. Le catalyseur de cette transformation néfaste est le caractère M_1 pur¹⁹¹ du mode de coordination contractuel, selon lequel chaque partenaire du contrat demeure engagé, de manière exclusive, dans la poursuite de son intérêt individuel.

En effet, le problème qui se pose à chaque étape du processus de production cofinancé est de savoir quelle décision prendre, étant entendu que les firmes engagées dans l'accord de cofinancement sont inévitablement hétérogènes du point de vue de leurs compétences¹⁹², des anticipations qu'elles forment vis-à-vis du processus considéré, de leurs aversions pour le risque qu'elles y prennent, etc. Si le contrat de cofinancement était complet, cette séquence de décisions pourrait être négociée *ex ante*, puis consignée dans le contrat, sous une forme contingente à tous les états du monde, susceptibles de se produire dans le cours du processus d'élaboration de la nouvelle option productive. Mais comme il a déjà été souligné, cette solution n'est pas envisageable. Les partenaires n'ont donc pas d'alternative que de rédiger, éventuellement, un contrat sciemment incomplet fixant dans leurs grandes lignes les options technologiques programmées, et de le renégocier chaque fois qu'une décision s'impose dans le cours du processus de création de technologies.

Mais il faut décider à chaque renégociation du montant à investir dans le processus, et surtout des actions précises qu'il convient d'y engager. Se confronteront alors autant de points de vues divergents qu'il y a de partenaires hétérogènes. Idéalement, la renégociation pourrait être efficace si la sortie de l'accord était libre (caractère M_2). Mais le fait que chaque partenaire y soit enfermé par la fraction des coûts irrécouvrables qu'il a financée ruine cet espoir. Ainsi, les partenaires sont en quelque sorte obligés de parvenir à un consensus impossible. On peut raisonnablement en déduire que le temps et les autres ressources consacrés à cette renégociation sont considérables. La fréquence à laquelle cette renégociation doit être réitérée, dans le cours du processus de création de technologies, achève de nous convaincre de l'inefficacité de la coordination contractuelle des accords de cofinancement.

Il convient donc de se tourner vers des formes d'organisation industrielle non marchandes, pour organiser ces accords de partage des coûts irrécouvrables de la création

¹⁹¹ C'est-à-dire sans O_1 ; cf. Imai & Itami, *ibid*.

¹⁹² Leurs compétences sont néanmoins proches, et ces hétérogénéités sont donc ténues.

de technologies. Ce sont alors l'internalisation / intégration des partenaires dans une seule et même firme, et la coopération entre eux, qui sont placés au centre de l'analyse.

2.4.2.2 L'inadaptation de l'intégration des partenaires d'une relation horizontale

La solution d'internalisation consiste pour les partenaires de l'accord à s'intégrer dans une seule et même firme, afin de mettre en œuvre leur accord de partage des coûts irrécouvrables. Ici encore, cette solution est à rejeter d'emblée pour la coordination des accords de partage des coûts irrécouvrables mis en œuvre dans le cadre d'une relation de sous-traitance. En effet, ces relations existent en raison de l'incapacité à laquelle est confrontée la firme créatrice de technologies de conduire un processus d'apprentissage dans un domaine de compétences trop éloigné de celles qu'elle possède. Ceci restreint donc le champ d'application de la solution d'internalisation à des accords conclus dans le cadre de relations de type horizontal, entre des firmes aux compétences proches.

2.4.2.2.1 Une forme stable et coopérative

Il convient de rappeler ici que la firme à laquelle il est fait référence, qui résulte de l'internalisation des partenaires, n'est pas la hiérarchie caractéristique de l'approche transactionnelle, dont le mode de coordination est incompatible avec un apprentissage susceptible d'enrichir la spécificité des ressources humaines qui le conduisent (cf. 2.3.2.2). C'est plutôt une coordination de l'accord de partage des coûts irrécouvrables à l'intérieur d'une firme de type J, que les partenaires de l'accord peuvent envisager de mettre en œuvre.

Si c'est un accord d'assistance mutuelle qu'ils souhaitent organiser, l'internalisation le rend *de facto* exécutoire. Chaque partenaire conduit alors son propre processus de production / création de technologies à l'intérieur de la nouvelle firme. En cas d'abandon prématuré de son processus par l'un d'entre eux, les coûts échoués peuvent être provisionnés en s'appuyant sur l'assise financière de la firme. La crédibilité de l'accord est garantie autant par la structure coopérative qui prévaut à l'intérieur de la firme, que par l'impossibilité qui est faite aux partenaires ayant fusionné de dénouer leur relation.

Dans le cas d'un accord de cofinancement, le problème n'est pas celui de sa

crédibilité, qui est garantie par la part des coûts irrécouvrables de construction de la capacité productive que chacun finance en fonds propres. Il concerne plutôt la procédure décisionnelle caractéristique du processus de production conduit conjointement, qui doit tenir compte, à chaque étape, des points de vue nécessairement différents des partenaires, tout en assurant la cohérence globale des décisions prises. Or c'est exactement ce que réalise la procédure décisionnelle de la firme J. D'une part, elle est d'essence décentralisée, car chaque partenaire conduit son propre processus d'apprentissage. D'autre part, elle est d'essence collective, car le savoir produit est échangé entre les partenaires à chaque étape, afin que les processus d'apprentissage s'enrichissent l'un l'autre – d'où la cohérence globale des décisions décentralisées. La solution d'internalisation permet donc de résoudre les problèmes qui condamnent la coordination contractuelle des accords de partage des coûts irrécouvrables, dans le cadre de relations horizontales entre firmes aux compétences proches. Mais ce n'est pas pour autant qu'elle n'est pas sujette à d'autres problèmes.

2.4.2.2.2 Un défaut de sélectivité et de réversibilité

La limite de la solution d'internalisation tient à l'étendue des processus de production / création de technologies des partenaires qu'il convient de regrouper dans une seule et même firme. Si l'internalisation est discrète, au sens où elle concerne seulement les processus concernés par l'accord de partage des coûts irrécouvrables¹⁹³, alors il est manifeste qu'elle ne peut pas produire les effets escomptés en termes de mitigation des problèmes de financement des partenaires. La nouvelle firme n'est en effet pas viable en termes de création de technologies, car aucun processus de production passé ne génère des recettes susceptibles de financer les processus internalisés¹⁹⁴.

Les partenaires doivent donc nécessairement intégrer plusieurs de leurs processus de production, parvenus à différents stades de maturité, afin que la nouvelle firme puisse mettre en œuvre de manière viable, les nouvelles options productives concernées par l'accord de partage des coûts irrécouvrables. Ce défaut de sélectivité de la solution d'internalisation est compliqué par son caractère fortement irréversible (principe O₂ pur de

¹⁹³ Comme l'autorisent la coordination par le marché, celle par le contrat et, comme il apparaîtra ci-dessous, celle par la coopération.

la firme¹⁹⁵) : une fois une telle intégration « en masse » engagée, il est très difficile de faire marche arrière. Cette double rigidité propre à la coordination par internalisation des accords de partage des coûts irrécouvrables de la création de technologies, semble s'opposer de manière radicale aux caractéristiques de flexibilité et de spécificité requises pour ce genre d'accords. Elle condamne clairement la solution d'internalisation, ou en tout état de cause sape son efficacité, comparativement à la solution de coopération, qu'il convient maintenant d'analyser¹⁹⁶.

2.4.2.3 La coopération entre les partenaires d'une relation technologique

Les relations verticales de sous-traitance doivent être réintégrées à ce stade de l'analyse. L'efficacité de la coordination, par la coopération, des accords de partage des coûts irrécouvrables de la création de technologies, doit être comparée à celle procurée par la coordination contractuelle, et à celle procurée par l'internalisation. Il faut donc commencer par rappeler ce qui différencie, quant au fond, la coopération du contrat et de l'internalisation.

2.4.2.3.1 La supériorité de la coopération par rapport au contrat

Le positionnement de la coopération et du contrat dans la grille d'analyse des formes d'organisation industrielle proposée par Imai et Itami est mobilisée ici¹⁹⁷. Ils diffèrent essentiellement par rapport au principe coordinateur O_1 ¹⁹⁸, selon lequel les agents qui interagissent sont engagés dans la poursuite d'un intérêt commun, qui est présent dans la coopération mais absent du contrat. Ils diffèrent aussi, mais à un degré moindre, du point de vue de ce qui matérialise chez l'une et chez l'autre le principe O_2 , en vertu duquel les agents sont enfermés dans la relation. Le caractère contraignant des termes du contrat, qui stipulent les décisions à prendre pour un ensemble d'états du monde contingents, s'oppose alors au caractère incitatif de la quasi-rente relationnelle que les partenaires de la

¹⁹⁴ Sauf à compter sur un financement externe obtenu auprès du système financier, mais alors ce n'est pas dans l'internalisation que réside la solution aux problèmes de financement ; et sauf à compter sur un apport en capital des firmes d'origine, auquel cas la nouvelle firme s'apparente à une joint-venture, forme d'organisation qui relève plutôt de la coopération que de l'internalisation (cf. Rullière & Torre, *ibid.*, p. 225).

¹⁹⁵ C'est-à-dire sans M_2 ; cf. Imai & Itami, *ibid.*

¹⁹⁶ Cette conclusion va à l'encontre de la théorie de la firme innovatrice de Lazonick (1991).

¹⁹⁷ Cf. *supra* 1.3.3.2 et 1.4.2.1.3.

¹⁹⁸ Cf. Imai & Itami, *ibid.*

coopération perdraient s'ils y mettaient un terme.

2.4.2.3.1.1 Le cas des accords d'assistance mutuelle

Dans le cadre d'un accord d'assistance mutuelle, et du point de vue de sa crédibilité qui doit être garantie pour qu'il produise les effets désirés, le contrat est exposé à son incomplétude irrémédiable en matière de création de technologies, qui fait qu'un partenaire du contrat peut toujours se comporter de manière opportuniste *ex post*, s'il veut renier son engagement à secourir financièrement son tiers. Et en vertu du principe M_1 pur caractéristique du contrat, le partenaire ne peut être conduit à honorer son engagement que si, investissant en réputation, il en attend quelque bénéfice en retour (typiquement, que le secours d'aujourd'hui devienne son sauveur demain).

Bien au contraire, si l'accord d'assistance mutuelle est coordonné par le truchement d'une coopération, alors une firme peut choisir d'honorer son engagement à secourir son partenaire, en vertu de la subordination de son intérêt individuel à un intérêt collectif (principe O_1). Ce faisant, elle instaure un contexte de confiance avec lui qui, en tant qu'actif hautement spécifique à la relation, y enferme les partenaires (principe O_2). Grâce à cette confiance, et nonobstant l'incertitude radicale propre à la création de technologies, l'autre respectera aussi son engagement le jour venu. En un mot, honorer son engagement permet d'enclencher le cercle vertueux de la coopération¹⁹⁹.

2.4.2.3.1.2 Le cas des accords de cofinancement

Dans le cadre d'un accord de cofinancement de la création de technologies, le problème n'est pas la crédibilité de l'accord, qui est garantie par le financement en fonds propres par chaque partenaire d'une fraction des coûts irrécouvrables (principe O_2), mais celui de la confrontation d'intérêts individuels contradictoires (principe M_1 pur), propre à la prise de décisions dans le contrat incomplet renégocié.

La coopération résout ce problème grâce au principe O_1 qu'elle exhibe en plus, et qui est mis en œuvre dans la logique qui lui est propre d'enclenchement d'un cercle vertueux dans lequel il répond au principe O_2 . Chaque partenaire conduit son propre processus d'apprentissage dans le processus de production commun, et étape après étape,

¹⁹⁹ Cf. Rullière & Torre, *ibid.*, p. 231 ; cf. aussi Baudry, *ibid.*, p. 59.

les savoirs technologiques engendrés sont échangés afin de nourrir un apprentissage collectif. Le savoir ainsi produit grâce à la coopération lui est hautement spécifique – sa valeur est considérablement réduite en dehors de la relation –, et renforce donc l'irréversibilité de l'engagement à coopérer des partenaires. La stabilité de la relation de coopération est ainsi consolidée, ce qui incite encore davantage les partenaires à nourrir le processus d'apprentissage collectif, etc.

La coordination des accords de partage des coûts irrécouvrables par la coopération entre les partenaires s'avère donc plus efficace que celle obtenue s'ils nouent un contrat entre eux.

2.4.2.3.2 La supériorité de la coopération par rapport à l'intégration

Il reste à comparer l'efficacité dynamique des coopérations technologiques à celle procurée par l'internalisation / intégration des partenaires dans une même firme, qui n'est possible que dans le cadre de relations de type horizontal entre des firmes aux compétences proches.

2.4.2.3.2.1 Des formes d'organisation proches

La firme créatrice de technologies, modélisée par la firme J d'Aoki, et la coopération inter-firmes, sont semblables à de nombreux égards. En particulier, aucune n'a rien à envier à l'autre du point de vue de la crédibilité de l'engagement qui est pris à partager les coûts irrécouvrables, comme en matière de cohérence globale de décisions individuelles hétérogènes. La différence essentielle entre ces deux formes d'organisation industrielle tient au principe M_2^{200} , présent dans la coopération mais absent de la firme, selon lequel chaque partenaire est libre de mettre un terme à la relation à chaque instant. C'est donc « [...] la question de l'indépendance et du contrôle des entités concernées »²⁰¹ qui est posée ici, qui veut qu'avec la coopération, « l'identité juridique des partenaires doit être préservée »²⁰², alors qu'elle est sacrifiée avec l'internalisation. Pour Hergert et Morris²⁰³, un signe tangible de cette indépendance propre à la coopération mais absente de l'internalisation est que chaque partenaire conserve une part significative de son activité en

²⁰⁰ Cf. Imai & Itami, *ibid.*

²⁰¹ Rullière & Torre, *ibid.*, p. 225.

²⁰² Rullière & Torre, *ibid.*

dehors du cadre de la coopération.

2.4.2.3.2.2 La coopération, forme sélective et réversible

On retrouve ici le double défaut de la solution d'internalisation des partenaires d'un accord de partage des coûts irrécouvrables. Elle ne permet pas une coordination discrète des processus de production définis comme objet de l'accord de partage des coûts irrécouvrables (défaut de sélectivité), et la coordination en masse qui s'y substitue est fortement irréversible.

Au contraire, le champ de la coopération technologique peut être délimité au(x) processus dont les coûts irrécouvrables appellent un partage, selon les termes de l'accord définit entre les firmes partenaires. Le financement de la capacité de production associée est adossé aux ressources financières de chacune des firmes, dont l'essentiel de l'activité n'est pas concerné par l'accord. En outre, la relation de coopération peut être dénouée à tout instant si elle ne procure plus les bénéfices attendus aux partenaires, autrement dit si elle ne génère plus de quasi-rente relationnelle, en conséquence de quoi les partenaires n'y sont plus enfermés. C'est à la lumière de cette analyse que les joint-ventures entre firmes, dont Mariti et Smiley²⁰⁴ relèvent la pertinence sur le plan empirique en matière d'accords technologiques, ressortissent davantage à des formes poussées de coopération qu'à des formes molles d'internalisation²⁰⁵.

Au final, la coopération s'avère plus efficace que l'internalisation / intégration pour coordonner les accords de partage des coûts irrécouvrables de la création de technologies, dans le cadre de relations horizontales entre firmes aux compétences proches.

Conclusion

En régime de changement technologique, le phénomène organisationnel ne trouve pas sa place comme objet d'étude, tant que l'origine même de ces changements technologiques est évacuée hors du champ de l'analyse. En revanche, une véritable clef

²⁰³ Hergert et Morris, *ibid.*

²⁰⁴ Mariti & Smiley, *ibid.*, p. 442.

²⁰⁵ Cf. Rullière & Torre, *ibid.*, p. 225.

d'entrée dans une approche dynamique de l'organisation industrielle est découverte quand on considère, en filiation avec Schumpeter, que la firme est une organisation économique dont la fonction première est la création de technologies.

Disposer d'une théorie dynamique de la firme requiert de répondre à la question de sa nature, ainsi qu'à celle de ses frontières. La firme ressort de l'analyse comme un ensemble de compétences, qui lui permettent de créer des technologies. Elles-mêmes renvoient aux qualifications des ressources humaines de la firme, et à son organisation grâce à laquelle ces qualifications se transforment. Ce sont les contraintes de nature cognitive d'une part, et de nature financière d'autre part, que la firme rencontre dans cet exercice de transformation de ses compétences, qui délimitent ses frontières. La firme doit ainsi, pour conduire son activité de création de technologies de manière viable, se concentrer sur un nombre restreint de compétences foncières.

Ces développements ont été élaborés avec l'approche du phénomène technologique proposée par Amendola et Gaffard, séduisante par sa démarche déductive. Ils recueillent un large consensus dans la littérature. Mais le débat théorique reste beaucoup plus ouvert quant aux relations que la firme entretient avec son environnement dans un tel contexte de changement technologique. Les acquis de l'approche précitée en matière de théorie dynamique de la firme nous semblent receler une puissance analytique insuffisamment exploitée, capable d'éclairer ce débat. Nous les avons mobilisés afin de tenter d'établir un pont vers une théorie dynamique des relations inter-firmes.

La coopération technologique ressort alors de l'analyse comme la forme d'organisation externe de la firme prescriptible pour lui permettre de tempérer, voire de surmonter, les contraintes qui se manifestent à elle dans la conduite de son activité de création de technologies²⁰⁶.

Cette prescription est sans appel en matière de coordination des relations de sous-traitance. En coopérant avec ses sous-traitants dans le cadre d'un processus de production / création de technologies, la firme peut accéder à des compétences dont elle a besoin mais qu'elle ne possède pas, et assurer la coordination étroite de processus d'apprentissage fortement complémentaires. Elle parvient aussi à organiser avec eux un partage des coûts irrécouvrables encourus dans le processus de création de technologies, et à améliorer ainsi sa viabilité.

Cette prescription, quoique tout aussi définitive, s'analyse dans des termes plus nuancés quand les relations de type horizontal sont en jeu. En coopérant entre elles, des firmes qui possèdent des compétences proches peuvent conduire un processus d'apprentissage collectif pour développer une nouvelle option productive. Ceci leur permet de compenser leur faible degré de spécialisation, et au final d'améliorer la viabilité du processus de création de technologies engagé. Mais elles surmonteraient aussi bien cette contrainte cognitive si elles s'intégraient dans une seule et même firme. En revanche, cette solution d'internalisation laisse subsister des rigidités importantes en matière de gestion de la contrainte financière propre à l'activité de création de technologies. Elles sont dissipées par la souplesse qu'offre la solution de coopération entre les partenaires de la relation technologique, qui leur permet de soulager la totalité de leurs problèmes de financement. Les coopérations technologiques s'imposent ainsi en toutes circonstances.

Ces développements, plus prospectifs que ceux relatifs à la firme, constituent une re-formulation de l'analyse moderne du phénomène coopératif, en vertu de laquelle la coopération ne se fait pas nécessairement au détriment du bien-être social. La concurrence entre firmes peut être requise sur le marché d'un produit donné, qu'elles fabriquent avec une technologie constituée. Et la coopération entre elles peut être requise pour favoriser l'introduction de nouveaux produits et de nouveaux procédés de fabrication.

²⁰⁶ L'analyse est conduite dans des termes proches de ceux de Loasby, 1994a.

Conclusion de la première partie

Les firmes industrielles peuvent interagir pour des raisons diverses, et organiser leurs interactions sous des formes variées.

Quand elles ne cherchent pas à transformer les façons de produire et de consommer, les firmes entrent en interaction de façon à tirer le meilleur parti des ressources dont elles disposent. Le moyen privilégié pour ce faire est l'échange. La forme sous laquelle il est organisé a des répercussions importantes sur les gains économiques qu'il engendre pour les partenaires, indépendamment de leur répartition entre eux.

Les firmes tirent le meilleur parti possible de leurs ressources en les échangeant sur un marché, quand elles sont parfaitement libres d'entrer en interaction et d'y mettre un terme, quand elles disposent d'une information de qualité sur les opportunités d'échange (pas d'incertitude, pas d'asymétrie d'information entre elles), et quand l'échange est immédiat.

Mais si l'échange doit avoir lieu dans le futur, alors les firmes doivent signer un contrat pour pouvoir valoriser au mieux leurs ressources. Ce contrat devra être amendé si les partenaires n'ont pas la même information au sujet des opportunités d'échange, si celles-ci sont incertaines, ou encore si l'un ou autre se retrouve enfermé dans la relation d'échange. En tout état de cause, les partenaires seront alors inévitablement confrontés à des gaspillages économiques, du point de vue de l'utilisation qu'ils font de leurs ressources.

Dans l'hypothèse où ces gaspillages sont trop importants, les firmes peuvent préférer régler leurs décisions d'échange à l'aune d'un objectif défini en commun, et décider de s'y tenir coûte que coûte. Ceci est tout particulièrement susceptible de se produire quand les ressources qu'elles possèdent offrent des dispositions naturelles à être combinées ensemble. Elles coordonnent alors leur interaction sur un mode hiérarchique, qui n'est ni plus ni moins qu'une forme dégénérée d'intégration verticale.

Mais dans cette configuration, les firmes renoncent à leur pouvoir discrétionnaire sur l'échange, ainsi qu'à la possibilité de mettre un terme à leur interaction quand bon leur semble. Pour ces raisons, des décisions d'échange inefficaces risquent d'être prises. Les partenaires peuvent ainsi préférer se contenter de subordonner leurs choix individuels à l'objectif défini en commun, et préserver leur liberté d'interrompre leur interaction si elle

ne leur permet pas de tirer un parti satisfaisant des ressources qu'ils possèdent. On dit alors qu'ils coopèrent.

Mais quand les firmes s'efforcent de transformer continuellement les façons de produire et de consommer, le motif pour lequel elles entrent en interaction est de permettre la création de nouvelles ressources, ainsi que la transformation des caractéristiques des ressources existantes. C'est la production qui constitue le moyen privilégié pour ce faire. La forme sous laquelle elle est organisée a des répercussions importantes sur l'apprentissage que les partenaires y réalisent, et partant sur l'efficacité de leur création de ressources.

Cette efficacité passe par l'organisation, en ateliers, des partenaires de la relation de production. Aucun ne doit être trop spécialisé, afin d'être capable de tourner sur les différents postes de l'atelier. La décision de production doit être décentralisée au niveau de l'atelier, et prise de façon collective par les partenaires de la relation de production. A cette fin, un flux intense d'information doit s'établir entre eux. Un tel atelier n'est ni plus ni moins qu'une forme dégénérée de firme industrielle de type J, agent essentiel de la création de technologies.

Mais quand ils coordonnent leurs décisions de production sous cette forme, les partenaires sont confrontés à des limites du point de vue du savoir technologique qu'ils peuvent créer, ainsi qu'à des problèmes de financement de la production. Pour dépasser les premières, et surmonter les seconds, ils établissent des relations de production avec d'autres firmes. Chaque firme conduit son propre processus d'apprentissage dans la production, et l'objectif de création de technologies est commun. Les coûts sont partagés. Les savoirs créés sont confrontés en permanence, qu'ils soient complémentaires ou semblables. Les firmes sont incitées à poursuivre leur relation tant qu'elles en retirent quelque bénéfice, mais elles peuvent l'interrompre si tel n'est plus le cas. Elles sont alors engagées dans une coopération technologique.

Ces développements théoriques, relatifs aux approches statique et dynamique de l'organisation industrielle, sont synthétisés dans le tableau suivant :

Tableau N°2 : APPROCHE STATIQUE ET APPROCHE DYNAMIQUE DE L'ORGANISATION INDUSTRIELLE

	FONCTION ÉCONOMIQUE ÉTUDIÉE	FORME D'ORGANISATION	PRINCIPE	INCONVÉNIENTS	AVANTAGES	CARACTÉRISTIQUES
APPROCHE STATIQUE	<i>Allocation de ressources</i>	Marché	Prix marchand	Coûts de transactions	Puissant système d'incitations	Etalon d'efficacité sous les hypothèses de la concurrence pure et parfaite
		Firme	Hiérarchie	Inefficacités de la décision hiérarchique (faible système d'incitations)	Pas de coûts de transactions	Alter ego du marché Organisation accumulative de spécificité
		Contrat	Prix contractuel	Coûts de transactions réduits (par rapport au marché)	Puissant système d'incitations (réduit par rapport au marché)	Evite le marchandage en spécifiant à l'avance les règles de l'échange
		Coopération	Hybride prix / hiérarchie	Coûts de transactions réduits & Système d'incitations intermédiaire	Coûts de transactions réduits & Système d'incitations intermédiaire	Evite les coûts / combine les avantages de la firme et du marché
APPROCHE DYNAMIQUE	<i>Création de technologies</i>	Firme	Compétences	Couloir technologique Faible spécialisation Coûts irrécouvrables	Capacité à endogénéiser ses changements d'environnement	Organisation créatrice de ressources spécifiques par apprentissage
		Coopération	Hybride prix / hiérarchie	Absence de ressources propres	Cercle vertueux engendré par l'apprentissage collectif	Accès au savoir technologique / partage des coûts irrécouvrables
		Marché	Prix marchand	Horizon temporel trop court Echange de savoir technologique impossible Relation instable	Néants	Inopérant pour procurer l'adaptabilité nécessaire à la firme
		Contrat	Prix contractuel	Echange de savoir technologique impossible Relation instable	Néants	Inopérant pour procurer l'adaptabilité nécessaire à la firme

Enfin, il n'existe *a priori* aucun motif valable pour lequel les firmes seraient engagées de manière exclusive soit dans une activité d'allocation de ressources, soit dans une activité de création de technologies. Elles sont clairement engagées de façon permanente dans les deux : « Firms behave with an eye on both blades of the Marshallian scissors »²⁰⁷.

²⁰⁷ Langlois & Robertson, 1995.

DEUXIEME PARTIE

APPLICATIONS A L'INDUSTRIE D'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES

Introduction de la deuxième partie

L'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures constitue un laboratoire particulièrement intéressant pour évaluer la portée de la théorie de l'organisation industrielle, et plus précisément pour tester la pertinence de deux approches distinctes en son sein : l'une statique, qui se focalise sur les relations d'échange dans un contexte d'environnement technologique stable ; et l'autre dynamique, qui s'intéresse aux relations de production, dans un contexte de changement continu des façons de produire et de consommer (cf. Première partie).

En effet, la particularité de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, en termes d'intensité du changement technologique, est d'avoir connu deux phases clairement différenciées. Une première, qui va des années 1920 au début des années 1970, est caractérisée par une certaine tranquillité technologique. Une deuxième, enclenchée au début des années 1970, met au contraire en scène une véritable révolution technologique. Qui plus est, cette phase de révolution technologique de l'industrie se scinde elle-même en deux sous-phases nettement différenciées, du point de vue des prix des hydrocarbures¹. De 1973 – date du premier choc pétrolier –, en passant par 1979 – date du deuxième choc pétrolier –, à 1985, ces prix sont extrêmement élevés. A partir de 1986, date du contre-choc pétrolier, l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures entre dans un environnement de prix concurrentiels. Il convient de commencer par retracer ces différents événements, et d'attester la réalité de ce phénomène d'accélération technologique, à l'occasion d'une présentation de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures (Chapitre préliminaire).

L'intérêt de ce phénomène d'accélération technologique, du point de vue de la problématique de l'organisation industrielle, est qu'il requiert de mobiliser l'une ou l'autre des deux approches distinguées ci-dessus, selon la phase technologique de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures que l'on considère. En phase de tranquillité technologique, l'organisation de l'industrie doit être étudiée avec l'approche statique de l'organisation industrielle. Et en phase de révolution technologique, c'est l'approche dynamique de l'organisation industrielle qu'il faut mobiliser. Les prescriptions de chacune

¹ Cf. Annexe A.

de ces deux approches peuvent ainsi être confrontées à la réalité empirique de l'organisation de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. En outre, si des transformations organisationnelles étaient diagnostiquées d'une phase à l'autre dans l'industrie, qui soient conformes aux prescriptions de chacune des deux approches théoriques, alors l'existence d'un lien entre technologie et organisation serait révélée.

L'organisation des relations entre trois types d'acteurs de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures est ainsi étudiée, dans ses rapports avec l'accélération technologique qu'a vécue cette industrie. On s'intéresse tout d'abord aux relations entre les compagnies pétrolières internationales, et les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures (Chapitre 1). On s'intéresse ensuite aux relations entre les mêmes compagnies pétrolières internationales, et leurs sous-traitants, les sociétés de services parapétroliers (Chapitre 2). On s'intéresse enfin aux relations entre les compagnies pétrolières internationales elles-mêmes (Chapitre 3).

CHAPITRE PRELIMINAIRE

PRESENTATION DE L'INDUSTRIE D'EXPLORATION- PRODUCTION D'HYDROCARBURES

L'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures est exceptionnelle à bien des égards. Frankel¹, qui est un de ceux qui l'ont le mieux étudiée, disait d'elle que « ceux qui la connaissent réellement bien n'en parlent pas, et ceux qui en parlent ne la connaissent pas généralement. » C'est elle, en effet, qui engendre dès 1875 un des premiers monopoles économiques de l'histoire industrielle moderne, avec la Standard Oil de John D. Rockefeller². Il est démantelé en 34 sociétés indépendantes en 1911, à l'occasion du premier grand procès anti-trust³. C'est elle, aussi, qui engendre un modèle d'oligopole international, avec le cartel des sept sœurs, regroupant à partir de 1928 sept compagnies pétrolières internationales, qui dominent l'industrie et le marché mondial du pétrole pendant près de quarante ans. C'est d'elle, enfin, que part la crise de l'énergie des années 1970, qui contribue grandement à la fin d'un cycle d'expansion économique mondiale, les trente glorieuses.

Il faut dire que peu d'industries – pour ne pas dire aucune – sont engagées dans des activités économiques aux caractéristiques aussi extrêmes. Le projet d'exploration-production d'hydrocarbures (Section 1) requiert en effet d'engager des investissements colossaux (ils peuvent atteindre plusieurs milliards de dollars), qui ne sont rentabilisés que sur des périodes très longues (quinze, vingt ans, voire davantage encore), et qui sont exposés à des risques très importants⁴.

Cette industrie a en outre vécu, comme peu d'autres, deux phases nettement distinctes en termes d'intensité du changement technologique : une première de tranquillité technologique, de 1920 à 1970, et une deuxième de véritable révolution technologique,

¹ Frankel, 1969, préface.

² C'est plus précisément au niveau du raffinage que s'est constitué ce monopole ; mais il n'en est pas moins évident que l'essor de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, aux Etats-Unis, à la fin du siècle dernier, a joué un rôle prépondérant dans cette constitution.

³ Cf. par exemple Bellon, 1993.

depuis le début des années 1970. Un aperçu historique permet de comprendre les raisons, et d'illustrer les manifestations, de ce phénomène d'accélération technologique (Section 2). Ce dernier constitue le point pivot de ce travail, qui s'intéresse à l'organisation de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures dans les rapports qu'elle entretient avec lui. Il convient alors d'exposer brièvement la démarche d'étude adoptée dans les trois chapitres suivants (Section 3).

0.1 LE PROJET D'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDRO-CARBURES

Le projet d'exploration-production d'hydrocarbures, qu'il soit appréhendé sous sa dimension transactionnelle d'une relation d'échange, ou sous sa dimension technologique d'une relation de production, est l'activité économique qui réside au cœur du travail empirique qui commence ici. Il convient donc d'en faire une présentation en termes technico-économiques très généraux.

Le projet d'exploration-production se découpe en toute rigueur en six phases distinctes⁵, qu'il convient de présenter dans l'ordre de leur succession chronologique. La partie précédente a mis en exergue que les aspects temporels des activités économiques, les coûts qui leur sont associés, l'information qui les caractérise, sont des déterminants incontournables de leur organisation industrielle. Pour chacune des phases du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, ces trois dimensions sont décrites, après avoir précisé l'objectif qu'elle poursuit et son déroulement⁶.

0.1.1 La phase d'acquisition des droits miniers

La première phase d'un projet d'exploration-production d'hydrocarbures est celle d'acquisition des droits miniers sur une zone de prospection pétrolière donnée.

⁴ Les fluctuations importantes du prix du pétrole ces deux dernières années en sont une illustration ; cf. Annexe A.

⁵ Cf. Charpentier, 1991.

⁶ Cf. aussi Annexe E.

0.1.1.1 Son objectif et son déroulement

Le régime juridique le plus répandu en matière de ressources minières, veut que l'État du pays où se situe le projet soit propriétaire des richesses du sous-sol. Seuls les Etats-Unis font exception, où le propriétaire du terrain en surface est aussi propriétaire des richesses qui gisent éventuellement au-dessous⁷. Une compagnie pétrolière qui souhaite prospecter une région donnée, doit donc acquérir auprès de l'État concerné un droit (une licence d'exploration) pour ce faire. Soit il s'agit d'une démarche spontanée de sa part, et elle entre alors directement en contact avec l'autorité compétente de cet État, afin de négocier le prix de cette acquisition. Soit, comme c'est souvent le cas dans les pays aux ressources d'hydrocarbures abondantes, cette autorité organise un *round* d'exploration, à l'occasion duquel les droits d'exploration pour différents permis sont mis aux enchères auprès des compagnies pétrolières.

La superficie d'un permis d'exploration est typiquement comprise entre une centaine de km², et plusieurs dizaines de milliers de km². La durée pour laquelle ces droits sont attribués va quant à elle de quelques années, à plusieurs dizaines d'années (la tendance étant au raccourcissement, afin d'inciter les compagnies à explorer davantage)⁸.

0.1.1.2 Sa durée

La durée de la phase d'acquisition des droits est typiquement de quelques mois, voire davantage. Mais elle n'est pas déterminante dans la mesure où aucune dépense significative n'a encore été consentie dans le projet.

0.1.1.3 Ses coûts

Le coût d'acquisition du permis d'exploration pour la zone considérée (le *bonus* d'exploration) est très variable. Il dépend bien sûr de la superficie de la zone, mais surtout de son potentiel – c'est-à-dire le volume des réserves d'hydrocarbures qu'elle est susceptible de contenir ; cf. *infra* – et aussi de l'état de la concurrence en vigueur pour l'acquisition de ce droit d'exploration. Un petit permis négocié de manière bilatérale pour

⁷ Le plateau continental (*Outer Continental Shelf*) en zone maritime, y appartient cependant à l'État.

une durée réduite, dans un pays aux ressources d'hydrocarbures limitées, peut se payer quelques centaines de milliers de dollars⁹. Mais si le permis est réputé contenir des ressources importantes, et qu'il est mis aux enchères entre de nombreuses compagnies pétrolières, alors des sommes considérables peuvent être déboursées, en dépit du risque de ne pas trouver ce qu'on espérait. Ainsi, BP a payé en 1996 un *bonus* de l'ordre de la centaine de millions de dollars, lors d'enchères pour un permis d'exploration au Venezuela dont le potentiel ne faisait pourtant pas l'unanimité parmi les compagnies pétrolières présentes.

0.1.1.4 Son environnement informationnel

Schématiquement, l'information caractéristique d'un projet d'exploration-production d'hydrocarbures, celle qui permet d'estimer en dernière analyse son revenu actualisé, peut être résumée par le prix de marché des hydrocarbures qu'il contient, le coût de leur production, et des variables techniques au premier rang desquelles on trouve ses réserves d'hydrocarbures¹⁰. Toutes ces informations sont imparfaites, quel que soit l'instant considéré (en fait, elles ne sont parfaitement connues qu'*ex post*, une fois le projet terminé). Au sens de Knight¹¹, on dira que l'imperfection d'information procède d'un risque s'il est possible d'envisager l'ensemble des futurs possibles, et de leur assigner une probabilité d'occurrence (qu'elle soit objective ou subjective) ; ainsi, le prix $p(t)$ du pétrole à une date t future quelconque est une variable risquée. On dira qu'elle procède d'une incertitude s'il n'est pas possible d'envisager l'ensemble des futurs possibles ; par exemple, la subsidence du fond sous-marin sous la plate-forme de production du champ d'Ekofisk, en Mer du Nord norvégienne, est un événement incertain¹². Après avoir estimé les lois de probabilité des différents paramètres risqués du projet, une méthode de simulation permet de déduire la loi de probabilité du revenu actualisé du projet¹³.

⁸ Tous les chiffres donnés dans cette section sont des ordres de grandeur, qui ne captent qu'imparfaitement l'extrême diversité qui caractérise, à maints égards, les différents projets d'exploration-production d'hydrocarbures.

⁹ La seule devise qui soit utilisée dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures est le dollar américain.

¹⁰ Cf. Babusiaux, 1990, p. 552.

¹¹ Knight *ibid*.

¹² Cf. Bruggeman, *ibid.*, p. 49.

¹³ Ces méthodes, par exemple celle de Monte-Carlo, sont couramment utilisées par les compagnies pétrolières depuis les années 60 ; cf. Babusiaux, *ibid.*, p. 554.

Cette première phase d'acquisition des droits miniers est naturellement celle pendant laquelle l'information caractéristique du projet d'exploration-production est la plus imparfaite. A vrai dire, la seule variable qui retienne vraiment l'attention pendant cette phase, est celle relative aux réserves d'hydrocarbures que le permis est susceptible de receler. Il va sans dire qu'elle est énormément risquée : à ce stade, il y a typiquement tout au plus quelques pour-cent de chance qu'un gisement de taille économiquement exploitable puisse être découvert. C'est aux géologues qu'il revient d'estimer ce potentiel d'un permis d'exploration, sur la base des documents et autres informations existantes le concernant.

Ces documents appartiennent souvent à l'État propriétaire, et avant la mise aux enchères – le cas échéant – des droits miniers, une phase de *scouting* consiste à permettre aux géologues des différentes compagnies soumissionnaires d'accéder à ces documents afin de pouvoir les étudier. Les méthodes des géologues pour estimer le potentiel d'un prospect consistent en un mélange de techniques scientifiques, et de savoir-faire souvent très personnel, qui vaut que certains spécialistes soient réputés pour leur « nez ». Une fois un permis d'exploration acquis, il convient de réaliser des travaux d'exploration afin d'évaluer si, effectivement, les géologues ont eu du nez.

0.1.2 La phase d'exploration

La deuxième phase du projet d'exploration-production d'hydrocarbures est celle d'exploration du sous-sol.

0.1.2.1 Son objectif et son déroulement

La phase d'exploration consiste à rechercher des accumulations d'hydrocarbures dans le sous-sol. Elle commence par un repérage de la zone, et plus précisément de sa géologie. Cette étude géologique est faite sur la base des documents disponibles, qui peuvent être complétés par une reconnaissance aérienne. Elle requiert systématiquement une reconnaissance de terrain par une équipe de géologues, qui viennent identifier en surface les affleurements, les failles, les accidents géologiques divers, la nature des roches, qu'ils interprètent afin d'estimer si le sous-sol a quelques chances de contenir des gisements d'hydrocarbures.

Dans l'affirmative, la géophysique permet ensuite d'obtenir les informations plus précises de natures diverses sur la structure du sous-sol. Cette étude géophysique recourt quasi-systématiquement à des méthodes sismiques¹⁴, mais aussi parfois à la gravimétrie ou la magnétométrie¹⁵. Les données géophysiques ainsi acquises sont ensuite traitées et interprétées, de manière à identifier les zones potentielles d'accumulation d'hydrocarbures dans le sous-sol.

Le cas échéant, ceci conduit à décider de l'emplacement de forages de puits d'exploration (*wildcat drilling*) destinés à déceler la présence d'accumulations d'hydrocarbures dans le sous-sol. Ces forages atteignent classiquement des profondeurs de plusieurs milliers de mètres, et une dizaine de forages est classiquement effectuée, soit que les premiers se soient révélés infructueux, soit que plusieurs zones aient révélé un potentiel suite à l'étude géophysique. Chaque forage apporte des informations supplémentaires sur la structure du sous-sol, qui permettent d'affiner l'étude géophysique.

0.1.2.2 Sa durée

Cette phase d'exploration dure typiquement trois ans. Quelques mois sont nécessaires pour l'étude géologique. Les travaux d'acquisition et de traitement des données sismiques durent quelques mois aussi¹⁶. Les travaux de forages d'exploration durent quant à eux un à deux ans. Mais la durée de la phase d'exploration, déjà importante, peut en fait varier selon plusieurs critères. Suivant que la zone considérée a été déjà explorée auparavant ou non, suivant son étendue, la nature du terrain (l'acquisition de données sismiques est près de 10 fois plus rapide en mer), la profondeur des prospects, la complexité géologique du sous-sol, etc., elle peut être plus courte (rarement moins d'un an) voire beaucoup plus longue (jusqu'à dix ans). Enfin, pour certains projets d'exploration-production, l'accumulation d'hydrocarbures est déjà localisée, et la phase d'exploration n'est alors pas nécessaire.

¹⁴ Elles consistent à envoyer une onde dans le sous-sol, et à recueillir ses échos renvoyés par les différentes couches géologiques, afin d'en construire une image ; cf. graphiques correspondants en Annexe F.

¹⁵ Elles poursuivent le même objectif que la sismique, avec des méthodes différentes.

¹⁶ Freund (2000, p. 24) cite le chiffre de six mois, voire moins, pour une campagne de sismique 3D couvrant 1000 km².

0.1.2.3 Ses coûts

Les coûts d'exploration sont naturellement ceux afférents à la réalisation des différents travaux de prospection. Les coûts de campagne géologique sont en général peu importants (de 0,1 à 1,5 M\$), et dépendent surtout de l'étendue et de la difficulté de la zone à explorer. Ceux des études géophysiques sont plus importants (de 1 à 5 M\$), et sont constitués essentiellement par les dépenses afférentes aux travaux d'acquisition, de traitement et d'interprétation de données sismiques (à terre, l'acquisition est à elle seule le poste le plus coûteux).

La part la plus importante des coûts d'exploration (de 65 à 80 %) est représentée par les coûts de forage des puits. Un puits coûte entre 1 et 10 M\$ à terre, et entre 1 et 30 M\$ en mer¹⁷. Ce coût dépend essentiellement de la profondeur du puits (le coût marginal du mètre foré croît extrêmement rapidement au-delà d'une profondeur de 4000 m), et aussi de la profondeur d'eau quand il est situé en mer. Mais d'autres facteurs peuvent jouer aussi, comme les conditions géographiques (à terre) ou climatiques (surtout en mer), la complexité géologique du sous-sol, etc. D'autre part, une dizaine de puits étant typiquement forée, le coût total du forage des puits d'exploration se situe dans une fourchette de 5-100 M\$, voire davantage en mer.

Au total, une campagne d'exploration standard induit typiquement des coûts de l'ordre de quelques dizaines de millions de dollars (de 10 à plus de 100 M\$), ce qui la rend déjà comparable à un projet industriel de taille majeure. Ces dépenses d'exploration représentent classiquement entre 5 et 10 % du coût total requis par un projet d'exploration-production¹⁸. Enfin, elles ont un caractère d'investissement dans la mesure où il en est attendu un flux de revenus dans le futur¹⁹. Mais chaque fois qu'un forage d'exploration s'avère « sec », c'est-à-dire qu'il ne rencontre pas un réservoir d'hydrocarbures, alors les coûts qui lui sont associés sont échoués (quoiqu'il soit possible d'attacher une valeur à l'information qu'ils produisent, relative à la structure du sous-sol, à l'absence même d'hydrocarbures à l'endroit considéré, etc.).

¹⁷ Cf. en Annexe E, quelques exemples de coût d'un forage d'exploration, ainsi que la décomposition par poste du coût d'un forage d'exploration typique en Mer du Nord.

¹⁸ Cf. Masseron, 1991, p. 104.

¹⁹ « Investir, c'est consentir une dépense susceptible d'engendrer des revenus futurs » (Babusiaux, *ibid.*, p. 7).

0.1.2.4 Son environnement informationnel

Pendant la phase d'exploration, l'information caractéristique du projet d'exploration-production demeure naturellement très imparfaite. Cette phase vise à mettre en évidence la présence d'hydrocarbures dans le sous-sol, et la variable qui est concernée au premier plan est donc encore le volume des hydrocarbures du projet. De ce point de vue, la phase d'exploration est soumise au risque de découverte, qui est le premier des risques techniques qui se manifeste dans le cours d'un projet d'exploration-production²⁰. Il désigne communément la probabilité qu'une accumulation d'hydrocarbures soit découverte pendant la phase d'exploration. Sous cet angle, on estime que d'un point de vue statistique, un puits d'exploration sur cinq conduit aujourd'hui à une découverte commercialement exploitable²¹.

De manière plus sophistiquée, on peut considérer que la phase d'exploration correspond à un processus bayésien d'acquisition d'information au sujet des réserves du projet²², par lequel le risque qui concerne cette variable est progressivement réduit. Quoiqu'il en soit, même si un forage d'exploration conduit à une découverte, il demeure un risque important qu'elle puisse ne pas constituer un gisement économiquement exploitable²³. Une découverte peut conduire à la classification d'un volume V_1 d'hydrocarbures comme réserves possibles²⁴. Mais à ce stade précoce du projet d'exploration-production, la question du caractère rentable ou non d'une découverte d'hydrocarbures repose avant tout sur une estimation « précise » du volume des hydrocarbures récupérables²⁵. C'est à la phase de délinéation d'y répondre.

0.1.3 La phase de délinéation

La troisième phase du projet d'exploration-production, si elle est justifiée par la

²⁰ Cf. Dandou, 1993, p. 61 ; Masseron, *ibid.*, p. 18.

²¹ Cf. Freund, *ibid.*, p. 23 ; évidemment, il existe des disparités énormes d'une région prolifique comme l'Arabie Saoudite, à une zone frontrière comme la Mer de Beaufort.

²² Cf. Dandou, *ibid.*, p. 177 et ss.

²³ Cf. Percebois (1989, p. 176) au sujet de la notion ambivalente de réserves.

²⁴ « Possible reserves are those unproved reserves which analysis of geological and engineering data suggests are less likely to be recoverable than probable reserves. In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of estimated proved plus probable plus possible reserves » ; cf Journal of Petroleum Technology, 1996.

²⁵ = volume des hydrocarbures en place x taux de récupération.

découverte d'une accumulation d'hydrocarbures à l'issue de celle d'exploration, est celle de délinéation de cette découverte. Elle s'apparente à celle d'exploration dans la mesure où la connaissance du réservoir d'hydrocarbures rencontré est encore très imprécise (la phase de délinéation est d'ailleurs souvent incluse dans celle d'exploration), mais elle s'en différencie puisqu'il ne s'agit plus de prospecter des zones totalement inconnues.

0.1.3.1 Son objectif et son déroulement

Elle consiste d'abord à affiner l'ensemble des informations géologiques disponibles au sujet de l'endroit où l'accumulation d'hydrocarbures a été trouvée, en s'aidant des résultats des divers forages – dont évidemment celui qui a conduit à la découverte – voire en réalisant des travaux géophysiques supplémentaires. Sur la base de ces informations, des puits supplémentaires sont forés, qui doivent permettre de connaître avec davantage de précision les dimensions du réservoir, ses caractéristiques géologiques, géophysiques, son comportement en production, etc. Il s'agit au final d'obtenir une évaluation moins risquée du volume des hydrocarbures en place d'une part, et surtout de celui de ses réserves – le volume des hydrocarbures récupérables. Cette évaluation peut conduire à un abandon pur et simple du prospect, si elle révèle un volume de réserves incompatible avec une exploitation économiquement viable (le seuil économique est typiquement de quelques dizaines de millions de bep). Dans le cas contraire, la délinéation peut confirmer le caractère économiquement exploitable d'un certain volume d'hydrocarbures contenu dans le gisement.

0.1.3.2 Sa durée

La phase de délinéation, elle aussi assez longue, dure typiquement deux ans. Mais cette durée peut varier en fonction de la taille de la découverte, et aussi des différents paramètres auxquels la durée d'un forage est sensible (nature du terrain, profondeur de la découverte, complexité géologique du sous-sol). Elle peut être plus courte (rarement moins de six mois) ou plus longue (jusqu'à trois ans). La dimension temporelle du projet commence à prendre de l'importance au stade de la délinéation, parce que les coûts cumulés du projet prennent progressivement de l'ampleur, et que la durée nécessaire à leur récupération éventuelle – pendant l'exploitation – devient un facteur critique d'efficacité. Par ailleurs, ainsi qu'il a été relevé ci-dessus, un projet d'exploration-production peut très

bien commencer à la phase de délinéation si l'accumulation d'hydrocarbures est déjà identifiée, mais pas connue avec précision.

0.1.3.3 Ses coûts

Les coûts de la phase de délinéation d'une découverte sont essentiellement ceux du forage des différents puits. Peu de choses différencient un puits de pure exploration d'un puits de délinéation, tant sur le plan technique que sur celui des coûts. En revanche, le nombre de puits de délinéation est plus important (de 5 à 30 environ), et dépend essentiellement de la taille de la découverte. Les coûts de la phase de délinéation s'élèvent donc typiquement à une centaine de millions de dollars – ils se situent en fait dans une fourchette de 10-200 M\$ –, ce qui la situe au même niveau que la phase d'exploration. Ces dépenses de délinéation représentent donc aussi entre 5 et 10 % du coût total requis par un projet d'exploration-production²⁶. Enfin, elles possèdent le même caractère d'investissement que celles d'exploration, puisqu'elles sont consenties en perspective de l'exploitation d'un projet générateur de recettes. Mais si la délinéation révèle au contraire le caractère non économique de la découverte, alors ses coûts, comme ceux d'exploration, deviennent échoués.

0.1.3.4 Son environnement informationnel

Au stade de la délinéation, l'information caractéristique du projet est encore très imparfaite. En particulier, la délinéation reste une activité exploratoire, et elle demeure en cela soumise au risque de découverte qui entache l'information relative au volume des réserves du projet. Naturellement, en raison de la découverte préalable qui justifie la délinéation, ce risque est moindre comparativement à la phase d'exploration. Il demeure cependant fréquent que des puits de délinéation soient secs, c'est-à-dire qu'ils ne rencontrent pas l'accumulation d'hydrocarbures visée (en général, plus d'un puits sur deux).

Sous un angle davantage économique, la délinéation consiste, à l'instar de l'exploration, en un processus bayésien d'acquisition d'information, dans un premier temps au sujet du volume d'hydrocarbures en place, puis au sujet du volume des réserves du

²⁶ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 104.

projet²⁷. Au stade de la délinéation, un volume V_2 d'hydrocarbures peut être classifié comme réserves probables²⁸. C'est alors un véritable plan de développement détaillé qui est requis pour mettre en œuvre le projet d'exploration-production d'hydrocarbures.

0.1.4 La phase de développement

La quatrième phase d'un projet d'exploration-production d'hydrocarbures, si la délinéation confirme les espoirs de l'exploration, est celle de développement.

0.1.4.1 Son objectif et son déroulement

La phase de développement consiste à élaborer, puis mettre en œuvre, un schéma de mise en production du gisement. Ce schéma repose sur tout un ensemble d'informations et d'hypothèses de nature 3G (géologique, géophysique, gisement), technique (construction, procédés), économique et fiscale. Son élaboration requiert de coordonner étroitement les études des géologues, des géophysiciens, des ingénieurs réservoirs, de construction, de procédé, et des ingénieurs économistes. Une sorte de plan technico-économique optimum en ressort, qui spécifie la technologie utilisée, le nombre de puits par lesquels sera écoulée la production, la durée et le profil de production, et les critères classiques du calcul économique (Valeur Actuelle Nette, Taux de Rentabilité Interne, Enrichissement Relatif en Capital, Durée de Récupération du Capital²⁹).

C'est ce plan de production optimum qui est ensuite concrètement mis en œuvre. Il s'agit alors de construire les infrastructures de production, qui regroupent les installations de surface d'une part (réseau de collecte des hydrocarbures, unités de séparation et de traitement, de stockage, et d'évacuation) et d'autre part, les puits par lesquels s'écoulera cette production. La construction d'une infrastructure de transport de la production peut aussi être requise.

²⁷ Le taux de récupération des hydrocarbures du gisement doit alors être estimé, à partir en particulier de l'étude de son comportement dynamique, permise par les tests de production conduits sur les puits.

²⁸ « Probable reserves are those unproved reserves which analysis of geological and engineering data suggests are more likely than not to be recoverable. In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of estimated proved plus probable reserves » ; Journal of Petroleum Technology, *ibid.*

²⁹ Cf. Babusiaux, *ibid.*, p. 89 et ss.

0.1.4.2 Sa durée

La phase de développement, elle aussi assez longue, dure typiquement trois ans³⁰, qui représentent essentiellement le temps nécessaire pour réaliser les différents forages (la mise au point du plan de développement ne requiert en général que quelques mois), construire les installations de surface, et qui permettent aussi de construire l'infrastructure de transport, si elle est requise. Mais cette durée peut varier sensiblement, en fonction essentiellement de la taille du projet considéré, mais aussi des conditions géographiques et climatiques. Elle peut être plus courte (rarement moins d'un an) ou plus longue (jusqu'à cinq ans).

Cette durée de la phase de développement du projet d'exploration-production est essentielle, parce que des sommes considérables y sont dépensées (cf. *infra*) qui viennent gonfler le montant cumulé des coûts du projet, lesquels ne commencent à être remboursés qu'à l'issue de cette phase de développement, quand survient la première production. D'ailleurs, un système de production anticipée et souvent mis en œuvre, qui a pour objectif de commencer à générer des recettes le plus vite possible, sans attendre que la totalité des infrastructures de production soit construite³¹. Enfin, un projet peut commencer au stade du développement, si le gisement d'hydrocarbures est déjà localisé et délinéé avec précision (par exemple, suite à l'achat des droits d'exploitation du gisement à un tiers).

0.1.4.3 Ses coûts

Les coûts de développement, c'est-à-dire ceux de mise au point du plan de production, de construction des installations de surface, de forage des puits par lesquels s'écoulera la production, et éventuellement de construction des infrastructures de transport, sont les plus importants de tout le projet d'exploration-production d'hydrocarbures. Ceci vaut tant par leur volume (entre 40 et 60% des dépenses totales d'un projet), que par le flux de dépenses qu'ils représentent par unité de temps, et par leur caractère d'investissement risqué et irréversible³². Les coûts d'étude sont en général réduits comparativement à ceux de construction des infrastructures de production et de transport, lesquels représentent donc l'essentiel de ces coûts de développement.

³⁰ Cf. Boy de la Tour, *ibid.*, p. 587.

³¹ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 138.

0.1.4.3.1 Le forage des puits

En ce qui concerne les puits de développement, leur vitesse de forage est en moyenne plus élevée que celle des puits d'exploration et de délinéation, car la géologie du gisement est connue avec beaucoup plus de précision au stade du développement. Si ceci tend à réduire leur coût à l'unité, le travail de complétion des puits de développement (leur équipement et raccordement au réseau d'évacuation requis afin d'écouler la production) induit en revanche un surcoût, de l'ordre de 10% du coût du forage. Comme pour un forage d'exploration ou de délinéation, ce coût à l'unité dépend essentiellement de la profondeur du puits, et de la profondeur d'eau quand il est situé en mer. Il se situe dans une fourchette de 1-10 M\$ à terre, et 1-20 M\$ en mer.

Quelques dizaines de puits de développement sont classiquement forés, parfois plusieurs centaines pour des projets très importants³³. La productivité par puits, qui caractérise le comportement en production du gisement, est un facteur qui joue de manière significative sur le nombre de puits de développement à réaliser, et donc sur le coût total de forage³⁴. Elle se situe dans une fourchette de quelques dizaines de bep / jour pour un *stripper well* (puits d'écoulement résiduel) aux Etats-Unis, à un millier de bep / jour et plus au Moyen-Orient, la centaine de bep / jour étant un ordre de grandeur représentatif. Le coût total de forage et de mise en production des puits de développement s'élève ainsi typiquement à quelques centaines de millions de dollars, mais peut dépasser le milliard de dollars.

La part que représente le coût des puits de développement dans le coût total de la phase de développement varie sensiblement, selon que le gisement est localisé à terre ou en mer. Dans le premier cas, les installations de surface sont relativement peu coûteuses (de l'ordre de la centaine de millions de dollars, près de 30% du coût total de développement), et moins encore la canalisation de transport si elle est requise (entre 5000 et 10000 \$/pouce de diamètre/mile de longueur, soit environ 30 M\$ pour une canalisation de 100 km d'un

³² Cf. Amundsen, 1992, p. 23.

³³ Cf. Annexe E pour les statistiques mondiales ; la plupart du temps, des puits de délinéation sont transformés en puits de développement.

³⁴ Cf. l'organigramme des facteurs entrant dans le programme de mise en production d'un puits en Annexe E.

diamètre moyen³⁵). Les puits de développement représentent alors de loin le premier poste de dépenses (environ 65% du coût total de développement).

0.1.4.3.2 Les plates-formes en mer

Mais en mer, où sont entrepris une part croissante des projets d'exploration-production d'hydrocarbures³⁶, c'est en général la construction et la mise en service de la plate-forme de production qui occupe cette première place³⁷. Et si le débit de production la justifie, c'est la construction et la mise en œuvre d'une conduite de transport sous-marine qui occupe généralement la deuxième place. En mer, le forage et la mise en production des puits de développement, en dépit des coûts très importants qu'ils induisent, ne constituent ainsi souvent que le troisième poste de dépenses (environ 30% du coût total de développement).

Le coût de construction et de mise en œuvre d'une plate-forme de production en mer – plate-forme qui regroupe l'ensemble des installations de surface – dépend très sensiblement de deux facteurs, que sont la profondeur d'eau et les conditions maritimes rencontrées dans la zone du gisement. Si le gisement produit à la fois du pétrole et du gaz, alors des installations supplémentaires de traitement, de séparation et de stockage sont requises, qui contribuent aussi à renchérir significativement le coût de la plate-forme. La taille du gisement est évidemment un facteur prépondérant, mais il joue à travers un phénomène d'indivisibilité, dans la mesure où une seule plate-forme peut regrouper au maximum quelques dizaines de puits de production (typiquement, quarante). Si la taille du gisement le justifie, une autre plate-forme est alors requise pour pouvoir écouler la production à travers davantage de puits.

Tous ces facteurs justifient qu'il existe une variabilité très importante du coût de construction et de mise en œuvre des plates-formes de production, d'un projet d'exploration-production à un autre. De la dizaine de millions de dollars pour une plate-forme comprenant une quarantaine de puits et positionnée par 50 m d'eau dans le Golfe du

³⁵ L'oléoduc trans-Alaska, qui a coûté plus de 8 G\$, et qui relie la côte nord où sont localisés des champs importants (dont Prudhoe Bay) au port pétrolier de Valdez dans le sud, constitue une exception notable en raison de sa longueur d'une part, et des conditions d'environnement extrêmes d'autre part.

³⁶ Moins de 20% avant les années 70, plus de 40% depuis les années 90 ; cf. graphique correspondant en Annexe E.

Mexique, aux 2 G\$ de la plate-forme du champ de Statfjord positionnée par 145 m d'eau en Mer du Nord norvégienne, toutes les valeurs sont possibles. Quelques centaines de millions de dollars est un ordre de grandeur représentatif.

0.1.4.3.3 Les canalisations de transport en mer

En matière d'évacuation des hydrocarbures produits, et de leur transport vers les zones de marché (dont la zone de production peut être très éloignée, comme pour les gisements d'Afrique noire, par exemple), le facteur discriminant est principalement la taille du projet. Pour des petits gisements (avec une production de quelques kbep/j) qui ne nécessitent pas de plate-forme de production, la solution peut consister à stocker les hydrocarbures dans un réservoir flottant de quelques milliers de tonnes, qu'un navire vient vider à intervalle régulier. Mais pour des gros projets (plusieurs dizaines de kbep/j), de telles solutions ne sont pas envisageables, et la pose d'une canalisation sous-marine peut être requise.

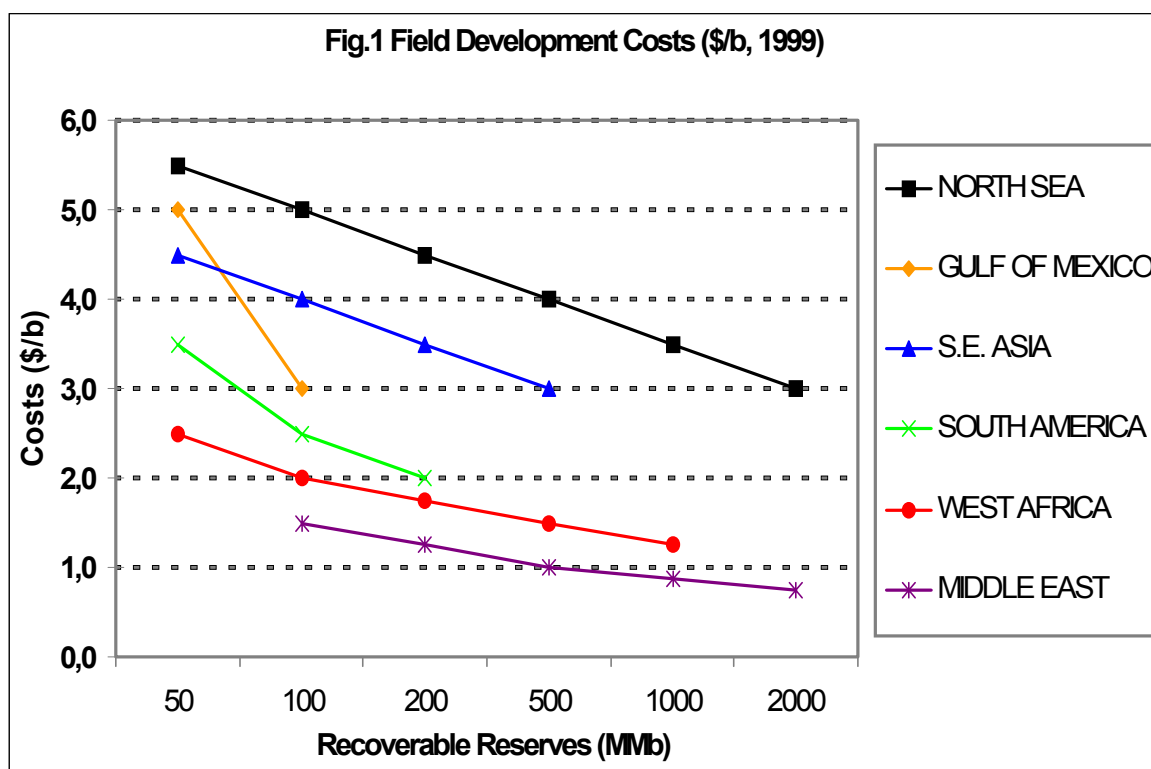
Ce sont alors la longueur de la jonction requise, la zone maritime considérée, et la taille de la conduite, qui déterminent principalement son coût, constitué typiquement pour moitié par celui de sa pose sur le fond marin, pour un tiers par celui de sa construction, et le solde pour les tests et finitions. Le transport de gaz est plus coûteux que celui du pétrole par calorie transportée ; une production mixte de pétrole et de gaz contribue aussi à renchérir ce coût, du fait de la technologie requise. Le coût unitaire de construction et de mise en service de la conduite de transport sous-marine peut ainsi varier dans une fourchette de 40000 \$/pouce de diamètre/mile de longueur dans le Golfe du Mexique, à 100000 \$/pouce de diamètre/mile de longueur en Mer du Nord. Au total, le transport par conduite sous-marine du pétrole d'un gisement de taille moyenne situé à 50 km des côtes dans le Golfe du Mexique, requiert un investissement d'environ 80 M\$. Mais celui du pétrole et du gaz de Frigg, situé en Mer du Nord par une hauteur d'eau supérieure à 100 m et à plus de 300 km des côtes, a requis un investissement de transport de près de 4 G\$. Typiquement, quand elles sont requises, ces infrastructures de transport en mer nécessitent des coûts de construction et de mise en œuvre de l'ordre de quelques centaines de millions

³⁷ Plusieurs plates-formes peuvent être requises si le gisement est important ; en contrepartie, il est possible de se dispenser de plate-forme pour des petits gisements à faible profondeur ; cf. graphiques correspondants en Annexe F.

de dollars.

En guise de synthèse, le coût total de développement se situe dans une fourchette de 100-4000 M\$, mais s'élève typiquement à quelques centaines de millions de dollars, qui représentent entre 40 et 60% du total des dépenses engagées sur un projet d'exploration-production d'hydrocarbures. Rapporté au volume des réserves récupérables du projet, ce coût est compris dans la fourchette de 2-5 \$/bep de réserves, et décroît avec le volume de ces réserves en raison de l'existence d'économies d'échelle (indivisibilités, effet volume / surface des bacs et canalisations). Le graphique suivant révèle ces caractéristiques du ratio coût de développement / bep de réserves :

Graphique N°3 : COÛTS DE DEVELOPPEMENT PAR BARIL DE RESERVES PROUVEES DANS DIFFERENTES REGIONS DU MONDE



Source : Pétroconsultants, *State take vs. exploration cost*, 1999.

L'énormité des dépenses engagées est à mettre en perspective avec les risques et les incertitudes auxquelles elles sont exposées.

0.1.4.4 Son environnement informationnel

Un projet d'exploration-production n'est engagé dans sa phase de développement que si le caractère économique de son exploitation est jugé quasi-certain, sur la base d'une étude préalable de faisabilité technico-économique de la plus grande importance. Aussitôt que l'autorisation de développement d'un gisement est acquise, après soumission du plan de développement, un volume V_3 de réserves peut être enregistré comme réserves prouvées non développées³⁸. La classification comme réserves non développées signifie quant à elle que les infrastructures de production, et éventuellement de transport, restent à construire, après quoi les réserves sont classifiées comme prouvées développées. Sous cet angle restreint, la phase de développement peut apparaître comme moins risquée que celles d'exploration et de délinéation.

0.1.4.4.1 Le risque technique

Mais si le risque statistique est en lui-même plus faible, ce n'est pas le cas du risque économique, du fait de l'ampleur des dépenses engagées dans le projet à ce stade du développement. Des centaines de millions de dollars vont être dépensés, qui vont venir gonfler les coûts déjà consentis pour l'exploration et la délinéation, afin de pouvoir exploiter un certain volume de réserves d'hydrocarbures, alors même qu'il demeure un risque irréductible (inférieur à 10%, certes) que l'exploitation de la totalité de ces réserves puisse ne pas être économiquement rentable. En effet, la phase de développement est tout d'abord exposée au risque de développement, qui est le deuxième risque technique auquel est soumis un projet³⁹. Il concerne au premier chef la variable caractéristique du projet que sont ses réserves récupérables, et signifie qu'il reste possible qu'elles soient inférieures (ou supérieures) à ce qu'avaient permis de prévoir les phases d'exploration et de délinéation. Au stade du développement, le gisement est en effet encore loin d'être parfaitement connu – par exemple, encore 10 % environ des puits de développement s'avèrent secs.

³⁸ « Proved reserves are those quantities of petroleum which, by analysis of geological and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under current economic conditions, operating methods, and government regulations. [...] If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate » ; Journal of Petroleum Technology, *ibid.*

³⁹ Cf. Dandou, *ibid.*, p. 62.

0.1.4.4.2 Les risques économiques et financiers

Mais quand il s'agit d'élaborer un plan de développement qui engage l'investissement de quelques centaines de millions de dollars, les réserves ne constituent plus la seule variable qui entre en ligne de compte. Le prix de vente des hydrocarbures est évidemment aussi de première importance. Son anticipation est tout à la fois nécessaire pour élaborer le plan de développement, et compliquée au vu tout d'abord de l'horizon temporel spécifié (celui de la phase de production, soit typiquement plus d'une dizaine d'années ; cf. *infra*) et de la multiplicité de facteurs qui entrent dans la détermination des prix des hydrocarbures⁴⁰. Les mini-chocs à la baisse puis à la hausse qui se sont succédés rapidement ces dernières années l'illustrent parfaitement⁴¹. A tel point que les ingénieurs économistes utilisent généralement quelques scénarios types en matière de prix pour tester « l'économie » d'un projet⁴². En tout état de cause, le prix de vente des hydrocarbures est soumis à un risque prix, qui est le premier des risques économiques et financiers qui pèsent sur le projet d'exploration-production, dès la phase de développement.

Mais le risque économique et financier renvoie aussi à celui qui pèse sur les deux paramètres fondamentaux des travaux de développement, que sont leur coût et leur délai. L'un comme l'autre sont susceptibles de dévier significativement des estimations réalisées dans le plan de développement, et d'avoir un impact sensible sur l'économie du projet⁴³. Ainsi, tout au long de la phase de développement, le coût des travaux et leur état d'avancement sont comparés aux estimations contenues dans le plan.

Un troisième risque économique et financier, qui se manifeste dès le stade du développement, concerne le taux de change entre le dollar et la monnaie nationale, si c'est une compagnie pétrolière non américaine qui entreprend le projet. En effet, tant le coût de l'ensemble des travaux qui sont effectués dans le cadre d'un projet d'exploration-production, que les recettes de la vente des hydrocarbures, sont libellés en dollars. Typiquement, la hausse du dollar favorise l'économie d'un projet, quand elle est exprimée en devise nationale, et sa baisse la détériore.

⁴⁰ Cf. par exemple Percebois, 1997, p. 17 et ss.

⁴¹ 10 \$/b pour le pétrole Brent en janvier 1999 ; plus de 30 \$/b pour le Brent en 2000 ; cf. Annexe A.

⁴² Par exemple, un scénario bas : 12 \$/b pour le pétrole sur toute la durée de vie du projet ; un scénario intermédiaire : 18 \$/b ; et un scénario haut : 25 \$/b.

⁴³ La « loi » de McNamara stipule que coût et délai des gros projets industriels se retrouvent fréquemment pi (!) fois plus élevés que ceux qui sont initialement prévus.

Enfin, le risque de taux d'intérêt constitue un quatrième risque économique et financier qui pèse au stade du développement sur un projet d'exploration-production. En effet, l'ampleur des investissements requis fait qu'ils ne peuvent pas être totalement autofinancés par la compagnie qui entreprend le projet. Celle-ci doit ainsi recourir à l'endettement, et les taux des emprunts constituent dès lors un facteur important du coût d'un projet.

0.1.4.4.3 Les risques politiques

Par ailleurs, la compagnie qui entreprend le projet ne possède le plus souvent qu'un droit d'exploitation de ce projet, son droit de propriété appartenant à l'État du pays dans lequel est localisé le projet. Le surplus du projet est donc partagé selon la fiscalité pétrolière locale, entre la compagnie qui apporte les capitaux et le savoir-faire, et l'État propriétaire. Un risque de fiscalité pèse sur ce partage, que l'on classe généralement dans la catégorie des risques politiques, qui peuvent être définis comme « [...] la vraisemblance que les termes d'un investissement soient unilatéralement détériorés par un gouvernement pendant la durée de vie de cet investissement »⁴⁴.

Ce partage du surplus pétrolier, réalisé à travers les termes contractuels et fiscaux, sera étudié en détail dans le chapitre suivant, mais il est d'ores et déjà possible de comprendre, étant donné que l'État s'approprie en général plus de la moitié du surplus d'un projet⁴⁵, que le risque qui pèse sur lui influe très directement sur la décision d'investissement de la compagnie entrepreneur, et donc sur son plan de développement. Le cas de la *Petroleum Revenue Tax*, sorte d'impôt sur les bénéfices du projet créé en 1974 au Royaume-Uni, et réformé presque tous les deux ans depuis, fournit une illustration parfaite de ce risque de fiscalité qui se manifeste dès la phase de développement d'un projet. En outre, la prise de conscience croissante des problèmes d'environnement de la part des gouvernements de pays développés, a ses propres conséquences en termes de risque de fiscalité⁴⁶.

Un autre risque politique est celui de transférabilité des capitaux, libellés en dollars, si le pays dans lequel est localisé le gisement est confronté à des problèmes de monnaie

⁴⁴ Downey, 1991, p. 4.

⁴⁵ Cf. en Annexe B le graphique relatif à la pression fiscale des États propriétaires.

faible, par exemple à cause d'une balance des paiements déficitaire. En Russie, pour ne citer qu'elle, le gouvernement avait décidé pendant un moment d'obliger les compagnies pétrolières à convertir 50% de leurs recettes d'exportation contre des roubles auprès des banques locales, à un taux fixé par la banque centrale⁴⁷, ce qui ne peut manquer de peser sur l'économie du projet. Enfin, le risque politique d'expropriation des actifs pétroliers par l'État, s'il a fortement pesé sur les développements pétroliers du début des années 1970, ne semble plus tellement avéré aujourd'hui.

0.1.4.4 Les risques d'environnement

Une dernière catégorie de risques, ceux d'environnement, doit être prise en considération lors du développement d'un projet d'exploration-production d'hydrocarbures. Il s'agit tout d'abord des risques d'environnement physique, et en particulier climatique. Les redoutables tempêtes de la Mer du Nord peuvent exiger d'interrompre momentanément l'exploitation de certains projets, par exemple si elles rendent impossible le transbordement des hydrocarbures, quand leur transport est effectué périodiquement par navire.

Enfin, le risque d'environnement politique pèse parfois sur la phase de développement d'un projet, en raison de la localisation de nombreuses régions pétrolières en zone politiquement instable (guérilla, guerre civile, conflit international larvé comme dans les îles Spratleys en Mer de Chine). Il est alors possible que la continuité de l'exploitation d'un gisement doive être interrompue pour force majeure. Ce risque doit bien évidemment être pris en considération au moment du développement d'un gisement. Les pays d'origine des compagnies pétrolières gèrent souvent des organismes qui proposent des assurances contre ces risques politiques : la Coface en France, Hermes en Allemagne, ou l'OPIC aux Etats-Unis⁴⁸.

Parfois les conditions d'environnement sont incertaines davantage que risquées, dans le sens où il n'est pas possible de les spécifier *ex ante*. En raison de leur nature imprévisible, ces incertitudes ne peuvent pas être prises en compte au stade du développement d'un projet, ce qui ne signifie pourtant pas qu'elles ne puissent pas avoir

⁴⁶ La Norvège a introduit en 1988 dans sa fiscalité générale, et pétrolière en particulier, une taxe unitaire sur les émissions de CO₂, gaz émis en quantité par les torchères des projets pétroliers.

⁴⁷ Cf. Gorst, 1992, p. 11.

des conséquences majeures. Le phénomène de subsidence de 35 cm/an du fond marin sous la plate-forme du champ d'Ekofisk, en Mer du Nord norvégienne, en témoigne, qui a nécessité plusieurs dizaines de millions de dollars pour surélever de six mètres plusieurs plates-formes du champ⁴⁹.

Tous ces risques et incertitudes témoignent de la complexité de l'environnement informationnel, propre à la phase de développement du projet d'exploration-production d'hydrocarbures. Ils révèlent l'importance cruciale des études géologiques, géophysiques, technologiques et économiques requises au stade du pré-projet, qui doivent permettre d'estimer le plus précisément possible le risque économique global⁵⁰ auquel sont exposées les dépenses de développement. En effet, celles-ci ne seront totalement remboursées typiquement que cinq années plus tard, en tout état de cause plusieurs années après le début de la phase de production.

0.1.5 La phase de production

La cinquième phase du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, est celle de production à proprement parler.

0.1.5.1 Son objectif et son déroulement

Elle consiste à extraire les hydrocarbures contenus dans le gisement à travers les installations de production, à les transporter le cas échéant, puis à les vendre. La pression à l'intérieur d'un gisement d'hydrocarbures est importante du fait de la profondeur à laquelle il gît, et une première phase, dite de récupération primaire, consiste à laisser les hydrocarbures remonter spontanément à la surface sous l'effet de cette pression⁵¹. De 25 à 30% du volume des hydrocarbures en place peuvent ainsi être récupérés, selon les caractéristiques géophysiques du gisement (dans un gisement de pétrole par exemple, la présence éventuelle d'un *gas cap*, partie supérieure du réservoir contenant du gaz, permet de compenser la baisse de pression due à la déplétion du gisement, et partant d'améliorer le

⁴⁸ Cf. Bukspan, 1992.

⁴⁹ Cf. Bruggeman, *ibid.*, p. 49.

⁵⁰ La terminologie est empruntée à Dandou, *ibid.*, p. 77.

taux de récupération).

Une phase de récupération secondaire est classiquement entreprise quand la pression de gisement devient trop faible, qui consiste à activer la déplétion en injectant dans le réservoir soit de l'eau, soit du gaz. Evidemment, des investissements supplémentaires de développement peuvent alors être requis.

Enfin, les paramètres technico-économiques caractéristiques du gisement (et en premier lieu, sa taille) peuvent justifier une troisième phase de récupération assistée (récupération tertiaire, *Enhanced Oil Recovery*). Il s'agit alors de recourir à des technologies sophistiquées, pour améliorer encore davantage le taux de récupération des hydrocarbures en place dans le gisement. Citons l'injection de vapeur d'eau, celle de gaz carbonique ou d'hydrocarbures légers miscibles dans ceux du gisement, la combustion *in situ*, l'injection de polymères ou d'agents tensio-actifs, qui ont pour objectif de faciliter l'écoulement des fluides dans la roche-réservoir. Ces techniques nécessitent aujourd'hui des dépenses importantes, tant en matière d'investissement (forages de puits d'injection, ...) que de frais variables (injection, coûts des produits)⁵². Leur utilisation reste ainsi cantonnée à quelques projets qui s'y prêtent particulièrement (aux Etats-Unis en particulier), mais est appelée à se développer, quand on sait qu'il reste souvent plus de la moitié des hydrocarbures dans un gisement, après les phases de récupération primaire et secondaire⁵³.

Par ailleurs, pendant cette longue phase de production, les technologies évoluent, le gisement est quant à lui de mieux en mieux connu (cf. *infra* 0.1.5.4), et si les facteurs économiques le justifient, il arrive qu'un re-développement soit entrepris après plus d'une dizaine d'années de production. C'est le cas de projets très importants comme Ekofisk en Mer du Nord norvégienne⁵⁴, ou Prudhoe Bay sur les rivages nord de l'Alaska.

0.1.5.2 Sa durée

La phase de production est de loin la plus longue du projet d'exploration-

⁵¹ La pression du gisement est en première approche égale à la pression hydrostatique, c'est-à-dire à celle créée par une colonne d'eau dont la hauteur est égale à la profondeur du gisement ; on obtient donc la valeur approchée de 100 bars / 1000 mètres de profondeur (Dawe, 2000, p. 20).

⁵² Cf. Masseron, *ibid.*, p. 119 ; cf. aussi tableau correspondant en Annexe F.

⁵³ Freund (*ibid.*, p. 23) estime qu'au niveau mondial, l'amélioration de 1% du taux de récupération des hydrocarbures permettrait de satisfaire deux à trois années de consommation.

⁵⁴ Cf. Bruggeman, *ibid.*, p. 49 et ss.

production. Elle dure entre dix et vingt ans, voire plus, et dépend essentiellement du volume des réserves récupérables. Si la logique économique veut que le maximum d'hydrocarbures soit produit le plus vite possible, le point de vue de l'ingénieur réservoir s'y oppose. En effet, le comportement dynamique du gisement serait détérioré par une production trop rapide des hydrocarbures qu'il contient, ce qui risquerait de réduire le volume total qu'il est possible d'en extraire. La production commence donc typiquement par une montée en puissance progressive du débit, qui est suivie par un long plateau pendant lequel le débit est plus ou moins constant, puis par un déclin progressif du débit avant l'abandon du projet. Il convient de rappeler ici que la phase de production peut être amorcée avant la fin de la phase de développement, ceci afin d'accélérer l'amortissement économique des investissements.

Enfin, la réouverture depuis le début des années 1990 des pays richement dotés en hydrocarbures, aux capitaux privés des compagnies pétrolières internationales (cf. *infra* Chapitre 1), a donné naissance aux projets d'exploration-production dits « du troisième type »⁵⁵. Il s'agit de gisements importants en production depuis souvent très longtemps, mais exploités dans des conditions technico-économiques défavorables du fait d'installations vétustes et de technologies obsolètes, elles-mêmes dues à un manque de capitaux, ou à l'absence de savoir technologique avancé, des pays propriétaires. Ces pays proposent donc des contrats aux compagnies pétrolières afin qu'elles rénovent et modernisent les équipements, et qu'elles apportent leur savoir technologique pour améliorer l'économie de ces projets – allongement de la durée de vie, baisse des coûts d'exploitation, etc. Si un tel projet requiert souvent que la compagnie pétrolière bénéficiaire réalise un investissement conséquent, il présente en revanche l'avantage de commencer dès la phase de production, n'étant en cela pas exposé au risque de découverte, et garantissant un début de remboursement des investissements immédiat.

0.1.5.3 Ses coûts

Les coûts de production sont ceux afférents à l'ensemble des opérations de pompage / injection, de séparation, de traitement, de stockage des hydrocarbures, d'entretien des infrastructures, et ceux de personnel. Les coûts de transport, le cas échéant,

⁵⁵ Cf. Desmarest, 1993.

viennent s'y ajouter. Tous ces coûts sont des frais variables, c'est-à-dire que les services qu'ils rémunèrent sont consommés par leur premier usage. En termes comptables, l'amortissement des investissements des phases précédentes est imputé sur la production courante. Mais du strict point de vue du flux de trésorerie (hors amortissement), il est possible de retenir que ces coûts se situent dans une fourchette de 1-8 \$/bep (typiquement, 4 \$/bep). Ils dépendent principalement de la productivité par puits, mais sont aussi croissants avec la phase de récupération qui est considérée (primaire, secondaire ou tertiaire). L'inclusion du coût de transport, le cas échéant, peut aussi jouer significativement (quelques \$ / bep transporté).

Au total, en valeur non actualisée, les coûts de production s'élèvent typiquement à un montant légèrement inférieur à celui des coûts de développement – dans une fourchette de 100-3000 M\$, typiquement quelques centaines de millions de dollars – et représentent entre 20 et 50 % du coût total requis par un projet d'exploration-production⁵⁶. Mais évidemment, ils sont répartis sur une période plus longue. Un gisement moyen de 75 Mbep (= 300 M\$ / 4 \$/bep) qui aurait une durée de production de 10 ans, produit environ 20 kbep/jour en plateau, ce qui donne un coût de 80 k\$/jour, et une valeur actuelle nette de l'ensemble des coûts de production au jour de mise en production de 200 M\$ avec un taux d'actualisation de 10%.

0.1.5.4 Son environnement informationnel

Toutes les variables caractéristiques du projet d'exploration-production d'hydrocarbures – réserves récupérables, prix de vente des hydrocarbures, coût de production unitaire (investissement + frais variables), termes fiscaux définissant le partage du surplus pétrolier, etc. – demeurent risquées pendant la phase de production. Les risques qui les caractérisent sont cependant réduits par rapport aux phases précédentes – et plus particulièrement à celle de développement –, qu'ils soient évalués sous un angle purement statistique, ou de manière plus satisfaisante sous l'angle économique⁵⁷.

Cette affirmation demande à être quelque peu précisée : le volume des réserves d'hydrocarbures récupérables, paramètre primordial du gisement, est connu avec davantage de justesse et de précision pendant la phase de production que pendant celle de

⁵⁶ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 104.

⁵⁷ Avec le concept d'espérance d'utilité, de Von Neumann et Morgenstern (*ibid.*).

développement. Le risque statistique concernant ce paramètre diminue en outre progressivement, au fur et à mesure de la production, parce que le gisement est mieux connu d'une part, et d'autre part parce que la fraction de ces réserves qui est déjà produite est par nature certaine. Dans ce cas, le risque économique diminue lui aussi nécessairement. La même analyse peut être conduite avec les autres paramètres déterminés techniquement, tel le coût de production unitaire. Ceci ne signifie pas que des événements imprévus et imprévisibles – en un mot incertains – ne puissent pas venir remettre en cause l'économie du projet (nous avons déjà cité le phénomène de subsidence du fond marin sur le champ d'Ekofisk).

En revanche, pour ce qui concerne les variables non techniques, le risque statistique n'est pas réduit. Que l'on considère le prix de vente des hydrocarbures, ou le taux de partage du surplus du projet entre l'État propriétaire et la compagnie exploitante, il n'y a aucune raison pour que ces paramètres soient moins susceptibles de varier pendant la phase de production que pendant celle de développement, ou en fin qu'en début de production. Ceci étant dit, le risque économique qui se manifeste à travers eux diminue naturellement (ce qui ne veut pas dire nécessairement d'une date t à $t+1$) au fur et à mesure que l'on progresse dans la phase de production, les hydrocarbures déjà vendus échappant de fait à tout risque de prix, ou risque politique en matière de partage du surplus. Et comme il a déjà été relevé, ce n'est que quand le projet d'exploration-production est terminé que plus aucun risque ne s'y manifeste.

0.1.6 La phase de démantèlement

Enfin, la sixième et dernière phase du projet d'exploration-production d'hydrocarbures est celle de démantèlement des installations, après que la production a cessé.

0.1.6.1 Son objectif et son déroulement

Pour les compagnies pétrolières internationales, il s'agit ni plus ni moins que de se mettre en conformité avec la législation du pays hôte, et en particulier de répondre à ses préoccupations environnementales. En effet, après plusieurs dizaines d'années de services, les installations sont généralement vétustes, souvent obsolètes, et ne peuvent en cela pas

être redéployées vers d'autres usages. N'étaient-ce les contraintes environnementales, laisser les installations *in situ* serait donc généralement la solution préférable du strict point de vue privé des compagnies. Mais l'exigence des États consiste généralement à ce que le site du projet soit réaménagé, et les travaux afférents sont à la charge de l'exploitant⁵⁸.

0.1.6.2 Sa durée

La phase de démantèlement dure typiquement quelques mois, parfois un an, et varie en fonction de l'importance des installations, et de la sévérité de la législation environnementale en vigueur.

0.1.6.3 Ses coûts

L'importance des coûts de la phase de démantèlement dépend des mêmes paramètres que sa durée – l'importance du projet, la législation environnementale. Peu de données sont disponibles à leur sujet, mais un ordre de grandeur de quelques millions de dollars paraît raisonnable. Il convient de relever que ces coûts sont échoués, c'est-à-dire qu'ils n'ont aucune valeur économique. En outre, l'épisode du démantèlement de la plateforme Brent Spar de la compagnie Shell, à propos duquel les associations écologistes ont trouvé un cheval de bataille largement médiatisé pour revendiquer la propreté des fonds marins, illustre qu'un coût en termes d'image de marque peut parfois être associé à la phase de démantèlement.

0.1.6.4 Son environnement informationnel

Il est possible de considérer qu'il demeure un risque pendant la phase de démantèlement du projet d'exploration-production, qui se manifeste par une divergence entre l'évaluation et la réalisation du coût des travaux de démantèlement. Si les sommes en jeu sont relativement faibles, leur caractère échoué fait cependant peser un risque non négligeable sur la phase de démantèlement (cf. *infra* le risque du projet d'exploration-production standard).

⁵⁸ La phase de démantèlement d'une partie des installations du champ d'Ekofisk, en Mer du Nord norvégienne, est décrite dans le détail par Bruggeman, *ibid.*, p. 51.

0.1.7 Un projet d'exploration-production standard

Afin de conclure cette présentation du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, il apparaît nécessaire de dresser de manière synthétique le portrait robot d'un projet standard. Ce dernier ne prétend en rien représenter le projet moyen, qui de toute façon n'a pas beaucoup de signification, comme on a pu s'en convaincre au vu de l'extrême diversité qui caractérise les différents paramètres technico-économiques des gisements d'hydrocarbures. Il présente néanmoins l'intérêt de bien mettre en lumière trois fondamentaux de l'industrie qui nous occupe : premièrement, le caractère colossal des capitaux engagés dans un projet, sur lequel insiste Frankel⁵⁹ : « The central factor in the oil industry's life is its being investment oriented, hence the extreme relationship of fixed and variable cost »⁶⁰ ; deuxièmement, l'importance de la durée de vie du projet ; et troisièmement, l'énormité des risques économiques qui le caractérisent.

Considérons donc le projet d'exploration-production typique suivant (coûts et recettes en \$ courant) :

- 100 Mbep de réserves récupérables,
- 3 ans d'exploration, 25 M\$ de dépenses,
- 2 ans de délinéation, 50 M\$ de dépenses (exploration + délinéation = 0,75 \$/bep de réserves récupérables),
- 2 ans de développement, 400 M\$ de dépenses (4 \$/bep de réserves récupérables),
- 12 ans de production, 400 M\$ de dépenses (4 \$/bep produit), 2000 M\$ de recettes au prix du pétrole constant à 20 \$ / baril,
- 1 an de démantèlement, 5 M\$ de dépenses,
- taux d'actualisation : 10% par an.

L'échéancier détaillé de ce projet standard est tel que suit (en M\$) :

⁵⁹ Frankel, 1989, p. 35.

⁶⁰ Bauquis (ibid., p. 73) propose avec humour d'adopter comme unité de compte de l'industrie d'exploration-production le « Charles de Gaulle », en référence au nouveau porte-avion nucléaire français qui a coûté environ 4 G\$.

**Tableau N°3 : ECHEANCIER DETAILLE D'UN PROJET D'EXPLORATION-
PRODUCTION STANDARD**

Phase	Exploration			Délinéation		Développement		Production →		
Années	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Coût courant	-5	-10	-10	-20	-30	-200	-200	-20	-40	-40
Recette courante	0	0	0	0	0	0	0	100	200	200
Flux de trésorerie courant	-5	-10	-10	-20	-30	-200	-200	80	160	160
Flux de trés ^{ie} actualisé	-5	-9	-8	-15	-20	-124	-113	41	75	68
Σ (F ^x de trés ^{ie} actualisés)	-5	-14	-22	-37	-58	-182	-295	-254	-179	-111

→	→	→	→	→	→	→	→	→	Démantèlement	
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
-40	-40	-40	-40	-40	-40	-30	-20	-10	-5	
200	200	200	200	200	200	150	100	50	0	
160	160	160	160	160	160	120	80	40	-5	
62	56	51	46	42	38	26	16	7	-1	
-50	6	57	104	146	184	210	226	233	232	

Il paraît aussi nécessaire de donner une mesure du risque économique associé au projet. Pour ce faire, il faudrait calculer l'espérance d'utilité de l'exploitant du projet supposé averse au risque, associée à la décision qu'il prend à chaque étape du projet. Une hypothèse simplificatrice est réalisée, suivant laquelle à l'année n , l'exploitant joue la loterie suivante :

- il gagne avec la probabilité P_n la somme des flux de trésorerie actualisés à venir :

$$\sum_{i=n}^{20} (FT_i / 1,1^{i-n}) \quad \text{où } FT_i \text{ est le Flux de Trésorerie de l'année } i \text{ du projet certain,}$$

- il gagne avec la probabilité $(1-P_n)$ le flux de trésorerie de l'année n du projet certain (où il le perd s'il s'agit d'une année d'investissement ; la probabilité $(1-P_n)$ est alors celle que l'investissement soit complètement stérile).

La fonction d'utilité est à indice d'aversion absolu pour le risque constant (fixé par introspection à 0,02⁶¹), et est normalisée de façon à ce que l'utilité maximale soit zéro. Les probabilités P_n , $n \in [1;20]$, sont grossièrement estimées dans le tableau suivant, qui donne aussi, pour chaque année, la somme des flux de trésorerie actualisés à venir (en M\$), et la mesure du risque économique associé à la décision prise :

Tableau N°4 : MESURE DU RISQUE ECONOMIQUE PRIS DANS UN PROJET D'EXPLORATION-PRODUCTION STANDARD

Phase	Exploration			Délinéation		Développement		Production →		
Années	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P_n	1%	2%	3%	10%	50%	90%	91%	92%	92,5%	93,0%
$\Sigma (F^x \text{ très } ie \text{ actu } és \text{ à venir})$	232	261	298	339	395	468	734	1028	1043	971
Mesure du risque	-59	-65	-64	-73	-49	-295	-265	-1	0	0

→	→	→	→	→	→	→	→	Démantèlement	
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
93,5%	94,0%	94,5%	95,0%	95,5%	96,0%	96,5%	97,0%	97,5%	98,0%
892	805	710	604	489	362	222	112	35	-5
0	0	0	0	0	0	-1	-6	-27	-60

Ainsi, notre mesure du risque à l'année 1 est l'espérance d'utilité associée à la loterie :

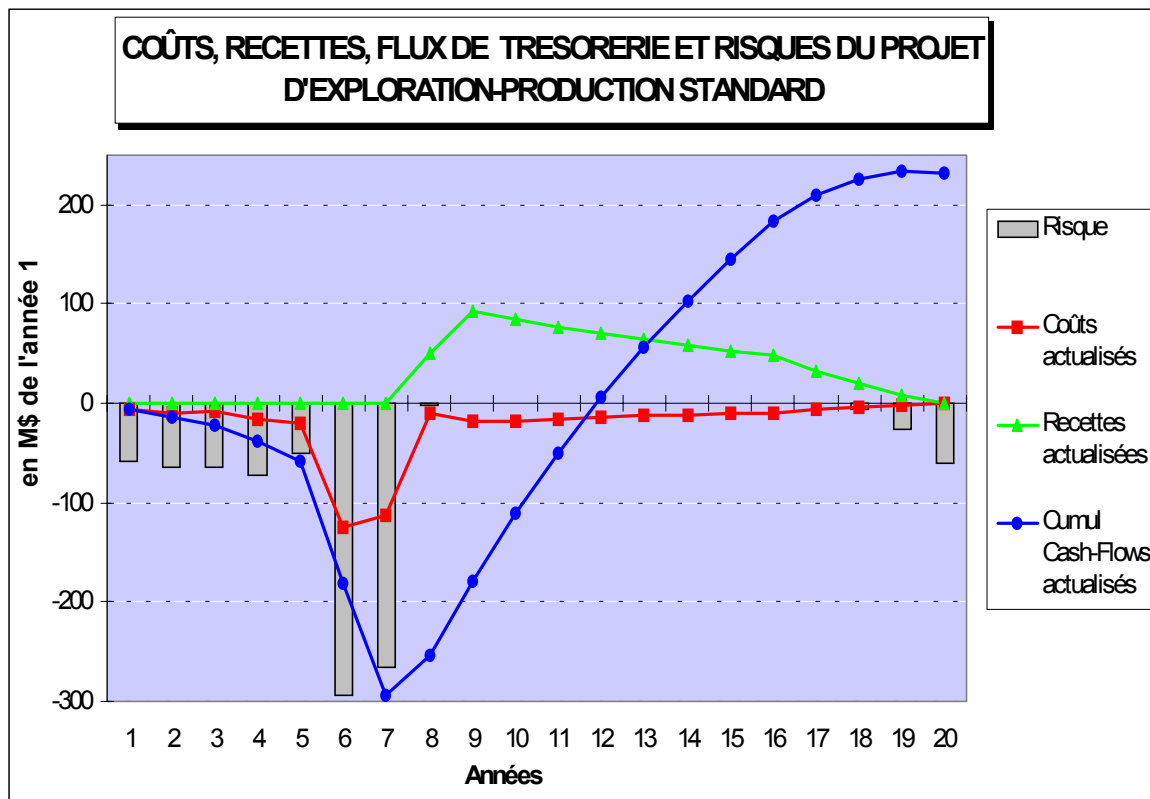
$$\begin{cases} \text{perte} = -5 \text{ M\$} & \text{avec une probabilité de 99\%} \\ \text{gain} = +232 \text{ M\$} & \text{avec une probabilité de 1\%} \end{cases}$$

Elle ne prétend en rien constituer le critère de décision de l'exploitant. Une telle mesure du risque est certainement extrêmement critiquable. Elle présente néanmoins l'intérêt d'illustrer, sur un cas concret, comment le risque varie à chaque étape du projet en fonction du caractère d'investissement ou non de la dépense, de l'importance des coûts encourus, et de la probabilité qu'ils deviennent échoués (l'importance du risque subit à la phase de démantèlement est à ce titre illustrative).

Le graphique suivant indique les profils temporels de coûts et de recettes de ce projet standard, actualisés à l'année 1, celui du cumul à l'année n des flux de trésorerie actualisés, et celui des risques pris :

⁶¹ Dans son travail spécialisé sur le risque dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, Dandou (ibid., p. 219) utilise aussi un indice d'aversion absolu pour le risque égal à 0,02, et qualifie l'aversion associée de forte.

Graphique N°4 : PROFILS DES COÛTS, RECETTES, FLUX DE TRESORERIE ET RISQUES D'UN PROJET D'EXPLORATION-PRODUCTION STANDARD



0.2 L'ACCELERATION TECHNOLOGIQUE DANS L'INDUSTRIE D'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES

En matière d'innovation technologique, la particularité de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures est d'avoir connu deux phases très distinctes : une première de tranquillité technologique des années 1920 jusqu'au début des années 1970, puis une seconde de véritable révolution technologique permanente depuis les années 1970. En effet, les incitations des différents acteurs de l'industrie à améliorer leurs technologies se sont puissamment renforcées d'une phase à l'autre, tant sur le pur plan des difficultés techniques propres aux gisements recherchés, développés et exploités, que sur celui de la concurrence au sein de l'industrie.

0.2.1 De 1920 à 1970 : une tranquillité technologique

Une première phase, qui va des années 1920 jusqu'au début des années 1970, est donc caractérisée par une relative tranquillité technologique. Pendant ces cinq décennies, c'est tout d'abord la contrainte technique exogène subie par les acteurs de l'industrie, liée aux difficultés qu'ils rencontrent pour découvrir et exploiter les gisements, qui est particulièrement lâche, ne les incitant pas à innover.

0.2.1.1 L'absence d'incitation technique à innover

La période 1920-1970 coïncide avec l'internationalisation de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. Au sortir de la première guerre mondiale, cette industrie est à peine cinquantenaire, et ses acteurs sont essentiellement nord-américains (à l'exception notable de l'anglo-néerlandaise Royal Dutch Shell). Leur zone d'activité principale est le continent nord-américain, quoique la proximité géographique du Mexique, du Pérou, explique qu'elles y exploitent aussi quelques gisements de pétrole. La Russie, qui va devenir l'URSS, a des ressources d'hydrocarbures très importantes exploitées depuis aussi longtemps que les Etats-Unis, mais elle se ferme au monde occidental à partir de la révolution d'octobre 1917. La Shell a quelques activités en Europe et en Amérique du sud, et d'autres encore dans les colonies anglo-néerlandaises de l'époque que sont l'Inde et l'Indonésie. Mais ces zones d'activité de l'industrie d'exploration-production, situées hors des Etats-Unis, sont principalement destinées à approvisionner des marchés locaux relativement peu développés, et le caractère international de l'industrie n'est alors pas affirmé.

0.2.1.1.1 L'internationalisation de l'industrie

C'est un faisceau de facteurs concomitants qui fait passer l'exploration-production au stade d'une industrie mondiale. Premièrement, la consommation de pétrole commence à croître fortement, en particulier avec le développement de l'automobile⁶². Deuxièmement, face à ces perspectives de croissance et aux profits qu'elles promettent, des nouvelles

⁶² Masseron (ibid., p. 24) indique à ce sujet que la consommation de pétrole se fait en 1912 à 44% sous forme de pétrole lampant et à 15% sous forme d'essence, ces proportions s'inversant progressivement pour atteindre en 1927 11% pour le pétrole lampant, et 41% pour l'essence.

sociétés sont créées qui se développent rapidement. On peut citer Texas, Gulf, Cities, Sun et Phillips aux Etats-Unis. Au Royaume-Uni, l'Anglo-Persian (qui va devenir British Petroleum) est fondée en 1913 afin de prospector une immense concession cédée par le Shah de Perse (Iran), et en réponse à une volonté politique de Churchill⁶³ de garantir l'indépendance du pays vis-à-vis des approvisionnements en pétrole, dont le caractère stratégique s'affirme à la veille de la première guerre mondiale. Dans un esprit similaire sur le plan politique, la Compagnie Française des Pétroles (qui va devenir Total) est fondée en 1924 afin d'exploiter les actifs pétroliers du Proche et Moyen-Orient, constitués par la participation de 25% de la Deutsche Bank dans la Turkish Petroleum Company, cédée par l'Allemagne vaincue à la France comme dommage de guerre.

Troisièmement, des provinces dotées d'immenses ressources en hydrocarbures sont découvertes juste après la première guerre mondiale, au Venezuela et en Iran. Elles nourrissent la croissance des marchés nord-américain et européen, créent un vaste potentiel d'activité pour les sociétés pétrolières, et enclenchent véritablement le cycle d'expansion internationale de l'industrie d'exploration-production.

En effet, ce cycle est entretenu pendant plusieurs décennies, par les rétroactions positives qu'exercent l'une sur l'autre la croissance continue et soutenue de la consommation mondiale d'hydrocarbures, et les découvertes ininterrompues de bassins sédimentaires très abondants en hydrocarbures⁶⁴. La consommation mondiale d'hydrocarbures croît entre 1920 et 1970 en raison de l'apparition régulière de nouveaux marchés, et de leur développement rapide. Le principal d'entre eux, qui est le marché des carburants automobiles, a déjà été cité. Mais l'essor de l'électricité, ainsi que celui d'industries lourdes fortement consommatrices d'énergie, créent dans la foulée des marchés pour les fiouls, coupes plus lourdes issues du raffinage du pétrole. Un peu plus tard, après la seconde guerre mondiale, le développement de l'industrie pétrochimique crée des marchés pour le naphtha (au Japon et en Europe) et pour le gaz naturel (en Amérique du Nord)⁶⁵, et celui du transport aérien pour les carburants aviation. Enfin, le secteur résidentiel tertiaire fait appel de façon croissante à différents produits issus du pétrole pour le chauffage (fioul domestique), l'éclairage et la cuisine (butane, propane).

⁶³ Churchill est alors Premier Lord de l'Amirauté britannique.

⁶⁴ La dynamique industrielle d'entrée de nouvelles firmes dans l'industrie connaît en revanche un sort complètement différent dès la fin des années 20 ; cf. *infra* 0.2.1.2.1.

⁶⁵ Cf. Cheli, 1991, p. 419 et ss.

Le gaz naturel, quant à lui, ne se développe guère qu'en Amérique du Nord sur cette période, quoique à un rythme très important. Ni l'Europe ni le Japon ne disposent en effet de ressources en gaz naturel à l'époque, et son transport sur longue distance est extrêmement coûteux jusqu'à l'innovation que constitue la mise en œuvre, au début des années 1960, de la chaîne du gaz naturel liquéfié (GNL, ou *Liquefied Natural Gas* en anglais).

Ainsi, la consommation de pétrole, comme celle de gaz naturel, a presque régulièrement doublé tous les dix ans sur la période 1920-1970 (celle de gaz naturel reste égale à environ 30-40% de celle de pétrole, en termes d'équivalence énergétique), comme le montre le tableau suivant⁶⁶ :

Tableau N°5 : EVOLUTION DES PRODUCTIONS MONDIALES COMMERCIALISEES DE PETROLE ET DE GAZ NATUREL

Année	1900	1920	1930	1940	1950	1960	1970	Taux de croissance décennal moyen
Pétrole (Mt)	20	97	<i>n.d.</i>	286	525	1051	2342	1,9
Gaz (Gm ³)	4	29	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	194	445	1041	2,0

Source : Karnik & Valais, 1991, p. 464.

Ces chiffres sont tout à fait exceptionnels, et Masseron⁶⁷ confirme qu'« il n'existe pas, en fait, d'autre industrie qui ait eu un développement comparable ». Comme relevé précédemment, cette croissance spectaculaire de la consommation mondiale d'hydrocarbures tire, et simultanément est poussée par, toute une série de découvertes de provinces pétrolières prolifiques, initiées par celles du Venezuela (1920) et d'Iran (1920). Se succèdent ainsi à intervalles réguliers les grandes épopées pétrolières d'Irak (1930), d'Arabie Saoudite (1940), du Koweït (1950) puis enfin d'Algérie, de Libye et d'Abu-Dhabi (1960)⁶⁸. Cette longue série d'événements majeurs pour l'industrie d'exploration-production achève de nous convaincre de son entrée précoce, dès 1920, dans un cycle d'expansion internationale. Mais ce qui nous importe à présent est de réfléchir à son

⁶⁶ Les données de 1900 sont citées pour information, et ne sont pas prises en compte dans le calcul du taux de croissance.

⁶⁷ Masseron, *ibid.*, p. 6.

impact en termes d'incitation à l'innovation.

0.2.1.1.2 La décroissance du coût marginal de long terme

La variable clef pour ce faire semble devoir être le coût marginal de long terme de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, « [...] la variable la plus fondamentale à prendre en considération » pour l'étude dynamique de toute industrie⁶⁹.

0.2.1.1.2.1 Le coût marginal de long terme : définition

Ce coût est celui de production d'une unité supplémentaire d'hydrocarbures quand tous les facteurs de production sont variables, et résulte donc d'une décision formulée en termes de capacité de production optimale étant donné le niveau de production q désiré, et bien évidemment étant donnée la technologie disponible⁷⁰. On montre qu'il est égal au coût marginal de court terme de cette même quantité q , quand elle est produite avec la capacité optimale⁷¹.

L'expression industrielle de ce coût marginal de long terme est le coût en développement, qui est égal à la somme actualisée des dépenses d'investissement et des dépenses d'exploitation de la capacité de production mise en œuvre, divisée par la somme actualisée des quantités additionnelles d'hydrocarbures qu'elles permettent d'obtenir⁷². En clair, le coût marginal de long terme de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures est le coût complet de production des hydrocarbures obtenus à partir du dernier projet entrepris. Afin de fixer les idées, il est possible de le calculer pour le projet d'exploration-production standard décrit à la fin de la section précédente (cf. 0.1.7). L'échéancier des coûts et des quantités actualisés (au taux de 10%) de ce projet est le suivant (en M\$ et en Mbep de l'année 1) :

⁶⁸ Entre 1960 et 1970, les réserves prouvées de pétrole brut de ces trois derniers pays passent de 7,1 à 62 milliards de barils (Masseron, *ibid.*, p. 79).

⁶⁹ Chevalier, 1977, p. 138.

⁷⁰ Concrètement, le gisement d'hydrocarbures est un facteur de production indivisible (Benzoni, 1985, p. 91) ; la courbe de coût total à long terme est donc localement non dérivable, pour chaque quantité qui requiert de passer, en termes de capacité de production optimale, d'un gisement à un autre ; ainsi, la courbe de coût marginal de long terme est discontinue pour ces mêmes quantités.

⁷¹ Guyot, *ibid.*, p. 139 ; ce coût est aussi appelé « coût marginal à capacité adaptée » ; cf. Babusiaux, *ibid.*, p. 176.

⁷² Cf. Chevalier, 1975, p. 244 ; Babusiaux, *ibid.*, p. 175.

**Tableau N°6 : COÛT EN DEVELOPPEMENT D'UN PROJET D'EXPLORATION-
PRODUCTION STANDARD**

Phase	Exploration			Délinéation		Développement		Production →		
Années	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Coût actualisé	-5	-9	-8	-15	-20	-124	-113	-10	-19	-17
Production actualisée	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,6	4,7	4,2

→	→	→	→	→	→	→	→	→	Démantèlement	
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
-15	-14	-13	-12	-11	-10	-7	-4	-2	-1	
3,9	3,5	3,2	2,9	2,6	2,4	1,6	1,0	0,4	0,0	

Il donne un coût en développement (coût marginal de long terme de l'industrie si ce projet est le dernier réalisé) de 13 \$/bep.

L'évolution du coût marginal de long terme d'une industrie révèle donc celle de ses conditions d'offre à long terme⁷³. Elle capte ainsi, au premier chef, les progrès technologiques qui sont réalisés dans l'industrie considérée. Mais quand il s'agit de celle d'exploration-production d'hydrocarbures, cette évolution traduit aussi comment changent les déterminants exogènes de l'offre que sont les caractéristiques physiques intangibles des gisements d'hydrocarbures mobilisés dans le processus d'offre.

Leur caractère exogène provient de ce que les gisements d'hydrocarbures constituent un facteur de production fixe à l'échelle de l'industrie dans la mesure où un certain stock était donné (en quantité et en qualité) à l'origine, et que c'est ce même stock initial qui produit ses services, sans pouvoir être renouvelé, à mesure qu'il est exploité. Cette fixité définitive de facteur est à l'origine des rentes différentielles pures qui se manifestent d'un gisement en exploitation à un autre⁷⁴, et constitue un phénomène distinct du caractère épuisable de la ressource qu'il contienne (les hydrocarbures eux-mêmes), lequel engendre la rente de rareté d'Hotelling⁷⁵.

Comme il va apparaître maintenant, la thèse de l'accélération technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures est fondée avant toute chose sur l'existence d'un antagonisme radical entre les rendements « naturels » décroissants, qui

⁷³ C'est sur lui que s'aligne à long terme le prix du produit, quand la concurrence produit tous ses effets.

⁷⁴ Cf. par exemple Berger, 1995, p. 32.

⁷⁵ Hotelling, 1931 ; en particulier, les rentes différentielles pures procèdent d'un surplus, alors que la rente de rareté est un coût d'usage.

procèdent de cette fixité de facteur⁷⁶, et les progrès technologiques réalisés par les acteurs de l'industrie pour les surmonter⁷⁷, antagonisme qui se résout dans l'évolution du coût marginal à long terme de l'industrie.

0.2.1.1.2.2 La qualité hors pair des déterminants exogènes de l'offre

La série ininterrompue de découvertes de provinces pétrolières majeures entre 1920 et 1970, dont il a été fait état précédemment, révèle en fait que cet antagonisme est inexistant durant toute cette période. En effet, les gisements qui sont successivement découverts au Venezuela, en Iran, en Irak, en Arabie Saoudite, au Koweït, en Algérie, en Libye et en Abu-Dhabi, pendant ces cinquante ans, possèdent tous des caractéristiques physiques exceptionnelles : taille très importante, faible profondeur, très bonne productivité naturelle, localisation à terre, etc., qui font largement plus que compenser leur éloignement sensible des zones de consommation (Amérique du Nord, Europe, puis Japon). Des quantités énormes d'hydrocarbures en sont extraites en réalisant des dépenses d'investissement et d'exploitation qui, tout en étant importantes en volume parce qu'en proportion de ces quantités, sont faibles quand elles sont ramenées à l'unité d'hydrocarbures produite.

En un mot, cette qualité hors pair des déterminants exogènes de l'offre dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures dissipe, sur le plan technique, toute incitation à l'innovation technologique. Elle suffit en elle-même à maintenir le coût marginal de long terme de l'industrie à un niveau stable, voire légèrement décroissant, pendant tout cette période 1920-1970⁷⁸. La technologie générique de l'époque est amplement suffisante pour offrir les hydrocarbures des gisements prolifiques de ces nouvelles provinces à un coût économique.

Mais si l'incitation à innover ne vient pas de contraintes techniques de nature exogène, elle peut néanmoins résulter d'un impératif concurrentiel, conformément à la thèse de Schumpeter.

⁷⁶ Cf. par exemple Cohendet, Fitoussi & Héraud, 1979, p. 382 ; Gaffard, 1990, p. 18.

⁷⁷ Cf. par exemple Martin, 1992, p. 51.

⁷⁸ Cf. Chevalier, *ibid.*, p. 244 ; Adelman (1972) a rigoureusement démontré ce phénomène de baisse tendancielle des coûts sur la période 1947-1969.

0.2.1.2 L'absence d'incitation concurrentielle à innover

Il a été relevé ci-dessus que de nombreuses sociétés pétrolières sont créées, *grosso modo* entre 1911 (date du démantèlement, aux Etats-Unis et en vertu du *Sherman Act* de 1890, de la Standard Oil – l'empire de J.D. Rockefeller – en 33 sociétés indépendantes) et 1924 (date de la création de la Compagnie Française des Pétroles), en réponse au caractère prometteur de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures qui entre dans son cycle d'expansion internationale. Mais très vite cette dynamique est stoppée, puisqu'en 1928 est signé par les sept plus importantes compagnies pétrolières l'accord d'Achnacarry – dit de la ligne rouge –, qui vise à organiser l'industrie de manière à bloquer toute entrée de nouvelles sociétés⁷⁹. Le fameux cartel des « sept sœurs »⁸⁰ va ainsi régenter l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures pendant près d'une quarantaine d'années⁸¹.

0.2.1.2.1 1928 : la création du cartel des sept sœurs

En fait, cette cartellisation est un mal nécessaire pour l'industrie, car le monopole (il s'agit en fait ici d'un oligopole coopératif) est la seule configuration de marché qui soit soutenable en régime de baisse tendancielle des coûts, tel qu'il a été identifié ci-dessus.

En effet, la décroissance du coût marginal de long terme crée une très forte incitation à l'entrée dans l'industrie, puisqu'un nouvel entrant peut bénéficier des meilleures conditions d'offre⁸². Si la concurrence avait été à l'œuvre dans l'industrie d'exploration-production pendant sa phase d'internationalisation, alors le prix des hydrocarbures se serait aligné à long terme sur le coût marginal de long terme, lui-même décroissant. Ceci signifie clairement que les anciens gisements deviennent non rentables quand les nouveaux gisements sont mis en production, ce qui ne saurait manquer d'entraîner la faillite des sociétés présentes dans l'industrie, et même la faillite de l'industrie au sens large⁸³. Ainsi, seul un monopole possédant un pouvoir de marché et pouvant alors fixer un prix au-dessus de coût du dernier gisement mis en exploitation, de

⁷⁹ L'existence de cet accord secret n'est révélée qu'en 1952, par une commission d'enquête américaine.

⁸⁰ Il regroupe Exxon (alors Standard Oil of New Jersey), Royal Dutch-Shell, British Petroleum, Mobil, Gulf, Chevron (alors Standard Oil of California), et Texaco ; certains y rajoutent la Compagnie Française des Pétroles.

⁸¹ Quoiqu'il commence à être contesté dès 1950 ; cf. *infra*.

⁸² Cf. Chevalier, Barbet & Benzoni, 1986, p. 70.

⁸³ Cf. Chevalier, *ibid.*, p. 245.

manière à garantir la rentabilité de ses anciens gisements, peut survivre dans un tel régime. Frankel⁸⁴ résume efficacement cette problématique : « La concurrence sans frein, quand on la laisse régner dans l'industrie pétrolière, conduit à une faillite générale ou à un monopole qu'exerce le survivant ».

Les sept sœurs comprennent bien la nécessité d'une telle solution coopérative et s'entendent pour, d'une part, se réserver et se partager l'accès aux ressources des nouvelles provinces pétrolières prolifiques (la fameuse ligne rouge est celle tracée sur une carte du monde pendant une réunion préparatoire de l'accord d'Achnacarry, afin de délimiter la zone géographique où aucune des compagnies du cartel ne peut intervenir sans l'accord des autres), et d'autre part mettre en place un système de prix administrés stables au niveau mondial, alignés sur les coûts de production les plus élevés (ceux des gisements du Golfe du Mexique, qui ont donné leur nom à ces règles de fixation des prix : le système Golfe Plus). Ces deux modalités de l'organisation oligopolistique de l'industrie permettent aux sept sœurs de mettre des nouveaux gisements en exploitation à des coûts dérisoires, qui leur procurent de substantielles rentes de monopole au lieu d'entraîner des baisses de prix.

0.2.1.2.2 La contestation du cartel à partir de 1950

Il n'y a donc à proprement parler pas de concurrence dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, et partant pas d'incitation concurrentielle à l'innovation, pendant toute la phase d'archi-domination du cartel des sept sœurs – c'est-à-dire de 1928 à 1950 environ. Mais le cartel est progressivement contesté à partir de 1950 sur deux fronts qui y ont des intérêts communs.

0.2.1.2.2.1 Les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures

Les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures, tout d'abord, commencent à manifester leur insatisfaction de devoir se résoudre à la portion congrue en termes de part du surplus associé à l'exploitation de leurs ressources qu'ils reçoivent de la part des *majors*⁸⁵. Sur le plan socio-politique, ce mouvement de contestation s'inscrit dans celui, grandissant, des revendications des pays non-alignés⁸⁶. Il se traduit par la création, en

⁸⁴ Frankel, 1969.

⁸⁵ Cf. Percebois, *ibid.*, p. 21.

⁸⁶ Avec pour le monde Arabe, l'influence majeure de la personnalité de Nasser en Égypte.

1960, de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole⁸⁷. Phénomène isolé par sa précocité mais révélateur d'un début de contestation, et annonciateur, s'il en est, de la vague de nationalisation du début des années 1970, le gouvernement Mossadegh nationalise en 1951 les actifs pétroliers iraniens de l'Anglo Iranian Oil Company (future British Petroleum). Mais leur contrôle est rétrocédé à un consortium de compagnies pétrolières dès 1954, suite au retour du Shah porté au pouvoir par les Etats-Unis et le Royaume-Uni⁸⁸. Clairement, les conditions économiques d'une généralisation de la prise en main de l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures par les pays propriétaires ne sont pas réunies. La baisse tendancielle du coût marginal de long terme mettrait en effet ces pays dans la position très difficile de devoir exploiter leurs gisements d'hydrocarbures, alors même que le prix de la ressource est appelé à baisser sans qu'ils ne puissent s'y opposer⁸⁹.

0.2.1.2.2.2 Les sociétés nationales des pays consommateurs et les « indépendants »

Cette situation est en revanche favorable aux pays consommateurs, qui ont beaucoup à gagner à contester la suprématie des sept sœurs et à attaquer leur politique de prix maintenus artificiellement à un niveau élevé. Les moyens de cette contestation sont la création, dans plusieurs grands pays consommateurs, de sociétés nationales d'exploitation d'hydrocarbures – Elf ERAP en France, ENI en Italie, Japex au Japon –, qui ont entre autres vocations d'aller concurrencer les majors sur leurs terrains d'opérations privilégiés (le Venezuela, le Moyen-Orient et l'Afrique du Nord). Mais si l'incitation à l'entrée dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures est grande, en raison de la baisse de son coût marginal de long terme, il est néanmoins nécessaire de contourner les barrières mises en place par le cartel des sept sœurs qui cherche par tous les moyens à s'opposer à ces nouveaux entrants⁹⁰.

C'est précisément le mécontentement des pays propriétaires qui constitue une brèche dans laquelle ces sociétés nationales de pays consommateurs s'immiscent, ainsi d'ailleurs que quelques compagnies pétrolières américaines d'envergure dites indépendantes. Ces différentes compagnies réussissent en effet à obtenir des contrats

⁸⁷ Les cinq membres fondateurs sont l'Arabie Saoudite, l'Iran, l'Irak, le Koweït, et le Venezuela.

⁸⁸ Même si la nationalisation a été maintenue, dans la forme, après 1951 ; cf. Penrose, 1968, p. 215.

⁸⁹ Cf. Chevalier, *ibid.*, p. 246.

⁹⁰ Cf. l'affaire Mattei, narrée par Frankel, 1966.

d'exploration-production en proposant aux États propriétaires un partage du surplus pétrolier davantage en leur faveur que la portion congrue à laquelle les réduisent les *majors*. Même si, à l'exception d'Occidental en Libye en 1967, ces compagnies pétrolières ne font pas de découverte pétrolière majeure, leur contestation du cartel des sept sœurs contribue à faire légèrement baisser les prix des hydrocarbures à partir de 1955⁹¹.

0.2.1.2.2.3 Une concurrence non technologique

Quoiqu'il en soit, le surplus pétrolier demeure très important jusqu'en 1970, et la concurrence qui commence à se manifester à travers cette contestation croissante des *majors* se joue bien davantage dans les modalités de son partage – où tout avantage est difficilement soutenable et nécessite donc une protection du marché –, que dans quelque tentative technologique de faire baisser des coûts qui, de toute façon, y tendent naturellement. En clair, il n'y pas d'incitation concurrentielle à l'innovation dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures sur toute la période 1920-1970.

Finalement, cette phase est celle d'une relative tranquillité technologique⁹², ce que nous tenterons d'attester empiriquement plus loin.

0.2.1.3 Des progrès technologiques, malgré tout

Cette conclusion n'a pas la prétention de nier l'existence des progrès technologiques réalisés dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures pendant la période 1920-1970.

0.2.1.3.1 Quelques exemples

C'est d'ailleurs bien pendant cette période que des technologies de toute première importance pour l'industrie sont mises en œuvre. La sismique, par exemple, s'impose dans la première moitié du XX^e siècle, en permettant de localiser les gisements dans le sous-sol avec une méthode plus scientifique que celle des premiers prospecteurs américains, qui lançaient leur chapeau au hasard et creusaient là où il retombait. La diagraphie électrique est inventée en 1927 par les frères Schlumberger, qui permet de réaliser des mesures dans

⁹¹ Cf. Chevalier, *ibid.*, p. 246 ; cf. aussi Annexe A.

⁹² Ceci est relevé par Dos Santos et Cueille, 1998, p. 232.

les puits afin d'obtenir une image de la structure du sous-sol exploré. Le forage en pression équilibrée est inventé après la seconde guerre mondiale, qui permet d'éviter le phénomène des puits éruptifs, c'est-à-dire de jaillissement des hydrocarbures (dangereux, il va sans dire) quand un réservoir est atteint. D'autres progrès technologiques sont encore réalisés pendant cette période⁹³.

0.2.1.3.2 Une origine fortement exogène

Souligner ainsi l'absence d'incitation à l'innovation des acteurs de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures permet plutôt de montrer que ces progrès technologiques n'apparaissent pas en réponse à une nécessité constante qui leur est faite de devoir surmonter des conditions d'exploration, de développement, de production et de transport des hydrocarbures toujours plus difficiles, ou de devoir bénéficier de coûts de production plus faibles que les concurrents⁹⁴.

Ces progrès technologiques semblent bien davantage être le fruit de l'assimilation par l'industrie de progrès scientifiques et techniques aux origines exogènes, en réponse à des problèmes donnés qui lui sont posés de manière elle-même exogène, que le produit d'un apprentissage réalisé par les acteurs de l'industrie afin d'imaginer des nouveaux problèmes productifs et de leur proposer de nouvelles solutions (que l'on se figure à ce titre tout ce qui distingue, par exemple, le forage en pression équilibrée du forage interactif, piloté en temps réel⁹⁵). En cela, la logique qui gouverne le progrès technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, pour cette période de tranquillité technologique, semble bien être celle mise à jour par les premières théories économiques de l'innovation⁹⁶. Les titres des publications diverses consacrées au progrès technologique dans l'industrie à cette époque en témoignent⁹⁷.

0.2.2 Depuis les années 1970 : une révolution technologique

Les années 1970 sont gravées dans toutes les mémoires comme celles des deux

⁹³ Cf. les recensements réalisés par le National Petroleum Council (1966), et par Moss (1993).

⁹⁴ A l'instar de ce que relève Boy de la Tour, *ibid.*, p. 585.

⁹⁵ Cf. AFTP, 2000.

⁹⁶ Cf. Première partie, 2.1.1.

⁹⁷ Cf. par exemple Giraud, 1959, 1963.

chocs pétroliers de 1973 et 1979. En fait, un nombre conséquent de transformations s'est opéré dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures pendant cette décennie, dont l'origine économique semble pouvoir être résumée en dernière analyse par le phénomène d'inversion de tendance, au tout début des années 1970, de son coût marginal de long terme⁹⁸.

Et une des conséquences majeures de ce phénomène est l'enclenchement, au début des années 1970, d'une phase de véritable révolution technologique dans l'industrie. Le terme, s'il est fort, n'en est pas moins utilisé par de nombreux autres auteurs⁹⁹, et révèle qu'il n'y a pas un domaine de compétences de l'industrie qui n'a pas été profondément transformé. Cette révolution technologique est impulsée en deux temps, que sont les nationalisations des ressources d'hydrocarbures par les pays propriétaires au début des années 1970, puis le contre-choc pétrolier de 1986. Les premières créent brutalement une forte incitation à l'innovation sur le plan technique ; le second, en faisant entrer l'industrie d'exploration-production dans un environnement de prix concurrentiels pour la première fois depuis près de soixante ans, y rajoute une forte incitation à l'innovation sur le plan concurrentiel.

0.2.2.1 Une forte incitation technique à innover

L'incitation technique à innover commence à poindre dès 1970, avec l'apparition d'une première tension sur le coût marginal de long terme de l'industrie.

0.2.2.1.1 1970 : première tension sur le coût marginal de long terme

La charnière 1969-1970 marque en effet la fin de la série cinquantenaire des grandes découvertes pétrolières¹⁰⁰. Simultanément, le cycle de croissance économique des trente glorieuses est à son apogée, et la demande mondiale d'hydrocarbures croît de manière très rapide¹⁰¹. Cette conjonction de facteurs opposés, du point de vue de l'offre et de la demande d'hydrocarbures au niveau mondial, fait que dès 1969 le ratio réserves / production, sur lequel tous les prévisionnistes ont l'œil rivé, commence à baisser

⁹⁸ Elle est décelée par Chevalier (ibid., p. 246) dès 1975.

⁹⁹ Cf. par exemple Martin, 1998 ; Martin, 2000b, p. 50 ; Freund, ibid, p. 25 ; AFTP, ibid., p. 31.

¹⁰⁰ Cf. par exemple Masseron, ibid., p. 107.

¹⁰¹ Son taux annuel de croissance est proche de 10% ; cf. Masseron, ibid., p. 30.

significativement (ce qui signifie que le taux de croissance des réserves est inférieur au taux de croissance de la production) : les réserves prouvées de pétrole brut sont ainsi équivalentes à 40 années de consommation mondiale en 1960, mais à seulement 33 années en 1970. Par voie de conséquence, le prix du pétrole commence à augmenter dès la fin de l'année 1969¹⁰². Pire, en 1970, et pour la première fois depuis plus de cinquante ans, ce sont les réserves mondiales de pétrole qui diminuent – la production de l'année dépasse alors, en volume, les nouvelles découvertes.

En réponse à ces premiers signes de tension sur le marché des hydrocarbures, les compagnies pétrolières commencent à prospector de nouvelles zones, comme la Mer du Nord, l'Alaska, l'océan Arctique. Mais quoique le marché mondial ait besoin des hydrocarbures de ces nouvelles provinces, comme le révèle la dégradation du ratio réserves / production évoquée ci-dessus, les compagnies pétrolières réalisent bien vite que les difficultés techniques y sont sans commune mesure, avec celles rencontrées dans leurs zones d'activité traditionnelles. Les dépenses d'investissement et celles d'exploitation requises pour offrir ces hydrocarbures au marché sont nettement plus importantes, à l'unité, que celles des gisements du Venezuela, du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord, qui n'alimentent cependant plus suffisamment la consommation mondiale. Ces projets des « zones frontières » n'ont d'ailleurs une chance réelle de voir le jour que si un scénario de hausse des prix des hydrocarbures se concrétise. En un mot, ce durcissement des conditions exogènes de l'offre d'hydrocarbures crée une première tension sur le coût marginal de long terme de l'industrie d'exploration-production, dont la décroissance naturelle appartient désormais au passé.

0.2.2.1.2 Un catalyseur : les nationalisations des ressources d'hydrocarbures

Comme il va apparaître maintenant, les nationalisations des ressources d'hydrocarbures par les États propriétaires, au début des années 1970, sont tout d'abord catalysées par cette tension à long terme sur le marché des hydrocarbures, et précipitent en retour l'industrie d'exploration-production dans une phase de croissance naturelle, de son coût marginal de long terme.

¹⁰² Cf. Masseron, *ibid.*, p. 30 ; cf. aussi Annexe A.

0.2.2.1.2.1 Le renversement du rapport de forces

En effet, les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures prolifiques prennent eux aussi la mesure de ce qui est en train de se passer en 1969-1970. Dès le lendemain de la seconde guerre mondiale, ils ont revendiqué un partage plus équitable, avec les *majors*, du revenu généré par l'exploitation de leurs hydrocarbures. Mais leurs efforts ont été vains, car la décroissance naturelle du coût marginal de long terme de l'industrie les mettait dans un rapport de force défavorable. Or ces États perçoivent, dans certaines manifestations tangibles de la tension naissante sur l'offre d'hydrocarbures à long terme, des signes que la situation est en train de s'inverser. Au premier chef, le phénomène d'augmentation du prix du pétrole, entamé dès 1969, se poursuit vivement au printemps 1970. La rareté subitement attachée à leurs ressources peu coûteuses modifie l'équilibre des forces¹⁰³.

La Libye parvient la première, en mai 1970, à imposer aux compagnies pétrolières opérant sur son territoire des mesures de restrictions de production, et affiche l'intention de ne les lever que quand les termes fiscaux qui définissent le partage du surplus pétrolier seront révisés. En juin 1970, la crise est ouverte dans ce pays entre les compagnies pétrolières et le gouvernement. Les premières, sur la défensive, parviennent bon gré mal gré à préserver certains de leurs privilèges, dans un accord conclu en septembre 1970. Elles s'empressent d'étendre d'elles-mêmes cet accord, pourtant en leur défaveur, aux autres pays producteurs, en espérant qu'ils s'en satisferont et n'engageront pas d'autres bras de fer.

En vain, car les pays de l'OPEP¹⁰⁴ présentent en décembre 1970 une plate-forme commune de revendications, dans l'objectif d'obtenir une révision significative des termes fiscaux, qui leur permette d'obtenir un accroissement important de la part du surplus pétrolier qu'ils s'accaparent. Dans la perspective de négociations difficiles, le président Nixon suspend la loi anti-trust, afin de permettre aux compagnies pétrolières américaines de faire front commun et d'accroître leur pouvoir de marchandage. Mais l'accord de Téhéran, signé en février 1971 par d'une part, les États membres de l'OPEP, et d'autres part les seize compagnies pétrolières opérant sur leurs territoires, consacre le renversement de situation à la faveur des premiers, qui y obtiennent une révision importante des

¹⁰³ Cf. par exemple Kobrin, 1984, p. 139.

¹⁰⁴ Les cinq pays fondateurs ont été rejoints par les Emirats Arabes Unis, le Qatar, la Libye, l'Algérie, le Nigeria, le Gabon et l'Indonésie.

modalités du partage du surplus pétrolier (dont le relèvement du taux de l'impôt à 55%, et l'indexation du prix du pétrole sur l'inflation mondiale).

La suppression de la convertibilité du dollar en or en août 1971, et sa dévaluation qui s'ensuit, fait baisser de manière importante les revenus des pays producteurs, qui réclament de nouvelles négociations pour compenser cette baisse¹⁰⁵. Ils obtiennent des concessions supplémentaires des compagnies pétrolières lors de l'accord de Genève en janvier 1972. Dès lors, c'est une véritable participation de leurs gouvernements dans l'exploitation des ressources d'hydrocarbures nationales, que réclament les pays propriétaires¹⁰⁶. Ils obtiennent gain de cause avec la signature de l'accord-cadre de New York, en octobre 1972¹⁰⁷.

En fait, la plupart des pays propriétaires conduiront ce processus « boule de neige » au seul terme qu'il puisse connaître : les nationalisations de l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures. L'Algérie et la Libye ont ouvert la voie en 1971, bientôt suivies par l'Irak et Oman (1972), puis l'Iran (1973), l'Arabie Saoudite, le Koweït, le Qatar, et Abu-Dhabi (1974), et enfin le Venezuela (1975)¹⁰⁸.

0.2.2.1.2.2 Le repli des compagnies pétrolières sur de nouvelles zones d'activités

Ce sont donc bien les premières tensions à long terme apparues sur le marché du pétrole, synthétisées dans l'inversion de tendance du coût marginal de long terme de l'industrie, qui constituent l'étincelle ayant initié le processus qui devait conduire à ces nationalisations des ressources d'hydrocarbures par les États propriétaires. En retour, ces dernières précipitent l'industrie d'exploration-production dans sa phase de rendements naturellement décroissants.

En effet, les compagnies pétrolières se retrouvent chassées de leurs zones d'activités traditionnelles, et n'ont pas d'autre solution que de se tourner vers les régions pétrolières de second rang, comme la Mer du Nord et l'Alaska, pour assurer leur avenir¹⁰⁹. Comme il a été relevé ci-dessus, les contraintes techniques sont, dans ces zones frontières,

¹⁰⁵ Ayoub (1996, p. 16) révèle qu'à cette époque, « [...] il y a des directeurs de compagnies qui vont jusqu'à dire "nous sommes condamnés à la négociation permanente" ».

¹⁰⁶ Johnson et Messick (1976, p. 966) relèvent que cette revendication a été formulée dès la résolution de l'OPEP dite « de Beyrouth », en 1971.

¹⁰⁷ Ces événements du début des années 1970 sont retracés par Masseron, *ibid.*, p. 32-40.

¹⁰⁸ Cf. la chronologie dressée par Kobrin, *ibid.*, p. 158.

¹⁰⁹ Cf. Martin, 2000b, p. 46.

sans commune mesure avec celles des gisements du Moyen-Orient, d'Afrique du Nord et du Venezuela, que les compagnies pétrolières internationales viennent d'être obligées de quitter¹¹⁰. Les déterminants exogènes de l'offre mondiale d'hydrocarbures font cette fois-ci peser une tension extrême, sur le coût marginal de long terme de l'industrie d'exploration-production.

Une très forte incitation à innover, d'origine purement technique, se manifeste alors à l'endroit des compagnies pétrolières internationales et de leurs sous-traitants. En effet, la technologie générique dont elles disposent à ce moment-là, ne leur permet pas de produire les hydrocarbures des gisements de ces « [...] régions aux frontières des technologies disponibles à l'époque »¹¹¹. Les compagnies pétrolières n'ont alors pas d'alternative que de créer, avec les sociétés parapétrolières, les technologies requises¹¹².

Au final, ainsi que le confirme Bourgeois¹¹³ en évoquant les nationalisations de leurs ressources par les pays de l'OPEP, « [...] cette mutation a incontestablement augmenté la propension à innover des firmes occidentales. »

0.2.2.2 Une forte incitation concurrentielle à innover à partir du contre-choc pétrolier de 1986

Cet impératif technologique se renforce à partir du contre-choc pétrolier de 1986, qui oblige tous les acteurs de l'industrie d'exploration-production, pour la première fois de leur histoire, à des efforts de réduction des coûts.

0.2.2.2.1 Les raisons structurelles du contre-choc pétrolier

Alors que l'OPEP engrange les bénéfices du premier choc pétrolier de 1973, sans stratégie explicite de sa part sur le marché mondial du pétrole, elle met en place, à partir du deuxième choc pétrolier de 1979, une politique malthusienne de l'offre. Celle-ci

¹¹⁰ Hassan (ibid., p. 125) note cependant que les premiers développements gaziers dans la partie sud de la Mer du Nord (1965-1970) ont pu être réalisés avec les technologies précédemment mises en œuvre dans le Golfe du Mexique, les problèmes techniques ne devenant réellement nouveaux, qu'à l'occasion de l'extension des activités vers le nord (dès 1970).

¹¹¹ Martin, ibid., p. 58.

¹¹² Martin (ibid., p. 25) situe dans le temps la première « vague d'innovations » à la fin des années 60, et l'identifie à la mise en œuvre de nouvelles plates-formes en Mer du Nord ; c'est plus vraisemblablement au début des années 70 que ces nouvelles plates-formes ont été requises (cf. *supra* note 3).

¹¹³ Bourgeois, 1999, p. 772.

fonctionne pendant quelques brèves années. Mais dès 1983, elle commence à s'avérer délicate à mettre en œuvre, en raison de la perte progressive de son pouvoir de marché par l'OPEP. Deux raisons structurelles l'expliquent.

La première est le ralentissement de la demande pétrolière dans les pays gros consommateurs d'énergie. Suite aux deux chocs pétroliers, ces derniers se soucient de réduire leur facture énergétique, et en particulier de limiter leur dépendance à l'égard du pétrole, dont tout le monde s'accorde à dire que son prix est dorénavant irrémédiablement appelé à croître¹¹⁴. Ils s'engagent alors dans des programmes à long terme de réduction de leur intensité énergétique, et en particulier de la part qu'y occupent les hydrocarbures, avec la mise en œuvre de programmes de substitutions inter-énergétiques¹¹⁵. Ces programmes portent leurs fruits, et la croissance de la consommation mondiale de pétrole est réduite, en rythme annuel, de plus de 10% au début des années 1970, à près de 3% à partir des années 1980. Ainsi, dès 1981, l'offre de pétrole devient légèrement supérieure à la demande à court terme au niveau mondial¹¹⁶. En 1985, le déséquilibre est considérablement accentué puisque l'Arabie Saoudite, qui sert de régulateur de l'offre au sein de l'OPEP pour maintenir le prix du pétrole à la valeur cible fixée par l'organisation, produit 2,3 Mb/jour alors que sa capacité installée lui permet de produire au moins trois fois plus. Ces plans de réduction de l'intensité énergétique, mis en œuvre par les pays développés qui importent d'importantes quantités d'énergie, ont donc produit les effets escomptés et ont significativement ralenti la croissance de la consommation mondiale d'hydrocarbures.

La seconde est l'augmentation importante de l'offre de pétrole non-OPEP. Ce sont essentiellement les progrès technologiques réalisés par les compagnies pétrolières dans leurs nouvelles zones d'activités, telles la Mer du Nord et l'Alaska, qui permettent à ces dernières de devenir des sources importantes d'approvisionnement en hydrocarbures, pour les marchés d'Amérique du Nord et d'Europe¹¹⁷.

La perte de son pouvoir de marché par le cartel de l'OPEP qui en résulte, rend de plus en plus difficilement soutenable sa politique malthusienne de l'offre. Le contre-choc pétrolier de 1986 signe l'incapacité de l'Arabie Saoudite, leader du cartel au vu de sa

¹¹⁴ Cf. Boy de la Tour, *ibid.*, p. 586.

¹¹⁵ C'est l'époque des grands programmes nucléaires, en France en particulier ; cf. par exemple Percebois, 1989, p. 63-64.

¹¹⁶ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 47.

¹¹⁷ Cf. 1.2.2.1 pour un exposé plus détaillé.

capacité de production, à le discipliner¹¹⁸. En septembre 1985, elle ouvre les vannes de ses champs immenses. Le prix du pétrole tombe, en moyenne annuelle, de 27 \$/b en 1985, à 15 \$/b en 1986, et passe même sous la barre des 10 \$/b en août 1986¹¹⁹. L'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures entre, pour la première fois depuis près de soixante ans, dans un environnement de prix concurrentiels.

0.2.2.2.2 L'impératif de réduction des coûts

C'est alors un impératif de réduction des coûts, qui se fait extrêmement pressant sur l'ensemble des acteurs de l'industrie d'exploration-production. Afin de rester compétitives, face à l'érosion de leurs profits entraînée par la baisse des prix des hydrocarbures, les compagnies pétrolières et les sociétés parapétrolières sont obligées de recourir à l'innovation technologique, qui constitue un levier majeur de cette réduction de coûts¹²⁰.

En outre, depuis le début des années 1970, les compagnies pétrolières internationales sont confrontées à des gisements d'hydrocarbures toujours plus difficiles à découvrir, développer et produire¹²¹. Une proportion croissante d'entre eux est située en mer, par des hauteurs d'eau de plus en plus importantes, ou dans des zones toujours plus reculées ou hostiles, les réservoirs sont localisés à des profondeurs qui croissent, leur géologie est de plus en plus complexe, etc. Autrement dit, le coût marginal de long terme de l'industrie a naturellement (c'est-à-dire hors progrès technologique) tendance à augmenter. Avec le contre-choc pétrolier de 1986, depuis lequel le prix de marché mondial des hydrocarbures tend à s'aligner sur ce coût marginal à long terme, l'industrie d'exploration-production entre dans l'ère d'un antagonisme radical entre, d'une part, cette tendance naturelle à l'augmentation des coûts, et d'autre part, les progrès technologiques réalisés par les acteurs de l'industrie pour les surmonter.

Ainsi, depuis 1986, et en dépit de quelques brefs épisodes où les prix se sont clairement fixés au-dessus de leur niveau concurrentiel (rente de rareté pendant la guerre du Golfe, rente de monopole liée à la cartellisation de l'offre par les grands pays producteurs en 1999-2000), rien n'a contribué à ce que cet impératif technologique se relâche.

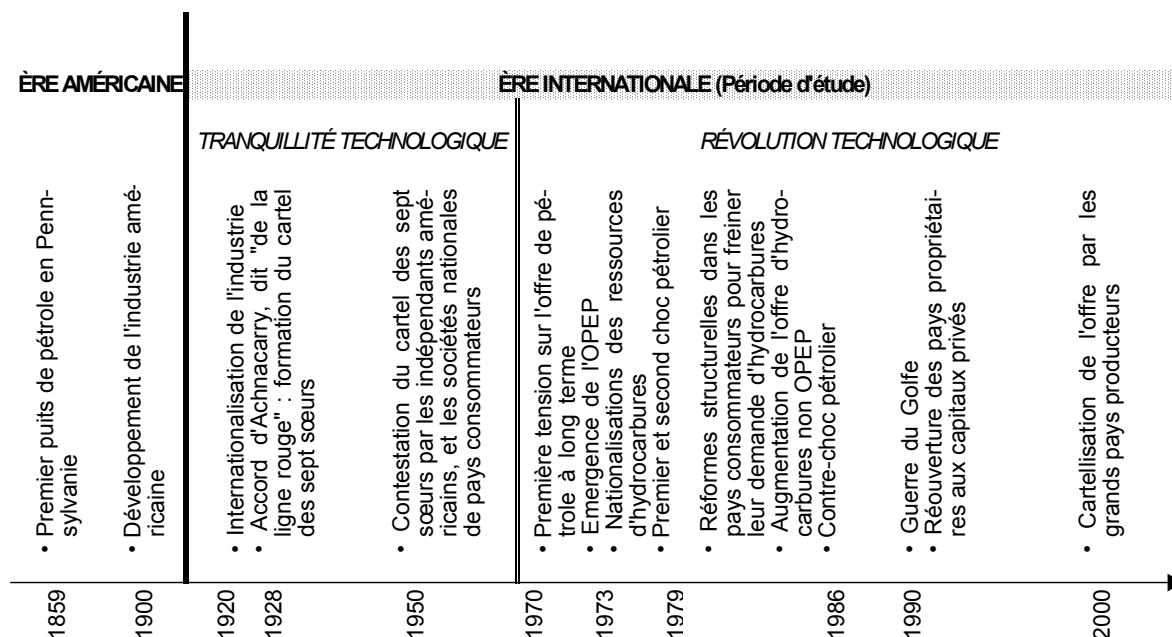
¹¹⁸ Cf. Percebois, *ibid.*, p. 35.

¹¹⁹ Cf. Annexe A.

¹²⁰ Cf. par exemple Bourgeois, 2000, p. 371.

Le graphique chronologique suivant synthétise cette évolution historique des incitations à l'innovation technologique reçues par les acteurs de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures :

Graphique N°5 : TRANQUILLITE ET REVOLUTION TECHNOLOGIQUE DANS L'INDUSTRIE D'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES



0.2.3 L'évaluation empirique de l'accélération technologique

Révéler, comme il vient d'être fait, les différentiels d'incitation à l'innovation technologique reçus par les acteurs de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, est un premier élément important pour comprendre les ressorts de l'accélération technologique dans cette industrie. Mais cela ne permet pas d'attester la réalité empirique du phénomène. C'est ce qu'il convient de faire maintenant¹²².

0.2.3.1 Les dépenses de Recherche & Développement

Une première piste pour ce faire, consiste à s'intéresser aux dépenses de Recherche & Développement réalisées par les compagnies pétrolières internationales. En la matière, un « paradoxe de base » se fait jour : « [...] c'est une industrie qui a diminué

¹²¹ Cf. Perrodon, *ibid.*, p. 40.

¹²² Cf. aussi Annexe F.

substantiellement ses coûts avec une faible intensité de R&D »¹²³. Le tableau suivant permet de s'en convaincre, qui donne le niveau des dépenses de R&D de différentes industries, rapportées à leur chiffre d'affaire :

Tableau N°7 : INTENSITE EN RECHERCHE & DEVELOPPEMENT DE DIFFERENTS SECTEURS INDUSTRIELS

Secteur industriel	Santé	Bureautique	Electricité & Électronique	Aéronautique & Défense	Chimie	Automobile	Industrie pétrolière
Dépenses de R&D / Chiffre d'affaire	10,6%	8,0%	5,5%	4,2%	4,1%	4,0%	0,8%

Source : Bauquis, 2000, p. 73 (à partir de Journal of Petroleum Technology, 1995)

Néanmoins, les dépenses de Recherche & Développement de l'industrie pétrolière ont connu une expansion extraordinaire à partir du début des années 1970. Si les décennies précédentes ont été celles de basses eaux pour la R&D pétrolière, « globalement, les dépenses de R&D de l'industrie pétrolière américaine sont multipliées par 2,3 » entre 1973 et 1985¹²⁴. Cet effort d'innovation accru des compagnies pétrolières et des sociétés parapétrolières apparaît donc conforme au différentiel d'incitation qu'elles ont reçu, et à la thèse de l'accélération technologique enclenchée au début des années 1970.

0.2.3.2 Le comptage des innovations

Le comptage des innovations peut aussi servir à mesurer une accélération technologique. Bourgeois¹²⁵, en s'appuyant sur les bases de données constituées par le National Petroleum Council¹²⁶, et par Moss¹²⁷, recense dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures 103 innovations entre 1947 et 1969, et 102 innovations entre 1970 et 1990. Les taux annuels correspondants sont de 4,48 sur la première période, et de 4,86 sur la deuxième. Cette légère différence, si elle ne réfute pas la thèse de l'accélération technologique d'une période à l'autre, n'est pas susceptible d'emporter à elle seul la conviction.

Bourgeois en appelle alors à la distinction entre innovation radicale, innovation

¹²³ Bauquis, *ibid.*, p. 73.

¹²⁴ Boy de la Tour, *ibid.*, p. 586.

¹²⁵ Bourgeois, 1999, p. 771.

¹²⁶ National Petroleum Council, *ibid.*

majeure, et innovation incrémentale, telle que Martin¹²⁸ la définit. En résumant, la première désigne classiquement un changement de trajectoire technologique à l'intérieur d'un même paradigme, et la troisième la progression réalisée par apprentissage le long d'une trajectoire. La nouveauté proposée par Martin réside donc dans la catégorie de l'innovation majeure, qui consiste en une bifurcation de trajectoire technologique sans discontinuité (ce qui la différencie de l'innovation radicale) qu'un simple apprentissage ne suffit pas à produire (ce qui la différencie de l'innovation incrémentale). Davantage en accord avec la théorie de la firme créatrice de technologies¹²⁹, Bourgeois¹³⁰ identifie cependant plus loin la source de l'innovation majeure dans l'apprentissage organisationnel, qui s'appuie sur la coopération externe.

Sur cette base, Bourgeois estime le nombre d'innovations majeures à trois pour la période 1947-1969¹³¹, et à six pour la période 1970-1995¹³². Il y voit le plus important signe tangible de l'accélération technologique, d'une période à l'autre. Cette différence de trois innovations majeures est cependant assez faible, et ce d'autant plus que l'appréciation du caractère majeur ou incrémental d'une innovation ne paraît ni simple ni définitive. La méthode de comptage des innovations semble donc assez peu convaincante pour attester la réalité empirique du phénomène d'accélération technologique dans l'industrie.

0.2.3.3 Les critères opérationnels

En revanche, il existe tout une collection de critères opérationnels propres à l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, qui révèlent la profondeur de ce phénomène d'accélération technologique.

La profondeur d'eau à laquelle les compagnies pétrolières sont capables, en mer, d'explorer le sous-sol, et d'exploiter un gisement, a considérablement augmenté depuis le début des années 1970. Les records étaient alors de 100 m d'eau pour l'exploitation, et de

¹²⁷ Moss, *ibid.*

¹²⁸ Martin, *ibid.*, p. 36 ; lui-même mobilise la taxonomie des technologies proposée par Metcalfe et Reeve (1991).

¹²⁹ Cf. Première partie, 2.1.

¹³⁰ Bourgeois, *ibid.*, p. 773.

¹³¹ La sismique avec enregistrement magnétique des signaux (1952), puis avec couverture multiple, et enfin le forage en pression équilibrée.

¹³² La sismique 3D (1981), la transmission de données par satellite, la réalisation de mesures pendant le forage, le géopilotage de forages déviés et horizontaux, le forage en tubes enroulés, et le navire de forage à grande profondeur.

500 m d'eau pour l'exploration. En 1990, on atteignait 500 m d'eau pour l'exploitation, et 2200 m d'eau pour l'exploration¹³³. En 1998, la compagnie pétrolière brésilienne Petrobras a mis en production le champ de Roncador par 1853 mètres de fond, et s'apprêtait à réaliser six puits d'exploration à 2700 mètres de profondeur¹³⁴.

Le taux de forages d'exploration qui aboutissent à une découverte commercialement exploitable, a lui aussi augmenté de manière importante, depuis le début des années 1980. A l'époque, sur dix forages d'exploration, un seul conduisait à un puits producteur commercial (taux de succès de 10%). Aujourd'hui, ce taux est de 20%, et il pourrait être porté à 33% dans les dix prochaines années¹³⁵.

Le taux de récupération des hydrocarbures présents dans un réservoir a lui aussi crû très significativement depuis le début des années 1970. En moyenne au niveau mondial, il se situait à l'époque dans une fourchette de 15-20 %. Aujourd'hui, cette fourchette est de 30-35 %, et elle pourrait très bien progresser jusqu'à 40-50 % d'ici 2020¹³⁶.

Les puits déviés et horizontaux ont eux aussi fait des progrès spectaculaires, depuis le début des années 1970¹³⁷. Le record de déport était à l'époque de 2,5 km. En 1991, ce record est porté à 6,1 km sur le champ de Statfjord, en Mer du Nord norvégienne. En 1999, la compagnie pétrolière Total a foré sur le champ de Cuenca Marina Austral, en Terre de Feu argentine, un puits avec un déport de 10585 m¹³⁸.

Il s'agit là de quelques critères opérationnels de première importance. Mais on peut aussi relever d'autres améliorations spectaculaires, comme la réduction, de 18 mois en 1985, à 6 mois aujourd'hui, du délai pour réaliser une campagne sismique de 1000 km² en 3D¹³⁹ ; la réduction de la durée de la phase de développement de 5-7 années, à 2-3 années¹⁴⁰ ; etc. La liste pourrait s'allonger encore beaucoup, et elle atteste de manière flagrante des progrès technologiques considérables développés dans l'industrie depuis le début des années 1970.

¹³³ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 127.

¹³⁴ Cf. Armengol & Germain, 1999, p. 41.

¹³⁵ Cf. Freund, *ibid.*, p. 23.

¹³⁶ Cf. Freund, *ibid.*, p. 23 ; cf. aussi le tableau relatif aux techniques de récupération assistée, en Annexe F.

¹³⁷ Cf. graphiques correspondants en Annexe F.

¹³⁸ Cf. AFTP, *ibid.*, p. 30 ; Boy de la Tour, *ibid.*, p. 592.

¹³⁹ Cf. Freund, *ibid.*, p. 24.

¹⁴⁰ Cf. Boy de la Tour, *ibid.*, p. 587.

0.2.3.4 La réduction des coûts

En tout état de cause, quand il s'agit d'évaluer sous l'angle économique, des progrès technologiques en matière de techniques de production, c'est sur la réduction des coûts qu'il convient de porter l'attention. Ici aussi, les chiffres attestent de la réalité du phénomène d'accélération technologique. La plupart adoptent la date de 1985 comme référence, puisqu'elle annonce le contre-choc pétrolier et l'irruption brutale de l'impératif de réduction des coûts.

Ainsi, le coût total d'un puits standard a été réduit de 70% entre 1985 et 1995, grâce à la division par deux de sa durée, et grâce aux gains de productivité qui ont divisé par trois les frais variables des sous-traitants¹⁴¹. Il faut rappeler ici que le forage des puits constitue le principal poste de dépenses d'un projet d'exploration-production d'hydrocarbures.

A un niveau plus agrégé, le coût technique de production des gisements économiquement marginaux a été réduit en moyenne de 1 \$/bep tous les ans, passant de 20 \$/bep en 1985, à 10 \$/bep en 1995¹⁴². Sur la même décennie, le coût technique moyen, quand on tient compte de l'ensemble des gisements d'hydrocarbures, et non plus seulement des gisements marginaux, est passé quant à lui de 16 à 8 \$/bep dans les pays non-OPEP, et de 5 à 3 \$/bep dans les pays de l'OPEP¹⁴³.

0.2.3.5 Les grands pôles d'innovations technologiques

L'accélération technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, qui la fait passer d'une phase de tranquillité technologique (1920-1970) à une phase de révolution technologique (depuis 1970), est donc transcrite de manière tangible dans les chiffres. Il convient de décrire ici les grands pôles d'innovations technologiques qui ont été développés à cette occasion.

La sismique 3D, développée dès les années 1980, est une technique géophysique très sophistiquée, qui permet d'obtenir une image beaucoup plus précise du sous-sol qui est exploré que la sismique classique. Avec elle peuvent être révélés de manière très précise des réservoirs d'hydrocarbures dans le sous-sol, quand bien même ils seraient de petite taille et localisés dans des zones déjà explorées. La sismique 3D permet ainsi de mieux

¹⁴¹ Cf. Freund, *ibid.*, p. 24.

¹⁴² Cf. Boy de la Tour, *ibid.*, p. 587.

déterminer l'implantation des puits, et partant d'augmenter leurs chances de succès. Elle peut être couplée avec des mesures de paramètres dynamiques, réalisées sur des gisements d'hydrocarbures en production. Elle devient alors sismique 4D, qui permet de modéliser l'écoulement des fluides dans le réservoir¹⁴⁴. La meilleure connaissance du comportement dynamique des réservoirs qu'elle procure permet d'améliorer le taux de récupération des hydrocarbures.

Les techniques de forage ont elles aussi considérablement évolué. Le forage horizontal permet, en production, de forer horizontalement sur toute la largeur du réservoir d'hydrocarbures, et d'augmenter ainsi la productivité des puits d'un facteur 2 à 5, tandis que le coût du forage n'augmente lui que de 20 à 40%¹⁴⁵. Le forage horizontal permet aussi de mieux drainer les réservoirs, et partant d'améliorer le taux de récupération des hydrocarbures. Les puits multilatéraux (multidraines ou multibranches) engendrent le même genre d'économies, en permettant d'exploiter différentes parties d'un même réservoir, ou plusieurs réservoirs superposés ou proches, à partir d'un même puits central. Ils autorisent simultanément une meilleure délimitation des découvertes, à moindre risque et moindre coût¹⁴⁶. Le forage à long déport permet, à partir d'une seule infrastructure de forage, d'atteindre différents réservoirs d'hydrocarbures situés, selon la dimension horizontale, à plusieurs kilomètres d'elle. Il permet en particulier de réaliser des économies substantielles en offshore, en diminuant le nombre de plates-formes de production à construire (économies d'échelle à travers le phénomène d'indivisibilité), voire de forer à partir du rivage. La technologie évolue actuellement vers l'utilisation de capteurs permanents dans les puits, permettant d'obtenir tous types de données en temps réel sur le gisement, dans l'objectif de piloter les forages de manière parfaitement interactive et de leur imprimer des trajectoires complexes¹⁴⁷. Toutes ces techniques de forage étaient encore pratiquement inconnues il y a dix ans¹⁴⁸.

L'atteinte de hauteurs d'eau de plus en plus importantes pour l'exploration et l'exploitation de gisements d'hydrocarbures en mer a été rendue possible par le

¹⁴³ Cf. Appert & Boy de la Tour, 1997.

¹⁴⁴ L'augmentation considérable de la puissance de calcul des moyens informatiques joue un rôle considérable dans l'émergence de ces nouvelles technologies géophysiques ; cf. par exemple Bourgeois, *ibid.*, p. 773 ; Boy de la Tour, *ibid.*, p. 591.

¹⁴⁵ Cf. Freund, *ibid.*, p. 24.

¹⁴⁶ Cf. Boy de la Tour, *ibid.*, p. 592.

¹⁴⁷ Cf. AFTP, *ibid.*, p. 30.

¹⁴⁸ Cf. Freund, *ibid.*, p. 24 ; Boy de la Tour, *ibid.*, p. 592.

développement d'une grappe de technologies spécifiques. Les navires de forage à positionnement dynamique permettent de forer des puits dans des eaux très profondes¹⁴⁹. Pour la production, deux techniques se distinguent : les plates-formes à lignes tendues (TLP, *Tension Leg Platforms*) ancrées sur le fond marin ; les systèmes de production flottants (FPSO, *Floating Production, Storage and Offloading*) s'affranchissent de la hauteur d'eau, et sont bien adaptés aux conditions d'environnement difficiles¹⁵⁰. Le développement de différentes techniques a aussi été nécessaire pour les opérations réalisées sur le fond marin. On peut citer les têtes de puits sous-marines, les conduites flexibles pour le réseau de collecte et d'évacuation, les pompes polyphasiques pour permettre d'évacuer la production (mélange de pétrole, de gaz naturel et d'eau) sortant du réservoir dans une conduite unique, les robots sous-marins téléguidés (ROV, *Remotely Operated Vehicles*) pour assurer la maintenance, les bouées de stockage¹⁵¹, etc.

Il serait encore possible de citer les techniques de récupération tertiaire (EOR, *Enhanced Oil Recovery*) pour améliorer le taux de récupération des hydrocarbures, le développement de différentes techniques pour l'exploitation des pétroles extra-lourds, etc.

Au final, l'accélération technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, à partir du début des années 1970, est aussi bien décelée dans ses origines, grâce à l'identification des différentiels d'incitation à l'innovation de ses acteurs, que dans ses résultats. Martin¹⁵² achève de nous convaincre de la réalité du phénomène : « Les procédés d'exploration et d'extraction actuels n'ont plus grand chose à voir avec ceux de la fin des années soixante. »

0.3 TECHNOLOGIE ET ORGANISATION EN EXPLORATION- PRODUCTION D'HYDROCARBURES : LA DEMARCHE

L'organisation de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures doit être analysée avec des outils différents, selon la période de son histoire que l'on considère.

¹⁴⁹ Cf. graphique correspondant en Annexe F.

¹⁵⁰ Cf. graphiques correspondants en Annexe F.

¹⁵¹ Cf. graphique correspondant en Annexe F.

¹⁵² Martin, *ibid.*, p. 24.

0.3.1 Approche statique, ou approche dynamique de l'organisation industrielle ?

Pour la phase de tranquillité technologique, c'est l'approche statique de l'organisation industrielle qui est mobilisée, afin d'étudier quels schémas d'interaction économique, entre les acteurs de l'industrie, sont prescrits par la théorie. Et une étude similaire est conduite avec l'approche dynamique de l'organisation industrielle, pour la phase de révolution technologique.

Dans cette deuxième configuration, les acteurs de l'industrie prennent en effet des décisions en matière de création de technologies – ce qu'ils ne faisaient pas pendant la phase précédente. Mais ils demeurent néanmoins confrontés aux problèmes d'allocation de leurs ressources, qui se posaient à eux en phase de tranquillité technologique¹⁵³. Les prescriptions de l'approche statique de l'organisation industrielle conservent donc leur portée pour la phase de révolution technologique.

Il s'y présente alors deux cas de figure : soit l'approche statique et l'approche dynamique de l'organisation industrielle recommandent le même schéma d'interaction économique, lequel doit s'imposer sans hésitation possible ; soit leurs prescriptions sont différentes, et alors l'une ou l'autre doit émerger selon que les impératifs d'essence allocative, ou d'ordre technologique, dominant (sans toutefois qu'il ne soit possible de le prévoir en théorie). Cette analyse est résumée par le tableau suivant :

¹⁵³ Dosi et Orsenigo (1988, p. 14) font la même remarque sur un plan théorique très général.

Tableau N°8 : PRESCRIPTIONS DES APPROCHES STATIQUE ET DYNAMIQUE DE L'ORGANISATION INDUSTRIELLE

	TRANQUILLITÉ TECHNOLOGIQUE	RÉVOLUTION TECHNOLOGIQUE			ENSEIGNEMENT
NATURE DES DÉCISIONS DES ACTEURS	<i>Allocation de ressources</i>	<i>Allocation de ressources</i>	<i>Création de technologies</i>	<i>Allocation + Création</i>	
ORGANISATION INDUSTRIELLE PRESCRITE	Forme X	Forme X	Forme X	Forme X	Pas d'incompatibilité
	Forme X	Forme X	Forme Y	Forme X	Recherche de l'efficacité statique prépondérante
	Forme X	Forme X	Forme Y	Forme Y	Recherche de l'efficacité dynamique prépondérante

0.3.2 Les trois relations industrielles types étudiées

Trois relations industrielles types, nouées par trois catégories d'acteurs de l'industrie, sont étudiées dans ce travail : celles entre les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures et les compagnies pétrolières internationales ; celles entre les compagnies pétrolières internationales et leurs sous-traitants, les sociétés prestataires de services parapétroliers ; et enfin celles entre compagnies pétrolières internationales elles-mêmes.

Les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures désignent les pays dont le droit confère à l'État la propriété du sous-sol et des richesses qui s'y trouvent. Les États-Unis, premier producteur mondial d'hydrocarbures, en sont donc exclus¹⁵⁴. Citons parmi les principaux pays propriétaires l'Arabie Saoudite, le Venezuela, l'Iran, le Mexique, le Koweït, l'Indonésie, la Chine, l'Algérie, l'Iraq, la Libye, la Russie, la Norvège, etc. Leurs réserves et leurs productions d'hydrocarbures sont reproduites en Annexe B.

Les compagnies pétrolières internationales sont les sociétés à capitaux majoritairement privés impliquées à l'échelle mondiale dans la recherche, la production et la commercialisation d'hydrocarbures. Ces sociétés sont pour la plupart nord-américaines, en raison des origines de l'histoire du pétrole. Le solde est principalement composé de

¹⁵⁴ En effet, le propriétaire d'un terrain y est aussi propriétaire du sous-sol associé, excepté en mer, dont le plateau continental (*Outer Continental Shelf*) appartient à l'État.

sociétés européennes. La hiérarchie de ces sociétés a été bousculée par la récente vague de fusions-acquisitions qu'a connue l'industrie pétrolière. Citons dans l'ordre de taille Exxon-Mobil, Royal Dutch/Shell, BP-Amoco-Arco, Total-Fina-Elf, Chevron, Texaco, ENI, Conoco, etc. Ces compagnies pétrolières internationales sont présentées en Annexe C.

Enfin, les sociétés de services parapétroliers sont celles qui interviennent dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures comme sous-traitants des compagnies pétrolières internationales. A ce titre, leur métier ne consiste pas à rechercher, produire ou commercialiser des hydrocarbures, mais à réaliser des tâches productives spécifiques dans le cadre de cette articulation d'activités, pour le compte des compagnies pétrolières. Leur zone d'activité géographique possède donc naturellement le même caractère mondial. Ces sociétés sont essentiellement à capitaux privés, et sont aussi en majorité nord-américaines (pour la même raison historique), quoiqu'il en existe quelques européennes. Citons pour les principales Schlumberger, Halliburton, Baker & Hugues, Dresser, et quelques françaises : Bouygues Offshore, la Compagnie Générale de Géophysique, Technip. Ces sociétés prestataires de services parapétroliers sont présentées en Annexe D.

Conclusion

L'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures fournit un terrain d'expérimentation particulièrement riche pour la problématique économique de l'organisation industrielle. Les caractéristiques industrielles extrêmes du projet d'exploration-production – les investissements considérables qu'il requiert, la durée importante sur laquelle ils sont rentabilisés, et les risques énormes auxquels ils sont exposés – ne sauraient manquer de poser des problèmes de coordination aigus aux acteurs qui s'y engagent. Par ailleurs, la nature même de ces problèmes posés aux acteurs s'est transformée profondément et soudainement, quand l'industrie a basculé, au début des années 1970, d'une phase de tranquillité à une phase de révolution technologique. Les portées et la complémentarité des deux approches de l'organisation industrielle – l'une statique et l'autre dynamique – peuvent ainsi être évaluées grâce au laboratoire que constitue cette industrie. La méthode qui a été exposée permet à présent d'engager ce travail.

CHAPITRE 1

LES NATIONALISATIONS DES RESSOURCES D'HYDROCARBURES, PUIS LA REOUVERTURE AUX COMPAGNIES PETROLIERES

La première relation nouée dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures à laquelle nous nous intéressons, sous l'angle des rapports qu'entretient son organisation industrielle avec l'accélération technologique, est celle entre les États propriétaires de ressources d'hydrocarbures et les compagnies pétrolières internationales. Ces deux catégories d'acteurs de l'industrie sont en interaction économique sur le projet d'exploration-production d'hydrocarbures, puisque les premiers sont propriétaires des ressources associées, et puisque les secondes veulent obtenir d'eux le droit d'exploiter ces ressources.

Pour la phase de tranquillité technologique, le projet d'exploration-production d'hydrocarbures doit être appréhendé sous la dimension d'une relation d'échange entre eux. L'organisation de leur relation renvoie alors au mode de coordination des décisions d'allocation de ressources que ces acteurs doivent prendre dans le cadre du projet. Sous cet angle, il est possible de proposer une lecture des transformations historiques des relations entre compagnies pétrolières et États propriétaires des ressources d'hydrocarbures. De 1920 au début des années 1970, elles passent des premiers contrats d'exploration-production aux nationalisations (Section 1.1).

Pour la phase de révolution technologique, le projet d'exploration-production d'hydrocarbures doit être aussi considéré sous la dimension d'une relation de production. Ce sont alors leurs décisions de création de technologies que les acteurs doivent coordonner. Avec cette problématique, il est possible de comprendre le revirement complet que constitue la réouverture des pays propriétaires aux compagnies pétrolières, moins de vingt ans après les nationalisations (Section 1.2).

1.1 DES CONTRATS D'EXPLORATION-PRODUCTION AUX NATIONALISATIONS

Envisagé sous sa dimension d'une relation d'échange entre l'État propriétaire du gisement et la compagnie pétrolière entrepreneur, le projet d'exploration-production d'hydrocarbures ne peut pas être organisé sous l'égide du marché, en raison de ses caractéristiques transactionnelles extrêmes.

1.1.1 Le marché, forme inefficace d'organisation du projet d'exploration-production

Il convient de commencer par étudier les performances, en termes d'efficience statique, de l'organisation de la relation entre un État propriétaire et une compagnie pétrolière sous la forme du marché. Typiquement, un projet d'exploration-production d'hydrocarbures est susceptible de générer un surplus, c'est-à-dire un excédent des recettes qu'il engendre sur les coûts qu'il nécessite. Le marché prend alors la forme simplifiée d'un marchandage bilatéral entre l'État propriétaire et la compagnie pétrolière, pour déterminer comment ce surplus sera partagé entre eux.

Un modèle très simple de marchandage parfait, et efficace, est tout d'abord exposé. Il requiert des hypothèses extrêmement restrictives qui ne seront jamais remplies par un projet d'exploration-production d'hydrocarbures. Les caractéristiques réelles de la transaction que constitue le projet d'exploration-production d'hydrocarbures¹ sont ensuite prises en compte une à une. Il apparaît que chacune d'elles pose des problèmes d'inefficacité statique dans le marchandage.

1.1.1.1 Des conditions suffisantes – et irréalistes – d'efficacité du marchandage

Le marchandage entre le propriétaire d'un gisement d'hydrocarbures (l'État), et un entrepreneur qui se propose de l'exploiter (la compagnie pétrolière), au sujet du surplus qu'est susceptible de générer le projet d'exploration-production, est parfait si :

¹ Telles que décrites dans le chapitre préliminaire ; cf. 0.1.

- (i) le projet génère ses recettes en un instant,
- (ii) sans qu'il ne soit nécessaire de réaliser des investissements au préalable,
- (iii) son information caractéristique est parfaite,
- (iv) et le marchandage n'est pas en lui-même consommateur de ressources.

Le propriétaire et l'entrepreneur marchandent alors pour tenter de convenir d'un prix d'échange. Ce dernier a lieu si et seulement si chaque partie en retire un surplus supérieur à celui qu'elle obtient en l'absence d'échange (son surplus de réservation). Dans le cadre de ce premier modèle extrêmement simplifiée, on suppose que les agents n'ont pas d'alternative économique au projet considéré. Le surplus de réservation du propriétaire est alors la valeur de ses hydrocarbures en terre, qu'il conserve si le projet n'est pas réalisé. De manière similaire, celui de l'entrepreneur est égal au coût du projet. Il n'acceptera d'engager l'échange que s'il en reçoit une part du surplus au moins égale à ce coût. Les différentes variables pertinentes du point de vue de l'échange sont :

- v le surplus de réservation du propriétaire,
- c le surplus de réservation de l'entrepreneur,
- R le revenu du projet d'exploration-production d'hydrocarbures,
- p le prix payé par le propriétaire à l'entrepreneur.

Il est possible d'en déduire le surplus de l'échange, et la part que chacun s'en accapare en fonction de son pouvoir de marchandage :

- $S = R - (v + c)$ le surplus net de l'échange,
- $S_p = \alpha \cdot S = R - v - p$ la part du surplus net accaparée par le propriétaire, $\alpha \in [0,1]$ étant son pouvoir de marchandage (*ex post*),
- $S_e = (1 - \alpha) \cdot S = p - c$ la part du surplus net accaparée par l'entrepreneur, $1 - \alpha \in [0,1]$ étant son pouvoir de marchandage (*ex post*).

Tirole² rappelle qu'avec les hypothèses de ce premier modèle, le marchandage constitue une forme d'organisation efficace de l'échange : celui-ci est engagé si et seulement si le surplus net du projet est positif. En effet, les partenaires de l'échange, parfaitement informés de v et c , préféreront toujours s'entendre sur un prix d'échange $p \in [c, R - v]$ si $S \geq 0$ plutôt que de renoncer à l'échange. Et si $S \leq 0$, il savent qu'aucun prix d'échange ne pourra simultanément les satisfaire l'un et l'autre, et l'échange n'est pas

² Tirole, 1993, p. 46.

entrepris. Une première limite concerne cependant la possibilité, très vraisemblable en réalité, que le processus de marchandage soit en lui-même consommateur de ressources. Il ne suffira alors plus que le surplus net soit positif pour que l'échange ait lieu, mais il devra en plus couvrir ces coûts inhérents au marchandage.

1.1.1.2 L'existence d'asymétries d'informations, condition suffisante d'inefficacité du marchandage

Dans le cadre d'un projet d'exploration-production d'hydrocarbures, l'information relative au surplus à partager n'est pas parfaite. Tout d'abord, des risques caractérisent les différentes variables fondamentales de l'échange. Les agents impliqués dans l'échange n'ont donc pas une connaissance parfaite de ces dernières, et sont obligés de se contenter d'anticipations *a priori* les concernant. Or, aucune référence à des fréquences statistiques passées n'est susceptible de fournir une loi de probabilité objective, que ce soit du point de vue des coûts du projet, de celui des recettes qu'il est susceptible d'engendrer, ou encore de la valeur des hydrocarbures en terre. L'État propriétaire et la compagnie pétrolière internationale en sont donc réduits à se représenter des distributions de probabilités subjectives au sujet des différentes variables caractéristiques de l'échange.

Dès lors, cette information a toutes les chances d'être différente entre les deux partenaires de l'échange. Plus précisément, dans le cadre du projet d'exploration-production, elle est répartie de manière asymétrique entre le pays propriétaire des ressources et la compagnie pétrolière, à l'avantage de cette dernière³. Ayoub⁴ confirme que, pendant la phase de tranquillité technologique, les États propriétaires n'étaient absolument pas impliqués dans l'exploitation des gisements, et qu'ils n'avaient par conséquent qu'une idée très imprécise des coûts qui étaient requis pour les découvrir, les développer et les produire. A vrai dire, cette ignorance allait souvent jusqu'aux recettes mêmes qui étaient engendrées par le projet, dans la mesure où les hydrocarbures produits revenaient aux compagnies pétrolières, et faisaient le plus souvent l'objet de cessions internes – en l'absence de tout signal de prix – à destination de leurs propres raffineries⁵.

³ Cf. par exemple Penrose, 1984, p. 40.

⁴ Ayoub, *ibid.*, p. 35, p. 133.

⁵ Cf. par exemple Ayoub, 1994, p. 73 ; Masseron, *ibid.*, p. 142.

1.1.1.2.1 Les hypothèses du modèle

Afin de simplifier la présentation des problèmes que soulèvent les asymétries d'information dans le marchandage, nous allons étudier tout d'abord la configuration suivante⁶. On suppose que les agents sont neutres envers le risque. L'hypothèse d'information parfaite est relâchée de façon extrêmement parcimonieuse, en considérant la structure d'information asymétrique suivante. L'entrepreneur demeure capable de connaître de façon certaine chacune des variables fondamentales de l'échange. En revanche le propriétaire, s'il connaît parfaitement les revenus de l'échange R et son utilité de réservation v , n'est pas en mesure d'obtenir la même qualité d'information au sujet du coût c du projet. Il doit se contenter à son sujet d'une distribution de probabilités subjectives $\tilde{c}$ sur le support $[\underline{c}, \bar{c}]$, de densité $f(c) > 0$ et de cumulative $F(c)$, avec $F(\underline{c}) = 0$ et $F(\bar{c}) = 1$. Bien sûr, cette anticipation peut être entachée d'erreurs de jugement, et le véritable coût du projet peut être situé en dehors de l'intervalle $[\underline{c}, \bar{c}]$. En cela, les développements qui suivent sont basés sur ce que le propriétaire croit, et non sur ce qu'il sait. Mais du point de vue de la décision qu'il prend, la différence est transparente.

Pour éviter une issue triviale au processus de négociation, on suppose que le propriétaire considère qu'il existe une probabilité non nulle pour que le surplus net de l'échange soit positif ($R - v > \underline{c}$). Afin de rendre l'analyse plus intéressante et plus à même de refléter la réalité, et en particulier le caractère aléatoire de l'exploration, on suppose aussi qu'il ne considère pas cet événement comme une chose certaine (il anticipe qu'il est possible qu'il n'existe pas de gain à l'échange : $R - v < \bar{c}$). En outre, on considère une forme simplifiée du processus de marchandage. On suppose que le propriétaire propose un prix à l'entrepreneur, et que ce prix est « à prendre où à laisser » : soit l'entrepreneur accepte ce prix et l'échange a lieu, soit il le refuse et alors la négociation est définitivement abandonnée. Ceci revient à considérer que l'entrepreneur n'a aucun pouvoir de marchandage, et que la renégociation est impossible. Nous reviendrons sur les limites de cette description du marchandage, quand nous serons parvenus au terme de l'analyse de la situation présente.

⁶ Inspirée de Tirole, *ibid.*, p. 47.

1.1.1.2.2 L'équilibre du marchandage

La question consiste à savoir quel prix le propriétaire propose à l'entrepreneur, sur la base de ses croyances. Le propriétaire propose le prix p^* qui maximise son espérance de surplus. Or l'échange rapporte $S_p = R - v - p$ au propriétaire si l'entrepreneur accepte son offre de prix, événement auquel il assigne la probabilité $P(\tilde{c} \leq p) = F(p)$, et zéro sinon. L'espérance de surplus du propriétaire par rapport à son offre de prix p s'écrit donc :

$$ES_p(p) = (R - v - p) \cdot F(p)$$

Le propriétaire propose le prix p^* qui maximise cette espérance de surplus. La condition nécessaire de premier ordre de cette maximisation s'écrit :

$$\frac{dES_p}{dp} = 0 \quad \text{soit} \quad \boxed{F(p^*) = (R - v - p^*) \cdot f(p^*)}$$

La condition de second ordre s'écrit quant à elle :

$$\frac{d^2 ES_p}{dp^2} \leq 0 \quad \text{c'est-à-dire} \quad 2 \cdot f(p) \geq (R - v - p) \cdot \frac{df}{dp}$$

En utilisant la condition de premier ordre, cette condition de second ordre peut se réécrire

localement :

$$2 \cdot f(p^*) \geq \frac{F(p^*)}{f(p^*)} \cdot \frac{df}{dp}(p^*)$$

On montre qu'il suffit que le rapport $F(p)/f(p)$ (le taux de risque de la distribution F) soit croissant autour de p^* pour que cette condition de second ordre soit vérifiée.

1.1.1.2.3 L'inefficacité du marchandage

Il faut maintenant montrer qu'un tel marchandage induit une inefficacité dans l'échange. La condition marginale d'annonce optimale peut se réécrire de la façon suivante :

$$R - v - p^* = F(p^*)/f(p^*)$$

Commençons par relever que l'annonce optimale du propriétaire p^* est indépendante du coût réel du projet c . Montrons dans un premier temps qu'elle est telle que $R - v - p^* > 0$:

- $R - v - p^*$ est le surplus *ex post* du propriétaire si l'échange a lieu ; il ne peut donc pas être négatif,
- si $R - v - p^*$ est nul, alors la condition marginale d'optimalité donne $F(p^*)/f(p^*) = 0$; or une seule valeur annule ce rapport : c'est $\underline{c}$; on aurait alors

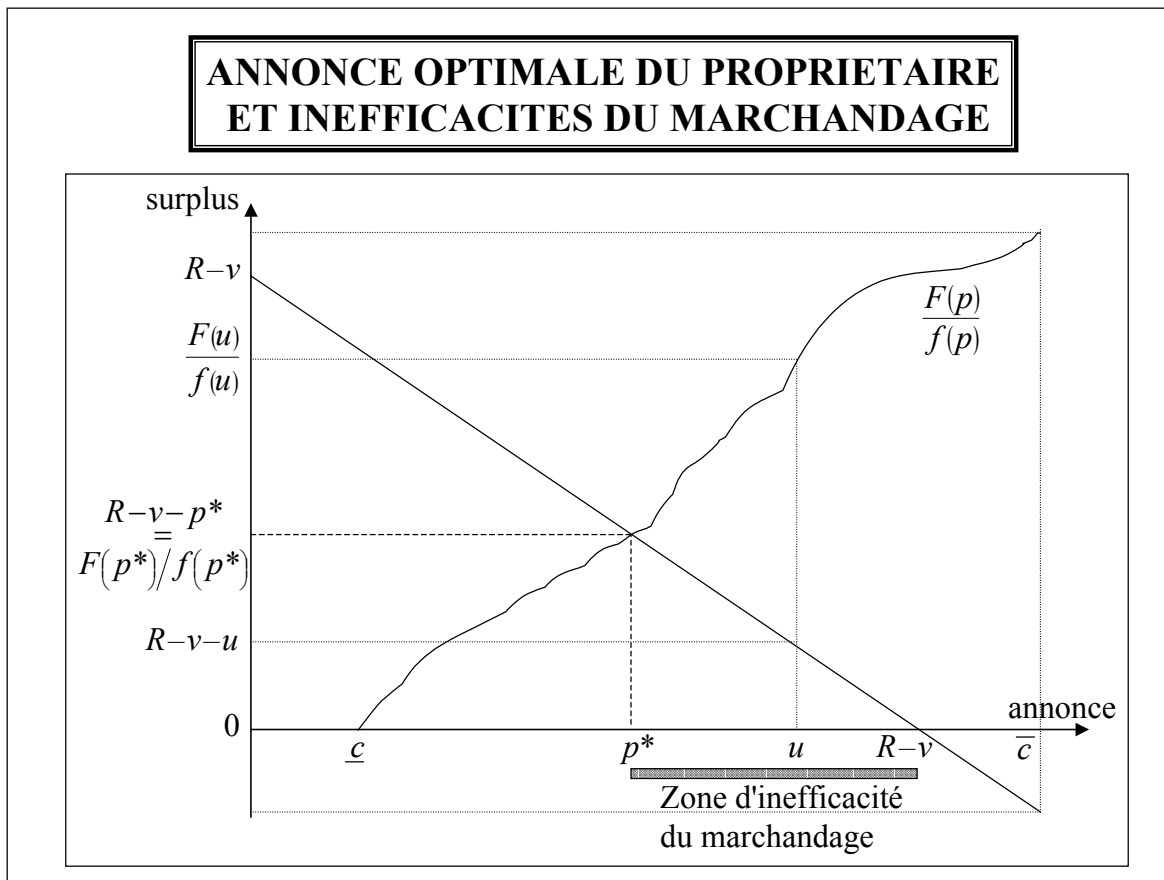
$R - v - \underline{c} = 0$, ce qui est contraire à l'hypothèse initiale selon laquelle le propriétaire anticipe qu'il existe des gains à l'échange avec une probabilité non nulle.

On obtient donc bien $R - v - p^* > 0$. Soit alors un projet d'exploration-production d'hydrocarbures dont le coût c est tel que $c \in]p^*, R - v]$, intervalle non vide d'après ce qui précède. Pour un tel projet, l'entrepreneur est conduit à rejeter l'offre du propriétaire, puisqu'elle le laisse avec un surplus $p^* - c < 0$; l'échange n'a donc pas lieu. Et pourtant, le projet est socialement désirable puisque le surplus net qu'il génère est $R - v - c \geq 0$. Le prix proposé par le propriétaire sur la base de ses croyances n'induit donc pas un volume d'échange efficace. Moyennant les hypothèses formulées, la coordination marchande de l'échange est inefficace en information asymétrique.

En écrivant la condition de premier ordre $R - v - p^* = F(p^*)/f(p^*)$, il est possible d'illustrer à l'aide d'un graphique simple comment est déterminée la proposition optimale du propriétaire, ainsi que la zone, en termes de coût du projet, d'inefficacité du marchandage⁷ :

⁷ On suppose ici que le taux de risque $F(p)/f(p)$ de la distribution est partout croissant.

Graphique N°6 : ANNONCE OPTIMALE DU PROPRIETAIRE ET INEFFICACITES DU MARCHANDAGE



Il apparaît clairement dans ce graphique que la coordination, par le marché, de la transaction en information asymétrique qu'est le projet d'exploration-production d'hydrocarbures, induit un gaspillage économique lié à une insuffisance du volume d'échange. Plus précisément, avec les structures de marchandage et d'information adoptées, les projets d'exploration-production d'hydrocarbures susceptibles d'engendrer un surplus économique faible (c proche de $R-v$) ne seront pas entrepris, parce que l'État, mal informé du coût du projet, offre à la compagnie un prix trop faible pour qu'elle puisse se rembourser des coûts importants de tels projets.

Afin de démontrer l'inefficacité de la coordination marchande de l'échange, un mécanisme de marchandage bien particulier a été mobilisé : le propriétaire dispose de tout le pouvoir de marchandage, et aucune renégociation n'est possible. Ainsi, l'offre du propriétaire est à prendre ou à laisser. Des hypothèses restrictives au sujet de la structure d'information du marchandage ont aussi été formulées, et en particulier celle selon laquelle l'entrepreneur dispose d'une information parfaite. Tentons à présent de généraliser ce

modèle de base, sans pour autant prétendre réaliser une étude exhaustive des différents modèles, auxquels la combinatoire des hypothèses peut donner naissance.

1.1.1.2.4 Extension n°1 : l'autorité de la compagnie pétrolière sur l'échange

Commençons par étudier les propriétés du marchandage quand le pouvoir de négociation est mieux distribué. Un autre cas polaire est celui où l'entrepreneur (la compagnie pétrolière) dispose de tout le pouvoir de marchandage. Il conduit à une conclusion toute aussi polaire : celle d'efficacité du marchandage.

En effet, l'entrepreneur est parfaitement informé des différentes variables de l'échange. Son annonce optimale est donc $p^* = R - v$, qui laisse le propriétaire (parfaitement informé de R et de v) indifférent entre accepter ou refuser l'échange, et qui lui permet de capter tout le surplus de l'échange : $S_e = p^* - c = R - v - c = S$. Si le surplus S de l'échange est positif, l'échange a donc lieu à ce prix p^* . Si au contraire $S = R - v - c < 0$, l'entrepreneur sait qu'il ne peut pas proposer un prix qui engage le propriétaire à échanger ($p \leq R - v$), et qui lui procure simultanément un surplus positif ($c \leq p$) ; l'échange n'a donc pas lieu.

En conclusion, la coordination marchande de l'échange est efficace quand la partie non informée n'a aucun pouvoir de marchandage. Cette propriété fonde une solution contractuelle particulière de coordination de l'échange, qui consiste à laisser à la partie informée (la compagnie pétrolière, dans le cas d'un projet d'exploration-production) l'autorité pour choisir le prix d'échange⁸.

1.1.1.2.5 Extension n°2 : des pouvoirs de marchandage équilibrés

Afin d'étudier ce qui se passe quand les pouvoirs de marchandage sont mieux répartis, on peut emprunter une représentation du processus de marchandage due à Chatterjee et Samuelson⁹.

⁸ Cf. par exemple Tirole, *ibid.*, p. 49 ; cf. aussi Première partie, 1.3.2.1.

⁹ Chatterjee & Samuelson, 1992.

1.1.1.2.5.1 Les hypothèses du modèle

Le pouvoir de marchandage de chaque partie est considéré comme un paramètre exogène. Il faut à présent considérer que chaque partie annonce le prix auquel elle souhaite échanger ; on note respectivement p_e et p_p les annonces de l'entrepreneur et du propriétaire. Les deux parties formulent leurs offres simultanément (enchère à double prix scellé) ; l'issue de l'échange dépend de ces annonces :

- si $p_e > p_p$, l'entrepreneur exige un prix que le propriétaire n'est pas prêt à payer, et l'échange est abandonné,
- si $p_e \leq p_p$, alors un processus de négociation s'engage, qui aboutit à un échange au prix p tel que : $p = k \cdot p_e + (1-k) \cdot p_p$ (mécanisme de transfert linéaire).

$k \in [0,1]$ est un paramètre du modèle, qui mesure les pouvoirs de négociation relatifs des parties *ex post*.

Du point de vue de la structure d'information des agents, la distribution de probabilités subjectives du propriétaire au sujet du coût du projet, se double d'une distribution de probabilités subjectives au sujet de l'annonce de l'entrepreneur, représentée par une variable aléatoire $\tilde{p}_e$, de densité de probabilité $g_p(p_e)$, et de cumulative $G_p(p_e)$. Les deux distributions ne sont bien sûr pas indépendantes : le propriétaire anticipe que l'entrepreneur n'annoncera rationnellement pas un prix inférieur au coût le plus faible qu'il puisse rencontrer, ce qui se traduit par $G_p(\underline{c}) = 0$. En outre, le propriétaire anticipe que l'entrepreneur ne demandera rationnellement pas un prix supérieur au maximum que lui-même est prêt à payer ($R - v$), variables par rapport auxquelles l'information est parfaite : $G_p(R - v) = 1$.

L'entrepreneur, même s'il connaît parfaitement les variables caractéristiques de l'échange c , v et R , n'en formule pas moins lui aussi une distribution de probabilités subjectives au sujet de l'annonce du propriétaire, représentée par une variable aléatoire $\tilde{p}_p$, de densité de probabilité $g_e(p_p)$, et de cumulative $G_e(p_p)$. Il anticipe que le propriétaire n'annoncera rationnellement pas un prix supérieur à son surplus de réservation : $G_e(R - v) = 1$. Si l'entrepreneur connaît les anticipations du propriétaire au sujet de ses propres coûts, alors il anticipe que le propriétaire n'exigera rationnellement pas un prix,

dont il pense qu'il sera certainement rejeté par l'entrepreneur : $G_e(\underline{c}) = 0$. Plus vraisemblablement, l'entrepreneur ne connaît pas les anticipations du propriétaire au sujet de ses propres coûts. La borne inférieure du support de $\tilde{p}_p$ est alors indéterminée, mais sa valeur n'a de toute façon pas grande importance pour la suite des développements.

1.1.1.2.5.2 L'équilibre du marchandage

Il faut déterminer l'annonce optimale de chaque partie, avec une telle structure du marchandage. Commençons par celle du propriétaire, qui maximise son surplus espéré $ES_p(p_p)$ lorsqu'il formule une annonce p_p . L'échange a lieu si et seulement si $\tilde{p}_e \leq p_p$; quand la réalisation de $\tilde{p}_e$ est x , événement auquel le propriétaire assigne une probabilité $g_p(x)$, il reçoit un surplus :

- $S_p(p_p, x) = R - v - k \cdot x - (1 - k) \cdot p_p$ si $x \leq p_p$,
- nul si $x > p_p$ (l'échange n'a alors pas lieu).

L'espérance de surplus du propriétaire quand il annonce un prix p_p vaut donc :

$$ES_p(p_p) = \int_{\underline{c}}^{p_p} S_p(p_p, x) \cdot g_p(x) \cdot dx = \int_{\underline{c}}^{p_p} [R - v - k \cdot x - (1 - k) \cdot p_p] \cdot g_p(x) \cdot dx$$

que l'on peut réécrire en l'intégrant par parties :

$$ES_p(p_p) = \left[(R - v - k \cdot x - (1 - k) \cdot p_p) \cdot G_p(x) \right]_{\underline{c}}^{p_p} - \int_{\underline{c}}^{p_p} (-k) \cdot G_p(x) \cdot dx$$

d'où finalement :
$$ES_p(p_p) = (R - v - p_p) \cdot G_p(p_p) + k \cdot \int_{\underline{c}}^{p_p} G_p(x) \cdot dx$$

La condition de premier ordre de maximisation de ce surplus espéré s'écrit :

$$\frac{dES_p}{dp_p} = 0 \quad \text{soit} \quad (R - v - p_p^*) \cdot g_p(p_p^*) - G_p(p_p^*) + k \cdot G_p(p_p^*) = 0$$

d'où la condition marginale d'annonce optimale du propriétaire :

$$\boxed{(R - v - p_p^*) \cdot g_p(p_p^*) = (1 - k) \cdot G_p(p_p^*)}$$

La recherche de l'annonce optimale de l'entrepreneur est similaire. Il annonce un prix p_e . L'échange a lieu si et seulement si $\tilde{p}_p \geq p_e$; quand la réalisation de $\tilde{p}_p$ est x , événement auquel l'entrepreneur assigne une probabilité $g_e(x)$, il reçoit un surplus :

- $S_e(p_e, x) = k \cdot p_e + (1-k) \cdot x - c$ si $x \geq p_e$,
- nul si $x < p_e$ (l'échange n'a alors pas lieu).

L'espérance de surplus de l'entrepreneur quand il annonce un prix p_e vaut donc :

$$ES_e(p_e) = \int_{p_e}^{R-v} S_e(p_e, x) \cdot g_e(x) \cdot dx = \int_{p_e}^{R-v} [k \cdot p_e + (1-k) \cdot x - c] \cdot g_e(x) \cdot dx$$

que l'on peut réécrire en l'intégrant par parties :

$$ES_e(p_e) = [(k \cdot p_e + (1-k) \cdot x - c) \cdot G_e(x)]_{p_e}^{R-v} - \int_{p_e}^{R-v} (1-k) \cdot G_e(x) \cdot dx$$

d'où finalement :

$$ES_e(p_e) = k \cdot p_e + (1-k) \cdot (R-v) - c - (p_e - c) \cdot G_e(p_e) - (1-k) \cdot \int_{p_e}^{R-v} G_e(x) \cdot dx$$

La condition de premier ordre de maximisation de ce surplus espéré s'écrit :

$$\frac{dES_e}{dp_e} = 0 \quad \text{soit} \quad k - (p_e^* - c) \cdot g_e(p_e^*) - G_e(p_e^*) + (1-k) \cdot G_e(p_e^*) = 0$$

d'où la condition marginale d'annonce optimale de l'entrepreneur :

$$\boxed{(p_e^* - c) \cdot g_e(p_e^*) = k \cdot (1 - G_e(p_e^*))}$$

Les conditions marginales d'optimalité obtenues sont très proches de celles obtenues avec le premier modèle de marchandage.

1.1.1.2.5.3 L'inefficacité du marchandage

Montrons à présent ce qui nous importe, à savoir l'inefficacité d'un tel marchandage. On suppose que les conditions de second ordre sont vérifiées, c'est-à-dire que les taux de risque des distributions G_p/g_p et $(1-G_e)/g_e$ sont localement monotones (croissant pour le premier, décroissant pour le second).

- Cas n°1 : le propriétaire possède tout le pouvoir de marchandage

Envisageons une première possibilité, celle où le propriétaire possède tout le pouvoir de marchandage ($k = 0$). Les conditions marginales d'annonce optimale donnent alors :

$$R - v - p_p^* = G_p(p_p^*)/g_p(p_p^*) \quad \text{et} \quad p_e^* = c$$

Les résultats obtenus sont donc les mêmes que ceux fournis par le premier modèle (cf. 1.1.1.2.2), à ceci près que les croyances du propriétaire ne concernent plus le coût du projet, mais l'annonce de l'entrepreneur. L'échange est abandonné si et seulement si $p_p^* < (p_e^* = c)$. La condition marginale d'annonce optimale du propriétaire donne $p_p^* < R - v$, et tout projet dont le coût c est tel que $c \in]p^*, R - v]$ n'est donc pas entrepris, alors même qu'il est socialement bénéfique. On retrouve ainsi, avec ce mécanisme plus sophistiqué, la conclusion d'inefficacité de l'échange quand la partie non informée dispose de tout le pouvoir de marchandage.

• Cas n°2 : l'entrepreneur possède tout le pouvoir de marchandage

Dans l'autre cas polaire où l'entrepreneur possède tout le pouvoir de marchandage ($k = 1$), les conditions marginales d'annonce optimale donnent :

$$p_p^* = R - v \quad \text{et} \quad p_e^* = c + (1 - G_e(p_e^*)) / g_e(p_e^*)$$

L'annonce optimale du propriétaire est donc $R - v$, qui le laisse avec un surplus nul.

Montrons alors que $p_e^* \leq p_p^*$ si et seulement si $c \leq R - v$:

- si $p_e^* \leq p_p^*$ alors $c + (1 - G_e(p_e^*)) / g_e(p_e^*) \leq R - v$; comme $(1 - G_e) / g_e$ est partout positif, alors $c \leq R - v$,
- supposons que $c \leq R - v$, et que $p_e^* > p_p^*$; cette dernière inégalité s'écrit :

$$c + (1 - G_e(p_e^*)) / g_e(p_e^*) > R - v \quad \text{et donc} \quad (1 - G_e(p_e^*)) / g_e(p_e^*) > R - v - c ;$$
ceci, avec $c \leq R - v$, conduit à $(1 - G_e(p_e^*)) / g_e(p_e^*) > 0$; on en déduit $1 - G_e(p_e^*) > 0$, soit $G_e(p_e^*) < 1$ et donc nécessairement $p_e^* < R - v = p_p^*$; ceci est contraire à l'hypothèse de départ ; donc nécessairement, si $c \leq R - v$, alors $p_e^* \leq p_p^*$.

Nous avons montré que, quand l'entrepreneur dispose de tout le pouvoir de marchandage, alors $p_e^* \leq p_p^* \Leftrightarrow c \leq R - v$, ce qui signifie que l'échange a lieu si et seulement si le surplus net qu'il génère est positif. On retrouve aussi, avec ce mécanisme plus sophistiqué, la conclusion d'efficacité de la coordination marchande de l'échange quand la partie non informée n'a aucun pouvoir de marchandage (cf. 1.1.1.2.4).

- Cas n°3 : les pouvoirs de marchandage sont équilibrés

Intéressons-nous à présent au cas intermédiaire, selon lequel le propriétaire comme l'entrepreneur disposent chacun d'un pouvoir de marchandage, sans pour autant qu'aucun ne l'accapare complètement ($0 < k < 1$), et montrons alors que la coordination marchande de l'échange est inefficace.

Fixons $k \in [0,1]$ le pouvoir de marchandage relatif des parties. La condition marginale d'annonce optimale du propriétaire s'écrit :

$$R - v - p_p^* = (1 - k) \cdot G_p(p_p^*) / g_p(p_p^*)$$

Elle donne p_p^* , dont il convient de relever qu'il est indépendant de c , coût du projet. Le cas $k = 1$ est étudié ci-dessus. Avec $k < 1$, le membre de droite n'est nul que pour $p_p = \underline{c}$. Cette valeur ne peut constituer l'annonce optimale du propriétaire que si $\underline{c} = R - v$ (qui annule le membre de gauche), c'est-à-dire si les anticipations du propriétaire au sujet du coût du projet, le conduisent à estimer que l'échange n'a aucune chance d'engendrer un surplus strictement positif. L'abandon de l'échange constitue alors l'issue triviale du marchandage. Hormis ce cas particulier, le membre de droite est strictement positif, et donc $p_p^* < R - v$.

La condition marginale d'annonce optimale de l'entrepreneur s'écrit quant à elle :

$$p_e^* - c = k \cdot (1 - G_e(p_e^*)) / g_e(p_e^*)$$

Elle donne p_e^* , dont il convient de relever qu'il dépend de c , coût du projet, au contraire de p_p^* . Le cas $k = 0$ est étudié ci-dessus. Avec $k > 0$, le membre de droite n'est nul que pour $G_e(p_e) = 1$, soit pour $p_e = R - v$. Cette valeur ne peut constituer l'annonce optimale de l'entrepreneur que si $R - v = c$ (qui annule le membre de gauche), c'est-à-dire si l'entrepreneur, qui est en information parfaite au sujet des variables fondamentales de l'échange, sait que celui-ci ne génère aucun surplus. L'abandon de l'échange constitue alors l'issue triviale du marchandage. Hormis ce cas particulier, le membre de droite est strictement positif, et donc $p_e^* > c$.

Le pouvoir de marchandage relatif des parties k étant fixé, l'annonce optimale du propriétaire p_p^* est déterminée, quel que soit le coût du projet c . L'annonce optimale de l'entrepreneur p_e^* dépend en revanche de c . Soit $c_{\inf}(k)$ la valeur de c telle que l'annonce de l'entrepreneur soit la même que celle du propriétaire pour cette valeur de k .

$c_{\inf}(k)$ est tel que $p_e^* = p_p^*$, soit : $c_{\inf}(k) + k \cdot (1 - G_e(p_e^*)) / g_e(p_e^*) = p_p^*$

et comme $p_e^* = p_p^*$: $c_{\inf}(k) = p_p^* - k \cdot (1 - G_e(p_p^*)) / g_e(p_p^*)$

qui est complètement déterminé dès que k est fixé.

D'après ce qui précède, on a $\forall k \in]0,1[: c_{\inf}(k) < (p_e^* = p_p^*) < R - v$

Soit alors un projet d'exploration-production caractérisé par un coût c tel que $c \in]c_{\inf}(k), R - v]$, intervalle non vide d'après l'inégalité précédente. Pour un tel projet, susceptible d'engendrer un surplus positif, on a :

- $p_e^* - k \cdot (1 - G_e(p_e^*)) / g_e(p_e^*) = c$ qui donne l'annonce optimale de l'entrepreneur,
- $c_{\inf}(k) = p_p^* - k \cdot (1 - G_e(p_p^*)) / g_e(p_p^*)$ qui donne l'annonce optimale du propriétaire.

Avec $c_{\inf}(k) < c$, il vient :

$$p_p^* - k \cdot (1 - G_e(p_p^*)) / g_e(p_p^*) < p_e^* - k \cdot (1 - G_e(p_e^*)) / g_e(p_e^*)$$

et comme chaque membre est croissant en fonction de l'annonce qui est faite, on obtient finalement :

$$p_p^* < p_e^*$$

Les annonces optimales conduisent donc à la non réalisation du projet, alors même qu'il aurait engendré un surplus social net positif. Ainsi, la coordination marchande de l'échange avec information asymétrique, quand chaque partie dispose d'un pouvoir de négociation, est inefficace. Ceci vaut pour tout projet d'exploration-production dont le coût c est tel que $c \in]c_{\inf}(k), R - v]$. Cet intervalle d'inefficacité du marchandage, en termes de valeur du coût du projet, semble d'autant plus large que k est faible, c'est-à-dire que le l'État propriétaire dispose d'un pouvoir de marchandage important¹⁰.

Chatterjee et Samuelson ne s'intéressent qu'aux seuls mécanismes de transfert linéaires en fonction des annonces des parties. Myerson et Satterthwaite¹¹ généralisent les résultats obtenus à tout type de processus de marchandage. Par ailleurs, il convient de relever que ce même modèle peut être utilisé pour démontrer l'inefficacité du marchandage, si le propriétaire comme l'entrepreneur disposent d'une information imparfaite au sujet des variables caractéristiques de l'échange.

La conclusion que l'on obtient alors est de portée très générale : tant que

¹⁰ Nous n'avons pas démontré formellement la croissance de $c_{\inf}$ en fonction de k .

¹¹ Myerson & Satterthwaite, 1983.

l'information est distribuée de façon asymétrique entre les deux parties, et tant que ces dernières ne sont pas sûres que le projet d'exploration-production engendre un surplus positif (hypothèses très vraisemblables dans la réalité), alors la coordination marchande de l'échange engendre des inefficacités, autrement dit des gaspillages économiques¹².

1.1.1.3 L'existence d'investissements spécifiques, condition suffisante d'inefficacité du marchandage

Il convient à présent de tenir compte du fait que le projet d'exploration-production requiert une phase préalable d'investissements (exploration, délinéation, développement), sans laquelle il ne peut pas engendrer le moindre surplus. Cette réalité, ainsi que ses conséquences sur l'organisation marchande du projet d'exploration-production, sont captées par le modèle suivant¹³.

1.1.1.3.1 Les hypothèses du modèle

On suppose qu'une fraction du coût du projet a un caractère d'investissement – elle doit être dépensée en première période, avant l'échange effectif. On suppose de plus que cet investissement I permet de réduire le coût variable de seconde période, selon une fonction déterministe $c(I)$. On a donc $c'(I) < 0$, et on fait l'hypothèse supplémentaire que $c''(I) > 0$, c'est-à-dire que le rendement marginal de l'investissement est décroissant. On fait enfin l'hypothèse que les agents n'ont pas de préférence pour le présent. On obtient ainsi une représentation simplifiée mais cohérente des phases d'exploration, de délinéation et de développement du projet d'exploration-production d'hydrocarbures.

1.1.1.3.2 Absence d'inefficacité si l'investissement est parfaitement fongible

On suppose dans un premier temps que cet investissement est parfaitement fongible (nullement spécifique), ou autrement dit qu'il peut être revendu à la totalité de sa valeur en seconde période (à $t = 1$). La chronologie de la transaction est alors la suivante :

¹² Cf. par exemple Tirole, *ibid.*, p. 48.

¹³ Inspiré de Tirole, *ibid.*, p. 51.

- à $t=0$ (phase d'exploration, de délinéation et de développement), l'entrepreneur connaît R , v et la fonction $c(I)$; il réalise sur cette base l'investissement I , qui est observable par les deux parties,
- à $t=1$, les variables fondamentales de l'échange R , v , I et $c(I)$ sont parfaitement connues des deux parties ; celles-ci marchandent pour tenter de déterminer un prix d'échange.

Deux questions émergent alors. La première est de savoir si la conclusion précédente d'efficacité du marchandage à $t=1$ (cf. 1.1.1.1), résiste à la prise en compte d'une phase d'investissements. La seconde concerne la décision d'investissement de l'entrepreneur à $t=0$, au sujet de laquelle il convient de se demander si elle conduit à maximiser le surplus net de l'échange, ou si au contraire les conditions du marchandage à $t=1$, anticipées par l'entrepreneur à $t=0$, sont à l'origine d'une perte de surplus social. Comme l'investissement de l'entrepreneur dépend très vraisemblablement de l'issue anticipée du processus de marchandage, c'est à la première question qu'il faut tout d'abord tenter de répondre.

1.1.1.3.2.1 L'équilibre du marchandage

Etudions l'alternative des parties à la période $t=1$ – que l'on qualifiera d'intermédiaire – lorsqu'elles négocient. Celle du propriétaire n'a pas changé : il conserve ses réserves en terre si l'échange n'est pas réalisé, et son surplus de réservation intermédiaire est donc égal à leur valeur v . En revanche, celle de l'entrepreneur est différente. Si l'échange n'a pas lieu, il fait non seulement l'économie du coût variable $c(I)$ comme précédemment, mais il peut en plus liquider son investissement – car il est non spécifique – et récupérer sa valeur I . Son surplus de réservation intermédiaire est donc égal à $c(I)+I$, c'est-à-dire qu'il ne souhaitera engager l'échange que si le prix qu'il reçoit du propriétaire est supérieur à cette valeur. Le surplus net intermédiaire pour le partage duquel il y a marchandage, à $t=1$, s'écrit donc à présent :

$$S^1 = R - [v + c(I) + I]$$

Notons que ce surplus intermédiaire est aussi le surplus social net S associé au projet. Ce dernier est en effet socialement désirable dès que ses revenus R font plus que compenser la valeur dissipée v des hydrocarbures en terre, et la totalité des coûts

(investissement et coût variable) $c(I)+I$. Autrement dit :

$$S = R - [v + c(I) + I] = S^1$$

Il apparaîtra plus loin que cette égalité est conditionnée par la non spécificité de l'investissement. Mais voyons ici en quoi cette remarque est cruciale.

Comme le marchandage à $t=1$ se fait en information parfaite, on sait qu'il est efficace¹⁴. L'échange est donc initié si et seulement si le surplus net intermédiaire S^1 est positif. Ce dernier étant égal au surplus social net S , il est possible de conclure immédiatement que l'échange a lieu si et seulement si $S \geq 0$, ce qui signifie que le processus de marchandage, après que les investissements ont été effectués, est efficace. Fort de cette première conclusion, il convient d'envisager à présent la question du niveau d'investissement choisi par l'entrepreneur.

1.1.1.3.2.2 La décision d'investissement

On fait ici l'hypothèse supplémentaire (et très générale) que l'entrepreneur anticipe, au moment $t=0$ où il investit, qu'il sera en mesure de capter une fraction α non nulle ($0 < \alpha \leq 1$) du surplus intermédiaire S^1 à l'issue du marchandage (à $t=1$). Le prix p qu'il négocie à $t=1$ est ainsi tel que :

$$p - \underbrace{(c(I) + I)}_{\text{surplus de réservation intermédiaire}} = \alpha \cdot S^1 = \alpha \cdot [R - (v + c(I) + I)]$$

Le niveau d'investissement I^* choisi à $t=0$ par l'entrepreneur maximise son surplus *ex ante* S_e . Or à la phase d'investissement (dépense $-I$) succède l'échange à proprement parler (surplus $p - c(I)$), et S_e s'écrit donc :

$$S_e = -I + (p - c(I))$$

Il est ainsi égal à son surplus intermédiaire (ceci vaut uniquement parce que l'investissement est non spécifique ; cf. *infra* le cas contraire) :

$$S_e = \alpha \cdot S^1 = \alpha \cdot [R - (v + c(I) + I)]$$

La condition nécessaire de premier ordre de maximisation de ce surplus s'écrit :

$$\frac{dS_e}{dI} = 0 \quad \text{d'où} \quad \boxed{c'(I^*) = -1} \quad \text{dès lors que } \alpha \neq 0.$$

¹⁴ Cf. 1.1.1.1.

La condition de second ordre est respectée ($-\alpha \cdot c''(I) < 0, \forall I$) donc la condition ci-dessus détermine bien un maximum de S_e . Ainsi, l'entrepreneur gère son investissement de manière optimale, quand la diminution de coût variable qu'il induit compense exactement l'unité d'investissement supplémentaire à la marge.

Par ailleurs, le niveau d'investissement socialement optimal $\bar{I}$ est celui qui maximise le surplus social net S . Comme :

$$S = S^1 = \frac{S_e}{\alpha}$$

il apparaît immédiatement que $\bar{I} = I^*$: les niveaux d'investissement individuellement et socialement optimaux coïncident.

En conclusion, s'il peut liquider entièrement son investissement au moment du marchandage, l'entrepreneur choisit spontanément le niveau d'investissement socialement optimal dès qu'il est assuré de s'approprier la moindre fraction du surplus intermédiaire, pour le partage duquel il y a marchandage. Le marché – médiatisé par le processus de marchandage – serait donc capable d'organiser de manière optimale, la transaction que constitue le projet d'exploration-production d'hydrocarbures, si l'investissement était parfaitement fongible.

1.1.1.3.3 Inefficacité si l'investissement est spécifique

Il est plus vraisemblable de supposer que les investissements du projet d'exploration-production d'hydrocarbures ne sont pas parfaitement fongibles, mais qu'ils sont au contraire dans une certaine mesure spécifiques au projet et à la relation considérés. Ceci est confirmé par Amundsen¹⁵ : « De tels coûts d'établissement sont dans une large mesure irréversibles, puisque l'équipement en capital peut avoir une valeur alternative peu élevée une fois installé. » Ainsi, en cas d'abandon de l'échange à $t = 1$, l'entrepreneur ne peut récupérer qu'une fraction $\beta \cdot I$, $\beta < 1$, de la valeur des investissements qu'il a réalisés à $t = 0$. Il convient alors de se poser les deux questions de l'efficacité du marchandage en termes de volume d'échange d'une part, et de son impact sur le niveau des investissements d'autre part.

¹⁵ Amundsen, *ibid.*, p. 22.

1.1.1.3.3.1 L'équilibre du marchandage

Reprenons l'analyse des alternatives des deux parties au moment du marchandage, à $t = 1$. L'utilité de réservation du propriétaire demeure égale à v , valeur des hydrocarbures en terre. La valeur de revente de l'actif par l'entrepreneur en cas de non réalisation de l'échange étant limitée, du fait de la spécificité des investissements, à $\beta \cdot I$, son utilité de réservation vaut à présent $\beta \cdot I + c(I)$. Le surplus intermédiaire, pour le partage duquel il y a marchandage à $t = 1$, vaut donc :

$$S_1 = R - (v + \beta \cdot I + c(I))$$

L'information au sujet des variables fondamentales de l'échange étant parfaite à $t = 1$, nous savons que l'échange sera initié si et seulement si $S_1 \geq 0$. En revanche, l'échange est socialement désirable si et seulement si le surplus social est positif, soit toujours :

$$S = R - (v + I + c(I)) \geq 0$$

Il apparaît à présent que le surplus social S , et le surplus intermédiaire S_1 pour le partage duquel il y a marchandage à $t = 1$, ne sont pas égaux, du fait de la spécificité des investissements. Le marchandage ne conduit donc pas systématiquement à un équilibre socialement désirable ; cette fois-ci, le marchandage *ex post* n'est plus socialement efficace. Plus précisément, l'existence d'un coût irrécouvrable $(1 - \beta) \cdot I$ pour l'entrepreneur, au moment du marchandage (après investissement), le conduit à accepter l'échange dès qu'il reçoit du propriétaire un prix p qui couvre la partie fongible de ses coûts $\beta \cdot I + c(I)$, quand bien même il ne couvrirait par leur totalité $I + c(I)$. Pour un projet d'exploration-production d'hydrocarbures tel que :

$$\beta \cdot I + c(I) \leq R - v < I + c(I)$$

le marchandage en information parfaite à $t = 1$ conduit à la réalisation du projet ($R \geq v + \beta \cdot I + c(I)$) alors même qu'il n'est pas socialement désirable ($R < v + I + c(I)$). Il apparaît ici clairement que la zone d'inefficacité du marchandage est d'autant plus étendue, que la spécificité des investissements du projet est forte.

1.1.1.3.3.2 La décision d'investissement

Etudions à présent le niveau d'investissement choisi par l'entrepreneur avant le

processus de marchandage, qu'il sait lui être défavorable en raison du caractère irrécouvrable d'une partie de ses investissements. On fait, comme dans le modèle précédent, l'hypothèse très générale qu'il anticipe à $t=0$ être en mesure de capter une fraction α ($0 < \alpha < 1$) du surplus S_1 , à l'issue du marchandage (à $t=1$). Le prix p qu'il négocie à $t=1$ est cette fois-ci tel que :

$$p - (\beta \cdot I + c(I)) = \alpha \cdot S_1 = \alpha \cdot [R - (v + \beta \cdot I + c(I))]$$

A $t=0$, l'entrepreneur choisit le niveau d'investissement I^* de façon à maximiser son surplus *ex ante* $S_e = -I + p - c(I)$. Il est possible de réécrire S_e de la façon suivante :

$$S_e = p - (\beta \cdot I + c(I)) - (1 - \beta) \cdot I \quad \text{d'où} \quad S_e = \alpha \cdot S_1 - (1 - \beta) \cdot I$$

C'est ici qu'est révélée l'essence du phénomène d'expropriation des investissements spécifiques¹⁶ : par rapport à la fraction du surplus $\alpha \cdot S_1$ qu'il parvient à négocier après avoir investi, le surplus *ex ante* de l'entrepreneur – la partie qui investit en actif spécifique à la relation – est réduit d'un montant égal à la fraction non fongible $(1 - \beta) \cdot I$ des investissements spécifiques qu'il consent.

Il est ensuite possible d'exprimer S_e en fonction des seules variables fondamentales de l'échange :

$$S_e = \alpha \cdot [R - (v + \beta \cdot I + c(I))] - (1 - \beta) \cdot I$$

La condition de premier ordre de maximisation de S_e s'écrit donc :

$$\frac{dS_e}{dI} = 0 \quad \text{soit} \quad -\alpha \cdot (\beta + c'(I^*)) = 1 - \beta$$

qui peut se réécrire sous une forme plus exploitable pour étudier le niveau d'investissement optimal de l'entrepreneur :

$$\boxed{c'(I^*) = -\beta - \frac{1 - \beta}{\alpha}}$$

Enfin, la condition de second ordre est respectée ($-\alpha \cdot c''(I) < 0$, $\forall I$) donc la condition ci-dessus détermine bien un maximum de S_e . En outre, elle redonne bien $c'(I^*) = -1$ quand les investissements sont parfaitement fongibles ($\beta = 1$).

Rappelons que le niveau d'investissement socialement optimal $\bar{I}$ maximise le surplus social $S = R - (v + I + c(I))$, et est donc obtenu avec la condition marginale

¹⁶ Cf. Première partie, 1.2.3.2.2.1.

$c'(\bar{I}) = -1$. Or dans l'égalité précédente, nous avons $0 < \alpha < 1$ et $0 < \beta < 1$, d'où :

$$\frac{1-\beta}{\alpha} > 1-\beta \quad \text{alors} \quad \beta + \frac{1-\beta}{\alpha} > \beta + 1 - \beta = 1 \quad \text{et donc finalement} \quad \boxed{c'(I^*) < -1}$$

Comme le rendement marginal de l'investissement est supposé décroissant ($c''(I) > 0, \forall I$), on peut affirmer que $I^* < \bar{I}$: le niveau d'investissement spontanément choisi par l'entrepreneur est inférieur à celui qui serait socialement optimal.

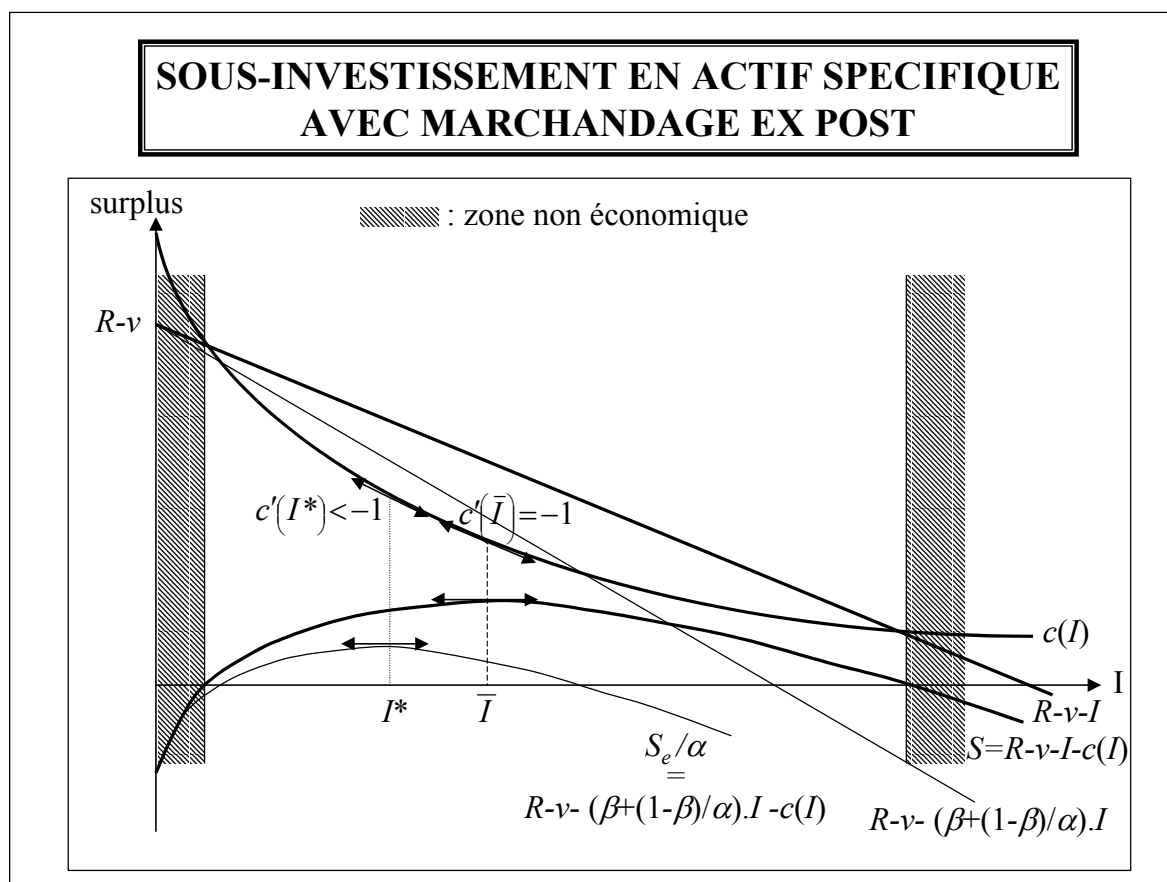
Il est possible d'interpréter logiquement ce résultat. En effet, quand ses investissements sont non spécifiques, l'entrepreneur est bénéficiaire résiduel (à travers α , son pouvoir de marchandage) de la totalité des gains que ces investissements génèrent dans l'échange ($S_e = \alpha \cdot [R - (v + c(I) + I)]$; cf. 1.1.1.3.2.2). Il est ainsi conduit à maximiser ces gains, pour maximiser la fraction qu'il en accapare (investissement socialement optimal). Mais quand ses investissements sont spécifiques, l'entrepreneur n'est bénéficiaire résiduel que d'une fraction des gains qu'ils génèrent dans l'échange ($S_e = \alpha \cdot [R - (v + c(I) + (\beta + (1-\beta)/\alpha) \cdot I)]$ avec $\beta + (1-\beta)/\alpha > 1$). En effet, au moment du marchandage, il partage avec le propriétaire les gains associés à ses investissements, alors qu'il subit intégralement l'impossibilité de liquider ses investissements. Ainsi, la réduction marginale de coût variable doit faire plus que compenser l'unité d'investissement qui l'a générée (c'est-à-dire $-c'(I^*) > 1$).

On note cependant que si l'entrepreneur possède tout le pouvoir de marchandage ($\alpha = 1$), alors la spécificité des investissements ne pose pas de problème d'inefficacité ($\forall \beta$, l'entrepreneur s'approprie tous les gains de l'échange). Cette propriété fonde une solution contractuelle particulière de coordination de l'échange, qui consiste à laisser à la partie qui investit en actif spécifique (la compagnie pétrolière, dans le cas d'un projet d'exploration-production) l'autorité pour choisir le prix d'échange¹⁷.

Ce sous-investissement en actif spécifique, avec marchandage *ex post*, peut être illustré par le graphique suivant :

¹⁷ Cf. par exemple Tirole, *ibid.*, p. 55 ; cf. aussi Première partie, 1.3.1.2.2.4.

Graphique N°7 : SOUS-INVESTISSEMENT EN ACTIF SPECIFIQUE AVEC MARCHANDAGE EX POST



En plus du sous-investissement qu'il illustre, ce graphique permet de comprendre que, pour un projet d'exploration-production d'hydrocarbures socialement bénéfique, des valeurs faibles de α et de β (c'est-à-dire quand la compagnie pétrolière dispose de peu de pouvoir de marchandage, et investit en actif fortement spécifique), peuvent même conduire à un niveau d'investissement I^* qui viole la contrainte de participation de l'entrepreneur, en lui procurant un surplus qui est négatif *ex ante*. Dans ce cas, le projet n'est pas entrepris quand bien même il génère un surplus social positif.

En conclusion, la coordination marchande de la relation d'échange, sous-jacente au projet d'exploration-production pour lequel l'État propriétaire des ressources d'hydrocarbures et une compagnie pétrolière entrepreneur entrent en interaction, est inefficace aussitôt qu'on reconnaît la spécificité des investissements d'exploration-production. Le marchandage conduit, en cas de spécificité tempérée et de pouvoirs de marchandage équilibrés, à un sous investissement en exploration-production

d'hydrocarbures. En outre, si cette spécificité est forte et si la compagnie pétrolière qui investit dispose de peu de pouvoir de marchandage, un projet d'exploration-production d'hydrocarbures pourtant socialement bénéfique peut même ne pas être entrepris.

Cette conclusion renforce celle de l'inefficacité de la coordination marchande du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, quand on reconnaît l'asymétrie d'information dans laquelle sont l'État propriétaire et la compagnie pétrolière, au sujet des variables fondamentales de l'échange, asymétrie favorable à la seconde. Ceci achève de nous convaincre d'un résultat au demeurant bien intuitif : le projet d'exploration-production d'hydrocarbures, en raison de ses caractéristiques transactionnelles extrêmes – risques considérables, asymétries d'information, investissements colossaux et spécifiques, durée importante – est impropre à être coordonné par le marché. Il n'est ni nécessaire, ni suffisant, que le surplus généré par le projet soit positif, pour que ce dernier soit effectivement entrepris à l'issue du marchandage.

En matière d'efficacité de la relation entre compagnies internationales et États propriétaires, Chevalier¹⁸ a pu affirmer : « Encore faut-il garder en mémoire qu'il n'y a pas de fiscalité optimale et que c'est par la négociation que l'on peut arriver à ce qui est acceptable par les parties ». Ce sont précisément les inefficacités de la solution de négociation que nous venons de mettre à jour. Et l'approche statique de l'organisation industrielle suggère que c'est là la raison même pour laquelle, afin de coordonner leurs décisions quand ils conduisent un projet d'exploration-production d'hydrocarbures ensemble, un pays propriétaire et une compagnie pétrolière nouent un contrat.

1.1.2 La détérioration progressive de l'efficiencia statique des contrats d'exploration-production

En fixant à l'avance les règles selon lesquelles le surplus du projet d'exploration-production d'hydrocarbures sera partagé, en spécifiant à l'avance la conduite à tenir pour tout un ensemble de futurs du projet, le contrat d'exploration-production d'hydrocarbures permet au pays propriétaire et à la compagnie pétrolière de se prémunir contre les opportunités de marchandage de l'un ou de l'autre en cours de projet, et contre les

¹⁸ Chevalier, 1994, p. 10.

inefficacités qu'elles engendrent¹⁹. De plus, les modalités de partage du surplus peuvent théoriquement être choisies de manière à ce que la compagnie pétrolière révèle spontanément ses informations privées²⁰, et à ce que chaque partie supporte une fraction du risque adaptée à l'aversion qu'elle a pour lui, sans annihiler ses efforts dont dépend le surplus du projet²¹. Il convient d'étudier ici les différents contrats d'exploration-production d'hydrocarbures, que les pays propriétaires nouaient avec les compagnies pétrolières pendant la phase de tranquillité technologique, sous l'angle de leur capacité à réduire les inefficacités de la coordination marchande dans l'échange.

1.1.2.1 Les contrats d'exploration-production d'hydrocarbures

Depuis la fin de la première guerre mondiale, début de l'internationalisation de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, jusqu'aux années 1970, qui marquent l'ère des nationalisations, les projets d'exploration-production d'hydrocarbures sont, pour leur immense majorité, entrepris sous le couvert de contrats entre la compagnie pétrolière internationale et l'État propriétaire des ressources d'hydrocarbures. Mais la véritable fonction économique de ces contrats évolue très nettement sur cette période. Cette évolution est concomitante de celle du rapport de forces entre les compagnies internationales et les États propriétaires, lequel d'extrêmement favorable aux premières jusqu'après la seconde guerre mondiale, glisse pour terminer nettement en faveur des seconds au début des années 1970²². Leur histoire est alors aussi celle d'une implication croissante des États propriétaires dans la gestion de leurs ressources d'hydrocarbures, et d'une ponction croissante de leur part sur le surplus qu'elle génère.

1.1.2.1.1 Les premiers contrats : une délégation d'autorité aux compagnies pétrolières

Ainsi, les tout premiers contrats d'exploration-production d'hydrocarbures ne visent ni plus ni moins qu'à organiser un transfert de souveraineté en bonne et due forme, en matière d'exploitation des ressources d'hydrocarbures, au profit de la compagnie

¹⁹ Cf. Première partie, 1.3.1.

²⁰ Cf. Première partie, 1.3.2.2.

²¹ Cf. Première partie, 1.3.2.3.

²² Cf. 0.2.1.2.2 et 0.2.2.1.2.1.

pétrolière. « Leurs principales caractéristiques étaient la longue durée, habituellement 60 ou 70 années, soit jusqu'aux environs de l'an 2000 ; [...] Mais plus important que tout, quand le pétrole avait été trouvé, ils donnaient aux sociétés le pouvoir de déterminer le chiffre de la production et de là le montant de son prix de vente »²³. Les sommes versées à l'État propriétaire concédant visent davantage à lui reconnaître, chichement – une simple redevance de 10% de la valeur de la production au Venezuela en 1922 – son statut légal de propriétaire, qu'à organiser un véritable partage du surplus. C'est ce que note Boussena²⁴ : « Le paiement de la redevance et plus tard de l'impôt par les compagnies étrangères opérant sur leurs territoires constitue, alors, le principal voire l'unique lien entre ces États et leurs richesses pétrolières. » C'est ainsi une délégation d'autorité aux compagnies pétrolières qui est à l'œuvre.

Pour les raisons qui ont été exposées précédemment, les ressources d'hydrocarbures des États propriétaires leur apparaissent, au lendemain de la seconde guerre mondiale, pour ce qu'elles sont vraiment : une richesse nationale qui peut contribuer de façon significative, voire primordiale, au développement économique et social du pays²⁵. Le contrat d'exploration-production d'hydrocarbures devient alors progressivement un réel instrument de partage du surplus entre la compagnie internationale et l'État propriétaire, comme le révèle Frankel²⁶ : « First the volume of off-take and the posted price, which formed the basis of the country's tax take, originally the prerogatives of the concessionaire companies, became matters for negotiation with the government ».

Ainsi, en 1948, le Venezuela inscrit dans sa législation le principe d'une imposition au taux de 50% des bénéfices réalisés sur son territoire par les compagnies pétrolières. L'Arabie Saoudite lui emboîte le pas deux ans plus tard, et en 1954, la presque totalité des contrats d'exploration-production d'hydrocarbures noués dans les pays du Moyen-Orient adopte ce taux (principe du *fifty-fifty*²⁷). La suite de l'histoire est celle d'une appropriation croissante, par les États propriétaires, du surplus engendré par l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures. Le partage de ce surplus est estimé à 69% pour l'État et 31% pour la compagnie pétrolière en 1964, puis 72% pour l'État et 28% pour la compagnie en

²³ Petroleum Economist, 1974, p. 460.

²⁴ Boussena, 1994, p. 25 ; cf. aussi Smith & Wells, 1975 ; Petroleum Economist, *ibid.*, p. 459.

²⁵ Cf. par exemple Ayoub, 1996, p. 29.

²⁶ Frankel, 1989, p. 39.

²⁷ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 142.

1970, et enfin 82% pour l'État et 18% pour la compagnie en juin 1971²⁸.

Certes, ce partage demeure essentiellement déterminé *in fine* par le rapport de forces, à travers la négociation préalable des termes contractuels et fiscaux, et les chiffres qui précèdent révèlent combien ce rapport de forces a basculé en faveur des États propriétaires sur la période 1920-1970, avec une forte accélération sur la toute fin de période. Mais ces termes contractuels et fiscaux s'établissent rapidement sur des principes communs, et sont homogénéisés en fin de période autour de deux grands types : les contrats de concession, apparus les premiers, et plus tard (en 1966) les contrats de partage de production.

1.1.2.1.2 Les contrats de concession

Le contrat de concession organise à l'avance le partage du surplus pétrolier à travers trois mécanismes fiscaux standards. Dans tous les cas, c'est la compagnie pétrolière qui possède le droit de propriété sur les hydrocarbures qui sont extraits (elle s'accapare ainsi les recettes qui sont générées), et les différents mécanismes fiscaux consistent en des transferts de la compagnie vers l'État.

Le premier type de mécanisme de transfert est un paiement fixe – c'est-à-dire indépendant de la quantité d'hydrocarbures extraite – que la compagnie verse à l'État. Ce paiement regroupe les dépenses initiales consenties pour obtenir le droit d'explorer la superficie de terrain considérée (le bonus d'exploration), plus un loyer annuel requis pour cette superficie²⁹.

Le deuxième type de mécanisme de transfert fiscal propre au contrat de concession est la redevance que la compagnie verse à l'État. Elle est proportionnelle aux recettes du projet, et obéit donc à un taux de redevance défini contractuellement. Elle peut être payée à l'État soit en devises, soit en nature (l'État s'approprie alors une fraction des hydrocarbures produits).

Le troisième type de mécanisme de transfert est le classique impôt sur les bénéfices. Le taux d'imposition sur les bénéfices est généralement propre à la fiscalité pétrolière, et il est lui aussi défini contractuellement. L'impôt sur les bénéfices pose la question du périmètre de consolidation fiscale. En effet, il peut être prélevé dans un premier cas de

²⁸ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 68.

²⁹ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 140.

figure sur l'ensemble des activités consolidées de la compagnie pétrolière, dans le pays considéré. A l'autre extrême, afin d'éviter les réductions de bénéfices comptables permises par les techniques de consolidation (souvent opaques), l'État peut exiger qu'il soit prélevé champ par champ. Les règles comptables d'amortissement des investissements sont variables selon les pays (linéaire ou dégressif), et comportent de nombreuses ramifications selon la nature des investissements (exploration ou développement). Enfin, le paiement fixe et la redevance à la charge de la compagnie, sont en général déductibles de l'assiette de l'impôt sur les bénéfices.

Il est ainsi possible de présenter une modélisation simple du partage du surplus pétrolier qu'organise le contrat de concession (dans une version statique³⁰) :

- p est le prix de vente des hydrocarbures,
- q est la quantité d'hydrocarbures produite,
- $R = p \cdot q$ sont les recettes du projet,
- $C_T(q) = C_M(q) \cdot q$ sont les coûts totaux et les coûts moyens du projet,
- f est l'impôt fixe,
- $r = \tau \cdot R$ est la redevance, payée ici en devises, τ est son taux,
- $i = \theta \cdot (R - C_T(q) - r - f)$ est l'impôt sur les bénéfices du projet, θ est son taux.

On en déduit les différents surplus associés au projet :

- $S = R - C_T(q)$ est le surplus *ex post* du projet,
- $S_C = R - C_T(q) - r - i - f$ est la part de ce surplus accaparée par la compagnie,
- $S_E = r + i + f$ est la part de ce surplus accaparée par l'État.

Nous étudierons plus loin les vertus d'un tel partage contractuel du surplus du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, en matière de révélation des informations privées de la compagnie pétrolière, et d'ajustement du risque supporté par chaque partie à l'aversion qu'elle a pour lui. Voyons d'abord comment l'autre type de contrat d'exploration-production d'hydrocarbures organise ce partage.

1.1.2.1.3 Les contrats de partage de production

Les contrats de partage de production (*Production Sharing Contract*, abrégé *PSC*)

³⁰ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 144, pour une représentation graphique de ce partage dans le temps.

ont été introduits en 1966 par l'Indonésie, soit bien après les contrats de concession³¹. Ils organisent un partage très différent, entre l'État propriétaire et la compagnie pétrolière, du surplus associé au projet d'exploration-production d'hydrocarbures, qui reflète dans ses modalités le rééquilibrage qui s'était déjà produit à cette époque entre les États propriétaires et les compagnies pétrolières, en terme de pouvoirs de marchandage relatifs.

La première différence de taille est qu'avec un *PSC*, l'État est seul propriétaire de l'ensemble des droits et titres miniers relatifs aux hydrocarbures du projet, et c'est donc lui qui s'approprie les recettes du projet. La compagnie pétrolière intervient alors comme simple partenaire technique et financier. Le partage du surplus est ainsi organisé, dans le *PSC*, et à l'inverse du contrat de concession, au moyen des transferts de l'État propriétaire vers la compagnie pétrolière.

La deuxième différence primordiale avec les contrats de concession concerne le partage des coûts du projet. C'est sur ce point essentiel qu'il est possible de distinguer en fait deux types de *PSC*. Le type dit « Pérou » laisse la compagnie pétrolière prendre en charge l'intégralité des coûts du projet, à l'instar de ce que fait le contrat de concession. Avec le type dit « Indonésie », la compagnie pétrolière assume encore l'intégralité des dépenses d'exploration. Mais en cas de découverte économiquement exploitable, l'État intervient à ses côtés à travers sa société nationale d'exploitation des hydrocarbures. Elle devient un véritable partenaire du projet, et à ce titre, elle prend en charge une partie des coûts de développement et d'exploitation. C'est à ce deuxième type de *PSC* que nous nous intéressons. Tout d'abord, il apparaît le premier, au seuil des années 1970, qui est une date charnière dans ce travail. Ensuite, il est largement plus répandu que le type Pérou. Enfin, il introduit davantage de nouveautés que ce dernier par rapport aux contrats de concession.

Les mécanismes de transfert fiscaux qui organisent, dans le *PSC*, le partage du surplus du projet d'exploration-production, sont encore au nombre de trois. On retrouve le paiement fixe, correspondant au même type de dépenses que dans le contrat de concession, et qui fait exception dans la mesure où il est payé à l'État par la compagnie.

Mais l'essentiel du partage du surplus concerne celui des coûts et des recettes associés au projet, que le *PSC* réalise au moyen du *Cost oil* et du *Profit oil* contractuels. Le premier a pour fonction de rembourser à la compagnie pétrolière, la part des coûts du projet qui est à sa charge. Ce remboursement peut se faire soit en devises, soit en nature. Il

³¹ Cf. *Petroleum Economist*, 1975, p. 23.

est plafonné à un certain taux – le *Cost stop* – calculé en pourcentage des recettes annuelles (ou de la production annuelle) engendrées par le projet, ce qui permet concrètement d’amortir progressivement les dépenses d’exploration et la part des dépenses de développement qui sont supportées par la compagnie. Ce *Cost stop* est défini contractuellement, et vaut typiquement 40% (quoiqu’il puisse varier significativement d’un pays à un autre). Le solde – recettes - *Cost oil* – constitue le *Profit oil*, qui est partagé entre l’État et la compagnie, selon un taux défini lui aussi contractuellement. Ce taux de *Profit oil* reflète évidemment les pouvoirs de marchandage relatifs des parties au moment de la négociation du contrat, qui ont évolué extrêmement rapidement entre l’apparition des premiers PSC (1966) et les nationalisations des ressources d’hydrocarbures (1971-1974). Il convient enfin de relever que le *Profit oil* n’est pas l’excédent des recettes du projet sur la totalité de ses coûts, puisqu’il ne tient pas compte de la partie des coûts qui est financée par l’État³².

Il est possible de présenter, sur cette base, une version simple du partage du surplus du projet d’exploration-production tel qu’il est organisé par le PSC (dans une version statique ; le mécanisme d’amortissement du *Cost stop* n’intervient alors pas³³) :

- p est le prix de vente des hydrocarbures,
- q est la quantité d’hydrocarbures produite,
- $R = p \cdot q$ sont les recettes du projet,
- $C_T(q) = C_M(q) \cdot q$ sont les coûts totaux et les coûts moyens du projet,
- f est l’impôt fixe versé par la compagnie à l’État,
- $C_O = \alpha \cdot C_T(q)$ est le *Cost oil* par lequel la compagnie est remboursée de la fraction α des coûts du projet qu’elle prend à sa charge,
- $P_O = R - C_O$ est le *Profit oil* partagé entre l’État et la compagnie, selon le taux β .

On en déduit les différents surplus associés au projet :

- $S = R - C_T(q)$ est le surplus *ex post* du projet,
- $S_C = -\alpha \cdot C_T(q) + C_O + \beta \cdot P_O - f$ est la part de ce surplus accaparée par la compagnie,

³² Autrement dit, la part du *Profit oil* accaparée par l’État doit lui permettre de rembourser ses coûts.

³³ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 146, pour une représentation graphique de ce partage dans le temps.

- $S_E = R - (1 - \alpha) \cdot C_T(q) - C_O - \beta \cdot P_O + f$ est la part de ce surplus accaparée par l'État.

Développons à présent la problématique de l'organisation industrielle dans son volet statique, en étudiant dans quelle mesure ces contrats d'exploration-production d'hydrocarbures peuvent réduire les inefficacités de la coordination purement marchande de la relation d'échange sous-jacente au projet d'exploration-production.

1.1.2.2 La protection contractuelle de l'échange dans le projet d'exploration-production

Les contrats d'exploration-production d'hydrocarbures, concessions et PSC, ont pour fonction essentielle de fixer, *ex ante*, les règles selon lesquelles le surplus du projet sera partagé entre l'État propriétaire et la compagnie pétrolière. Les parties sont ainsi tenues de respecter ces règles dans le cours du projet, ce qui idéalement supprime le marchandage *ex post* et les inefficacités qu'il engendre.

Mais l'État propriétaire et la compagnie pétrolière qui s'engagent contractuellement dans un projet d'exploration-production d'hydrocarbures n'ont évidemment aucune certitude, *ex ante*, quant à la découverte d'un gisement, quant à son caractère économiquement exploitable, quant au surplus économique qu'il va engendrer, etc. Un vaste ensemble de scénarios possibles est ainsi envisageable pour le futur du projet. Les règles de partage du surplus, consignées dans les contrats d'exploration-production, sont donc en réalité contingentes à un grand nombre de scénarios, afin qu'aucune des parties ne soit tentée de les remettre en cause et d'exiger une renégociation *ex post*, si elle s'estime lésée³⁴.

1.1.2.2.1 Les mécanismes contractuels de prévention de l'opportunisme

Comme tout contrat réel, le contrat d'exploration-production est incomplet. Une partie qui se retrouve *ex post* en position de marchandage favorable peut toujours se comporter de manière opportuniste, c'est-à-dire invoquer la survenance dans le projet d'un événement pour lequel la conduite à tenir n'est pas consignée dans le contrat, afin d'engager une renégociation *ex post*. Voilà pourquoi les contrats d'exploration-production

³⁴ Masseron, *ibid.*, p. 145.

contiennent toujours des clauses d'arbitrage, qui répondent au souci des parties de prévenir l'opportunisme dans l'échange. Généralement, il est prévu que chaque partie désigne son propre arbitre, et que les deux arbitres s'entendent entre eux pour en désigner un troisième, de façon à former une véritable cour d'arbitrage. Les arbitres interviennent en cas de litiges entre l'État propriétaire et la compagnie internationale. S'ils ne parviennent pas à s'entendre sur une issue acceptée par tous, il est prévu de recourir à un tribunal de réputation internationale. Masseron³⁵ cite la Cour internationale de justice de La Haye, et relève que, dans la grande majorité des cas, les préconisations de grandes institutions internationales comme le FMI, l'ONU ou l'UNESCO, en matière d'arbitrage de litiges, servent de références³⁶.

Rappelons qu'une situation archétypale dans laquelle un tel opportunisme contractuel se produit est quand une des deux parties investit dans un actif spécifique à la relation³⁷. Ce caractère spécifique a été souligné précédemment pour les investissements d'exploration-production d'hydrocarbures. De ce point de vue, les PSC introduisent une amélioration très significative par rapport aux concessions, en matière de prévention de l'opportunisme. En effet, un contrat de concession (ou un PSC type Pérou) est susceptible d'engendrer de fortes inefficacités dans l'échange, dans la mesure où la compagnie pétrolière supporte seule l'ensemble des investissements du projet d'exploration-production, ce qui fait que les tentations de l'opportunisme *ex post* sont fortes pour l'État propriétaire. En revanche, ces investissements spécifiques sont partagés entre la compagnie pétrolière et l'État propriétaire, avec un PSC type Indonésie. En cela, ce partage constitue un mécanisme d'échange d'otages entre les parties, capable de prévenir de manière efficace l'opportunisme *ex post* dans l'échange et les inefficacités qu'il engendre.

1.1.2.2.2 Une efficacité différenciée suivant le type de contrat

Il semble donc que les contrats de concession aient été capables de prévenir, de manière satisfaisante, les inefficacités de la coordination contractuelle incomplète liées aux velléités de marchandage *ex post*, tant que les pays propriétaires n'avaient que peu de pouvoir de marchandage. De 1920 à la seconde guerre mondiale, l'absence totale

³⁵ Masseron, *ibid.*, p. 145.

³⁶ Cf. aussi Harries, 1984, p. 167.

³⁷ Cf. par exemple Penrose, *ibid.*, p. 53.

d'implication des pays propriétaires dans la gestion de leurs ressources d'hydrocarbures, organise ni plus ni moins qu'une délégation d'autorité en bonne et due forme à la compagnie pétrolière, dont on sait qu'elle garantit l'efficacité de l'échange dans la mesure où c'est la compagnie qui réalise la totalité des investissements³⁸. A partir de 1950, les majors commencent à être contestées, mais on peut raisonnablement supposer que les clauses d'arbitrage offrent pendant un certain temps une protection satisfaisante contre les velléités d'opportunisme des États propriétaires. A partir de la fin des années 1960, dans un contexte où le rapport de forces devient de plus en plus favorable aux États propriétaires, ces velléités se renforcent, et il est probable qu'elles commencent à engendrer des gaspillages économiques dans l'industrie d'exploration-production (sous-investissement des compagnies pétrolières).

C'est à ce moment-là que les PSC sont introduits par l'Indonésie, et sous cet angle, l'échange d'otages qu'ils réalisent à travers le partage des investissements, peut apparaître comme la mise en œuvre d'un mécanisme de prévention de l'opportunisme *ex post* plus efficace que l'arbitrage. En tout état de cause, les restrictions de production imposées en mai 1970 par la Libye, afin d'obtenir des compagnies pétrolières opérant sur son territoire une modification des termes contractuels et fiscaux, sont une illustration flagrante de l'inefficacité de cet arbitrage contre l'opportunisme *ex post*, dans le cadre des contrats de concession³⁹.

1.1.2.3 La réduction des asymétries d'information entre l'État propriétaire et la compagnie pétrolière

L'approche statique de l'organisation industrielle révèle aussi que le contrat peut atténuer les inefficacités qui procèdent de la coordination purement marchande de l'échange en information asymétrique, en agissant comme mécanisme révélateur d'information⁴⁰.

Tout au long de la phase de tranquillité technologique, la compagnie pétrolière possédait une meilleure information que l'État propriétaire au sujet des coûts et des recettes associés au projet d'exploration-production. Le marchandage engendre alors un

³⁸ Cf. Première partie, 1.3.1.2.2.4.

³⁹ Cf. 0.2.2.1.2.1.

⁴⁰ Cf. Première partie, 1.3.2.2.

volume d'échange sous-optimal, les projets d'exploration-production d'hydrocarbures susceptibles d'engendrer un surplus faible n'étant pas entrepris, dans la mesure où l'État mal informé interprète le prix élevé réclamé par la compagnie (ou le prix faible qu'elle offre) comme une tentative d'appropriation du surplus de l'échange de sa part, et non comme le signe que le surplus engendré par le projet est maigre. Mais si le partage du surplus réalisé à travers les termes du contrat d'exploration-production est conçu de façon à induire une révélation sincère de son information par la compagnie pétrolière, il peut mitiger ces inefficacités. Il va apparaître à présent que le contrat de concession échoue totalement dans ce domaine, alors que le contrat de partage de production introduit quelques améliorations.

1.1.2.3.1 L'inefficacité des contrats de concession

Tout d'abord, la pertinence du phénomène d'asymétries d'information favorables aux compagnies pétrolières est confirmée par Ayoub⁴¹ : « Dans le système des concessions, l'État hôte se contentait de taxer les sociétés étrangères sans être bien informé sur la véritable dimension de l'assiette fiscale. Non producteurs eux-mêmes, ces États étaient considérés comme les « partenaires dormants » (*sleeping partners*) qui, généralement, ignoraient la valeur réelle des coûts et des prix. Premièrement des coûts, parce que les sociétés étrangères étaient les seules à explorer et à produire du pétrole dans ces pays et, par conséquent, les seules à détenir l'information sur la dimension des réserves (et leur qualité) et sur les coûts réels de remplacement d'un baril produit. Deuxièmement des prix, où la situation était encore plus compliquée, parce que le système d'intégration verticale des sociétés concessionnaires et la pratique des « prix internes » dans chacune d'elles rendaient pratiquement impossible la remontée de la filière à partir des prix des produits à la consommation finale jusqu'au prix du pétrole brut à la tête du puits. »

1.1.2.3.1.1 Le modèle

Une modélisation simple du contrat de concession a été proposée ci-dessus. Elle introduit parmi les variables contractuelles les recettes R du projet, et ses coûts $C_T(q)$. Il semble justifié de considérer que la quantité q d'hydrocarbures extraite du gisement,

⁴¹ Ayoub, 1994, p. 73.

constitue une information observable et vérifiable par l'État propriétaire comme par la compagnie pétrolière. Dès lors, l'asymétrie d'information entre eux porte sur le prix de vente des hydrocarbures p , et sur le coût moyen du gisement $C_M(q)$, que la compagnie connaît par hypothèse. Il faut ainsi considérer que les différents mécanismes de transfert propres au contrat de concession, qui organisent le partage du surplus du projet, sont basés sur l'annonce (pas nécessairement sincère) que la compagnie pétrolière fait à l'État propriétaire au sujet de ces deux variables, respectivement $\hat{p}$ et $\hat{c}$.

Une fois que les termes contractuels sont fixés (f l'impôt fixe, τ le taux de redevance, et θ le taux d'imposition), la décision de la compagnie pétrolière est donc formulée en termes de quantité produite q , et d'annonces $\hat{p}$ et $\hat{c}$ faites à l'État propriétaire. Le surplus *ex ante* de la compagnie doit être maximisé par rapport à chacune de ces trois variables ; il s'écrit :

$$S_C(q, \hat{p}, \hat{c}) = R - C_T(q) - r - i - f = p \cdot q - C_T(q) - \tau \cdot \hat{p} \cdot q - \theta \cdot (\hat{p} \cdot q - \hat{c} \cdot q - \tau \cdot \hat{p} \cdot q - f) - f$$

qui peut se réécrire de la façon suivante :

$$S_C(q, \hat{p}, \hat{c}) = q \cdot [p - \hat{p} \cdot (\tau + \theta \cdot (1 - \tau)) + \theta \cdot \hat{c}] - C_T(q) - (1 - \theta) \cdot f$$

On note $\lambda = \tau + \theta \cdot (1 - \tau) > 0$. La condition de premier ordre de maximisation de ce surplus par rapport à q s'écrit :

$$\frac{\partial S_C}{\partial q} = 0 \quad \text{soit} \quad p - \lambda \cdot \hat{p} + \theta \cdot \hat{c} = C_m(q^*)$$

qui donne q^* , quantité d'hydrocarbures optimale extraite du gisement, en fonction du prix de vente réel p perçu par la compagnie pétrolière, des paramètres fiscaux, et des annonces $\hat{p}$ et $\hat{c}$ qu'elle fait à l'État au sujet de ce prix et du coût moyen du projet⁴².

Les dérivées premières du surplus de la compagnie par rapport à ses annonces $\hat{p}$ et $\hat{c}$ s'écrivent :

$$\frac{\partial S_C}{\partial \hat{p}} = -\lambda \cdot q < 0 \quad \text{et} \quad \frac{\partial S_C}{\partial \hat{c}} = \theta \cdot q > 0$$

Ces deux équations mettent à jour le caractère manifestement non révélateur du contrat de concession⁴³. Elles indiquent en effet que, étant donnés l'asymétrie d'information dont elle

⁴² Les hypothèses néoclassiques standards sont faites au sujet du coût total ; le coût marginal est alors croissant, et la condition de second ordre est vérifiée.

⁴³ On aurait pu commencer par relever que le contrat de concession est linéaire à rapport aux annonces, alors qu'un contrat révélateur est nécessairement non linéaire.

bénéficie d'une part, et les mécanismes de transfert contractuels qui assurent le partage du surplus d'autre part, la compagnie pétrolière a intérêt à annoncer qu'elle réalise un prix de vente des hydrocarbures aussi petit que possible, et qu'elle encourt un coût unitaire aussi grand que possible.

Bien sûr, ces incitations contenues dans le contrat de concession sont contrebalancées par la vraisemblance des annonces que la compagnie pétrolière fait à l'État propriétaire. Ainsi, le prix de vente annoncé doit au moins couvrir le coût unitaire annoncé plus la redevance et l'impôt fixe moyen. Mais rien n'oblige ni n'incite la compagnie pétrolière à annoncer à l'État propriétaire que le profit moyen engendré par le projet est beaucoup plus important que cela.

1.1.2.3.1.2 Une efficacité qui se détériore à l'approche des années 1970

En dépit du caractère non révélateur des contrat de concession, les asymétries d'information entre la compagnie pétrolière et l'État propriétaire au sujet des variables fondamentales du projet d'exploration-production d'hydrocarbures n'ont vraisemblablement pas engendré beaucoup d'inefficacités jusqu'au début des années 1960. De 1920 à la seconde guerre mondiale, la délégation d'autorité dont bénéficie la compagnie pétrolière⁴⁴ garantit l'efficacité de l'échange, dans la mesure où elle est en situation d'information parfaite⁴⁵.

Dès le lendemain de la seconde guerre mondiale, les majors commencent à être contestées, et cela se traduit dans les termes fiscaux du partage du surplus réalisé avec les contrats de concession. Comme relevé ci-dessus, le Venezuela fait passer en 1948 le taux d'imposition sur les bénéfices pétroliers à 50%. Ce taux de 50% est largement répandu dès 1954 ; l'accord de Téhéran de 1971 le porte à 55% ; en 1974, au moment des dernières nationalisations, il est de 85%⁴⁶. Le taux de redevance était à l'origine de 10% ; il s'éleva longtemps à 12,5%, et il est porté par l'OPEP à 20% en 1974⁴⁷.

Il convient de commencer par relever que ces hausses des paramètres fiscaux τ et θ , entraînent une hausse du paramètre λ , qui passe d'une valeur inférieure à 50% avant 1948, à près de 56% jusqu'en 1971, puis près de 61% entre 1971 et 1974, pour culminer à 88% à

⁴⁴ Cf. 1.1.2.1.1.

⁴⁵ Cf. Première partie, 1.3.2.1.

⁴⁶ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 45.

partir de 1974. Or tout ceci renforce les incitations de la compagnie pétrolière à sous-évaluer son prix de vente et à surévaluer le coût du projet (cf. les deux équations correspondantes). C'est alors une sorte de cercle vicieux qui s'enclenche : l'État propriétaire est incapable de distinguer, sur la base des annonces de la compagnie pétrolière, les « bons » projets des « mauvais » projets. Disposant d'un pouvoir de marchandage croissant, il devient susceptible de refuser l'échange s'il estime que la part du surplus du projet qui lui revient – qui dépend de manière cruciale des annonces faites par la compagnie pétrolière – est trop faible. Il peut alors être tenté, s'il en a les moyens, de durcir encore sa fiscalité. Ainsi, cette asymétrie d'information a pu conduire, avec les contrats de concession, à la non-réalisation des projets susceptibles de générer un surplus faible, et donc à un gaspillage économique⁴⁸.

1.1.2.3.2 Les améliorations introduites par les contrats de partage de production

Plutôt que de chercher à s'accaparer une part croissante du surplus lié à l'exploitation de ses hydrocarbures en augmentant les taux de redevance et d'imposition des contrats de concession, action dont les effets néfastes sur l'efficacité de l'échange viennent d'être mis à jour, l'Indonésie modifie radicalement les termes du partage en abandonnant le régime de concession, et en introduisant le contrat de partage de production en 1966.

Premier changement radical en termes d'asymétrie d'information, les hydrocarbures produits appartiennent alors à l'État propriétaire, et la compagnie pétrolière ne peut donc plus compter sur la dissimulation des recettes réelles du projet pour s'accaparer une rente informationnelle. Second changement, la société nationale de l'État propriétaire intervient comme partenaire du projet, en cas de découverte économiquement exploitable, et partage à ce titre avec la compagnie pétrolière les investissements de développement et les frais d'exploitation. Cependant, les travaux afférant aux phases de développement et de production du projet sont conduits et réalisés pour une grande partie

⁴⁷ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 44.

⁴⁸ « Whole fields that are discovered will simply not be developed », ou encore « Fiscal systems can cause oil-fields to be prematurely abandoned » (Kemp & Rose, 1984, p. 188, p. 191).

d'entre eux par la compagnie pétrolière, en phase de tranquillité technologique⁴⁹. Quoique l'État propriétaire puisse exercer un contrôle sur ces coûts via la participation dans le projet de sa société nationale, il semble clair que la compagnie pétrolière conserve là une certaine marge de manœuvre, vis-à-vis de l'annonce qu'elle lui fait à leur sujet.

1.1.2.3.2.1 Le modèle

La modélisation simple du contrat de partage de production, proposée précédemment, permet d'étudier sa capacité à révéler les informations privées de la compagnie pétrolière. Dans un premier temps, on fait l'hypothèse qu'une fois que les termes contractuels sont fixés (f l'impôt fixe, α le taux de prise en charge des coûts du projet par la compagnie pétrolière, et β le taux de *Profit oil* qui lui revient), la décision de la compagnie pétrolière est formulée en termes de quantité produite q , et d'annonce $\hat{c}$ faite à l'État propriétaire au sujet du coût moyen du projet (la quantité q est supposée observable et vérifiable). Le surplus *ex ante* de la compagnie doit être maximisé par rapport à chacune de ces deux variables ; il s'écrit :

$$S_C(q, \hat{c}) = -\alpha \cdot C_T(q) + \alpha \cdot \hat{c} \cdot q + \beta \cdot (p \cdot q - \alpha \cdot \hat{c} \cdot q) - f$$

qui peut se réécrire de la façon suivante :

$$S_C(q, \hat{c}) = q \cdot [\beta \cdot p + \alpha(1 - \beta) \cdot \hat{c}] - \alpha \cdot C_T(q) - f$$

La condition de premier ordre de maximisation de ce surplus par rapport à q s'écrit :

$$\frac{\partial S_C}{\partial q} = 0 \quad \text{soit} \quad \frac{\beta}{\alpha} \cdot p + (1 - \beta) \cdot \hat{c} = C_m(q^*)$$

qui donne q^* , quantité d'hydrocarbures optimale extraite du gisement, en fonction du prix de vente réel p perçu par l'État propriétaire, des paramètres fiscaux, et de l'annonce $\hat{c}$ que la compagnie pétrolière fait à l'État au sujet du coût moyen du projet⁵⁰.

La dérivée première du surplus de la compagnie par rapport à son annonce $\hat{c}$ s'écrit :

$$\frac{\partial S_C}{\partial \hat{c}} = \alpha(1 - \beta) \cdot q > 0$$

Le PSC n'est donc pas non plus révélateur (il est linéaire en $\hat{c}$). La compagnie pétrolière a ici encore intérêt à prétendre que le coût du projet est plus important qu'il n'est en réalité.

⁴⁹ Cf. *infra* 2.1.1.3.

1.1.2.3.2.2 La participation de la société nationale de l'État propriétaire

Il convient néanmoins de commencer par relever que l'incitation de la compagnie pétrolière à la distorsion de l'information est moindre avec un PSC qu'avec un contrat de concession. D'une part, l'asymétrie d'information relative aux recettes du projet, qui existe avec le contrat de concession, est supprimée avec le PSC⁵¹. D'autre part, le fait que la société nationale de l'État propriétaire prenne à sa charge une partie des coûts du projet réduit mécaniquement la créance résiduelle qu'obtient la compagnie pétrolière quand elle gonfle de manière artificielle le volume du coût du projet. On peut relever en effet qu'historiquement, le taux d'imposition du contrat de concession (θ) et le taux de *Profit oil* qui revient à l'État propriétaire dans le PSC ($1 - \beta$) ont régulièrement conservé *grosso modo* des valeurs proches. Il apparaît alors que l'incitation marginale de la compagnie à distordre l'information qu'est le coût du projet est réduite, *ceteris paribus*, du coefficient α , qui est la part des coûts du projet qu'elle prend à sa charge ($\alpha(1 - \beta) \cdot q < \theta \cdot q$).

Enfin et surtout, la société nationale de l'État propriétaire semble capable, en comparant les nombreux projets dans lesquels elle est impliquée, de réaliser un apprentissage qui lui permette d'avoir une idée plus précise et plus juste du coût requis par un projet. Rappelons par exemple que les dépenses de forage représentent une part très importante du coût d'un projet d'exploration-production d'hydrocarbures s'il est localisé à terre ou en offshore peu profond⁵². Le coût standard de forage d'un puits est une information simple à obtenir, moyennant quoi la société nationale peut obtenir une idée assez précise des coûts du projet sur la base de variables qui sont observables et vérifiables quand on est partenaire du projet, comme le nombre de puits forés, la profondeur du gisement, etc.

En conclusion, l'introduction des contrats de partage de production en 1966 contribue à réduire significativement les asymétries d'information entre les compagnies internationales et les États propriétaires, par rapport aux contrats de concession. La participation des sociétés nationales permet de « [...] contrôler plus étroitement l'activité

⁵⁰ Le coût marginal est supposé croissant, et la condition de second ordre est vérifiée.

⁵¹ L'incitation marginale à la distorsion d'information est réduite de $\lambda \cdot q$; cf. le modèle du contrat de concession, en 1.1.2.3.1.1.

⁵² Comme l'immense majorité des projets entrepris avant 1970 ; cf. l'évolution du pétrole marin en Annexe E.

des compagnies étrangères et mieux apprécier leurs déclarations fiscales »⁵³. Ceci se produit à un moment où le pouvoir de marchandage des États propriétaires commence à s'accroître de manière significative, ce qui, allié à leur mauvaise information au sujet des caractéristiques économiques de leurs gisements, engendre des inefficacités croissantes dans la coordination des projets d'exploration-production au moyen des contrats de concession.

1.1.2.4 Le partage des risques et l'incitation à l'effort de la compagnie pétrolière

L'approche statique de l'organisation industrielle suggère aussi que la coordination contractuelle de l'échange peut tempérer les problèmes qui procèdent du dilemme entre assurance et incitation, qui se manifeste quand le surplus risqué de l'échange dépend de l'effort d'une des parties inobservable par l'autre, et que la première est averses au risque⁵⁴.

Commençons par remarquer que ce problème se pose avec acuité dans la relation entre un État propriétaire et une compagnie pétrolière qui entreprennent ensemble un projet d'exploration-production. Tout d'abord, le surplus engendré par le projet est invariablement risqué, ainsi que l'a révélé l'étude détaillée de ce dernier. Ensuite, ce surplus dépend sans aucun doute de l'effort fourni par la compagnie pétrolière. De plus, les développements qui précèdent ont suffisamment insisté sur les asymétries d'information qui existent entre la compagnie pétrolière et l'État propriétaire pour comprendre que ce dernier n'observe que très imparfaitement l'effort de la première.

Enfin, il est très largement admis que les firmes sont averses au risque, et il ne semble ne pas y avoir de raison pour laquelle les compagnies pétrolières seraient neutres au risque, voire attirées par lui. Le fait qu'elles fassent des efforts constants pour diversifier les risques auxquels elles sont exposées dans les projets d'exploration-production⁵⁵ permet même d'exclure clairement ces hypothèses. Du point de vue des États propriétaires, il semble aussi possible d'exclure l'hypothèse d'attrait pour le risque. On peut considérer que, du temps de leur absence totale d'implication dans la gestion de leur ressources d'hydrocarbures, ils étaient assez peu averses envers le risque associé à cette gestion. Mais

⁵³ Boussena, *ibid.*, p. 25.

⁵⁴ Cf Première partie, 1.3.2.3.

⁵⁵ Cf. *infra* 3.1.3.

depuis le lendemain de la seconde guerre mondiale, les États propriétaires cherchent à utiliser ces ressources pour le développement économique et social de leurs pays. Etant pour l'essentiel des pays peu industrialisés, ces États voient rapidement leur produit national dépendre lourdement des recettes engendrées par l'exploitation de leurs hydrocarbures. De ce point de vue, on peut raisonnablement supposer qu'ils préfèrent en tirer un revenu stable, plutôt qu'un revenu identique en moyenne mais qui fluctue au gré des conditions de prix et de coûts qui prévalent, autrement dit qu'ils sont averses au risque.

1.1.2.4.1 L'inefficacité des contrats de concession

Afin d'analyser de manière assez simple les vertus des contrats d'exploration-production d'hydrocarbures, en matière de gestion du dilemme assurance / incitation, on peut s'inspirer des travaux de Kawasaki et McMillan (1987).

1.1.2.4.1.1 Le modèle

Il s'agit alors de rechercher la façon dont les contrats de concession, et les PSC, organisent le partage des deux risques majeurs – risque de prix et risque de coût – qui affectent le surplus du projet d'exploration-production de manière exogène, et comment ils organisent le partage des gains permis par l'effort que produit la compagnie pétrolière (qui se traduit dans une réduction de coût). Il convient donc à présent de considérer que le prix de vente des hydrocarbures $\tilde{p}$ est une variable aléatoire, et que le coût total du projet $C_T(q, \tilde{w}, e)$ dépend non seulement de la quantité d'hydrocarbures extraite q , mais aussi d'un paramètre aléatoire $\tilde{w}$ qui représente les caractéristiques physiques exogènes du gisement, et de l'effort e fourni par la compagnie pétrolière (qu'il lui est coûteux de produire, et qui est non observable par l'État propriétaire)⁵⁶. Voyons d'abord comment le contrat de concession gère l'incitation de la compagnie pétrolière, et le partage des risques.

• Incitation et partage des risques avec révélation sincère de l'information

Si on suppose dans un premier temps, que la compagnie pétrolière révèle

⁵⁶ On a $\frac{\partial C_T}{\partial q} > 0$, $\frac{\partial C_T}{\partial \tilde{w}} > 0$, $\frac{\partial C_T}{\partial e} < 0$, et on fait, au sujet de cette fonction de coût, les hypothèses néoclassiques standards.

sincèrement son prix de vente et le coût du projet, alors le surplus qu'elle obtient avec un contrat de concession s'écrit :

$$S_C(q, \tilde{p}, \tilde{w}, e) = \tilde{p} \cdot q - C_T(q, \tilde{w}, e) - \tau \cdot \tilde{p} \cdot q - \theta \cdot (\tilde{p} \cdot q - C_T(q, \tilde{w}, e) - \tau \cdot \tilde{p} \cdot q - f) - f$$

$$\text{d'où : } S_C(q, \tilde{p}, \tilde{w}, e) = (1 - \tau)(1 - \theta) \cdot \tilde{p} \cdot q - (1 - \theta) \cdot C_T(q, \tilde{w}, e) - (1 - \theta) \cdot f$$

Il apparaît donc qu'avec un contrat de concession, la compagnie pétrolière supporte une fraction du risque de prix d'autant plus importante, que les taux de redevance et d'imposition sont faibles (coefficient $(1 - \tau)(1 - \theta)$). Elle est créancière des variations du coût du projet à travers le coefficient $(1 - \theta)$, et les supporte donc d'autant plus que le taux d'imposition est faible. Cependant, le contrat de concession ne permet pas de distinguer les effets, sur le coût total, des caractéristiques physiques exogènes du gisement d'une part, et de l'effort de la compagnie pétrolière d'autre part⁵⁷. Enfin, le paiement fixe de la compagnie pétrolière à l'État propriétaire, qui prend de l'importance quand les parties sont averses au risque, est supporté par la compagnie pétrolière à travers le même coefficient $(1 - \theta)$, soit d'autant plus que le taux d'imposition est faible.

- Incitation et partage des risques avec distorsion de l'information

Mais il convient plutôt de tenir compte de la position d'asymétrie d'information favorable dans laquelle est la compagnie pétrolière, qui lui permet de dissimuler le véritable prix de vente qu'elle réalise, ainsi que le véritable coût du projet. Or la compagnie pétrolière fait ses annonces $\hat{p}$ et $\hat{c}$ à l'État propriétaire, au sujet du prix et du coût moyen du projet, après qu'elle a appris les réalisations p et c de ces variables aléatoires. Rappelons que son surplus s'écrit alors⁵⁸ :

$$S_C(q, \hat{p}, \hat{c}) = q \cdot (p - \lambda \cdot \hat{p}) - q \cdot (c - \theta \cdot \hat{c}) - (1 - \theta) \cdot f$$

Cette écriture permet de comprendre que la compagnie pétrolière sait *ex ante* qu'elle peut, par le jeu d'annonces $\hat{p}$ et $\hat{c}$ *ex post* non sincères, reporter sur l'État propriétaire l'intégralité du risque prix et du risque coût. Elle peut opérer ce report d'autant plus facilement que les paramètres $\lambda = \tau + \theta \cdot (1 - \tau)$ et θ sont forts. Ainsi, le projet d'exploration-production d'hydrocarbures, coordonné au moyen du contrat de concession,

⁵⁷ Au contraire des nouveaux contrats d'exploration-production ; cf. *infra* 1.2.3.3.5.

⁵⁸ Cf. 1.1.2.3.1.1.

n'est à proprement parler pas risqué pour la compagnie pétrolière⁵⁹.

1.1.2.4.1.2 Une efficacité qui se détériore à l'approche des années 1970

Après cette analyse, il est possible de retracer l'évolution de l'efficacité des contrats de concession, en matière de gestion du dilemme entre assurance et incitation, qui existe dans la relation entre un État propriétaire et une compagnie pétrolière, nouée pour réaliser un projet d'exploration-production d'hydrocarbures.

De 1920 à la seconde guerre mondiale, les compagnies pétrolières s'accaparent l'essentiel du surplus engendré par les projets d'exploration-production. La fraction réduite de ce surplus qu'elles payent aux États propriétaires, dont le montant est basé sur les annonces qu'elles leur font au sujet du prix de vente des hydrocarbures et du coût des projet, leur permet de reporter sur ces États les éventuelles variations indésirables de coût ou de prix. Elles s'affranchissent ainsi des risques caractéristiques du projet en les reportant sur les États propriétaires. Ceci n'engendre pas trop d'inefficacités dans l'échange, dans la mesure où elles sont averses au risque alors que les États y sont relativement neutres. Par ailleurs, les compagnies disposent là d'un moyen pour s'appropriier intégralement les gains que produisent leur efforts, ce qui fait qu'elles sont parfaitement incitées. Sur cette première sous-période, les contrats de concession paraissent donc gérer de manière efficace le dilemme entre assurance et incitation⁶⁰.

A partir de 1945, il convient de considérer que les États propriétaires deviennent averses aux risques pris dans les projets d'exploration-production d'hydrocarbures. Dès lors, il conviendrait du point de vue de l'efficacité de l'échange, que les compagnies pétrolières prennent à leur charge une partie de ces risques. Mais aussi longtemps que persiste leur capacité à exploiter, de manière opportuniste, les asymétries d'information – c'est-à-dire tant que le rapport de forces leur demeure largement favorable, soit jusque vers la fin des années 1960 –, elles s'en délestent autant que possible sur les États propriétaires. Cette répartition très inégale des risques des projets d'exploration-production n'est plus optimale du point de vue des aversions respectives des parties, ce qui signifie

⁵⁹ Plus précisément, la compagnie pétrolière peut engranger les bénéfices obtenus grâce à une hausse de prix ou une baisse de coût, et se délester sur l'État propriétaire des effets d'une baisse de prix ou d'une hausse de coût.

⁶⁰ Il s'agit bien sûr de relever que l'optimum de premier rang est proche d'être atteint, et non que le partage du surplus est équitable (ce qui n'était évidemment pas le cas).

qu'en la matière, l'efficacité des contrats de concession commence à se dégrader. Néanmoins, les compagnies pétrolières continuent d'être parfaitement incitées.

Puis à l'approche des années 1970, les États propriétaires cherchent à accaparer une part de plus en plus importante du surplus procuré par l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures, en augmentant les taux d'imposition et de redevance⁶¹. Ils ne possèdent cependant pas une meilleure information au sujet des coûts des projets d'exploration-production, des prix des hydrocarbures⁶², et des efforts produits par les compagnies pétrolières qui exploitent ces ressources. Un cercle vicieux s'enclenche alors, car les compagnies pétrolières peuvent continuer à se délester, sur les États propriétaires, des variations indésirables des prix et des coûts des projets d'exploration-production, et ce avec une distorsion d'information moindre (en raison de la hausse des paramètres fiscaux λ et θ). La répartition du risque entre compagnies pétrolières et États propriétaires demeure donc très inégale, et inefficace au regard de leurs aversions respectives. En outre, le risque de nationalisation se concrétise. Les compagnies pétrolières ne sont alors plus sûres de pouvoir s'accaparer les réductions de coût, que leurs efforts rendent possibles, et cela induit très vraisemblablement chez elles un niveau d'effort insuffisant⁶³.

L'efficacité des contrats de concession en matière de gestion du dilemme assurance / incitation paraît donc bien se dégrader au cours de la phase de tranquillité technologique de l'industrie.

1.1.2.4.2 Les améliorations introduites par les contrats de partage de production

Les contrats de partage de production sont introduits par l'Indonésie en 1966, date à partir de laquelle l'efficacité des contrats de concession pour gérer le partage des risques et l'incitation se détériore rapidement. Ils organisent une répartition nouvelle de la propriété et du contrôle dans les projets d'exploration-production, et un partage du surplus différent. Voyons ce qu'il en est de l'efficacité des PSC, en matière de gestion du partage des

⁶¹ Cf. 1.1.2.3.1.2.

⁶² Chevalier (1975, p. 231) rappelle qu'avant 1973, plus de 70% des flux de pétrole font l'objet de cessions internes aux compagnies pétrolières.

risques, et de l'incitation des compagnies pétrolières.

1.1.2.4.2.1 Le modèle

A l'instar de ce qui vient d'être réalisé pour le contrat de concession, on suppose dans un premier temps que la compagnie pétrolière révèle sincèrement son prix de vente et le coût du projet.

• Incitation et partage des risques avec révélation sincère de l'information

On conserve les mêmes notations que pour le contrat de concession. Le surplus que la compagnie pétrolière obtient avec un PSC s'écrit alors :

$$S_C(q, \tilde{p}, \tilde{w}, e) = -\alpha \cdot C_T(q, \tilde{w}, e) + \alpha \cdot C_T(q, \tilde{w}, e) + \beta \cdot [\tilde{p} \cdot q - \alpha \cdot C_T(q, \tilde{w}, e)] - f$$

$$\text{d'où : } S_C(q, \tilde{p}, \tilde{w}, e) = \beta \cdot \tilde{p} \cdot q - \alpha\beta \cdot C_T(q, \tilde{w}, e) - f$$

Il apparaît donc qu'avec un PSC, la compagnie pétrolière supporte une fraction du risque de prix d'autant plus importante que le taux β de *Profit oil* qui lui revient est important. Elle est créancière des variations du coût du projet à travers le coefficient $\alpha\beta$, et les supporte donc d'autant plus qu'elle en finance une part importante (α élevé), et que le taux β de *Profit oil* qui lui revient est important. Cependant, le PSC ne permet pas non plus de distinguer les effets sur le coût total des caractéristiques physiques exogènes du gisement d'une part, et de l'effort de la compagnie pétrolière d'autre part⁶⁴. Enfin, le paiement fixe de la compagnie pétrolière à l'État propriétaire est supporté intégralement par la compagnie (quoique certains PSC autorisent de le comptabiliser fiscalement au titre des coûts du projet).

Quand on considère à nouveau que le taux d'imposition des contrats de concession θ , et le taux de *Profit oil* des PSC revenant à l'État propriétaire $1 - \beta$, ont eu historiquement des valeurs proches, alors on constate que la compagnie pétrolière subit davantage le risque de prix avec un PSC qu'avec un contrat de concession ($\beta > (1 - \tau)(1 - \theta)$), et davantage le risque de coût avec un contrat de concession qu'avec un

⁶³ Dans un domaine d'idées très proche, Long (1975) montre que le risque de nationalisation a poussé les compagnies pétrolières à accélérer la déplétion des gisements d'hydrocarbures qu'elles exploitaient ; ceci constitue une autre cause de gaspillage économique lié au renversement de rapport de forces au début des années 1970.

⁶⁴ Au contraire des nouveaux contrats d'exploration-production ; cf. *infra* 1.2.3.3.5.

PSC ($1 - \theta > \alpha\beta$).

- Incitation et partage des risques avec distorsion de l'information

Mais il est apparu que la compagnie pétrolière conserve, avec le PSC, une marge de manœuvre pour dissimuler le coût réel du projet. Or elle fait son annonce $\hat{c}$ à l'État propriétaire, au sujet du coût moyen du projet, après qu'elle a appris sa réalisation c . Rappelons que son surplus s'écrit alors⁶⁵ :

$$S_c(q, \hat{c}) = \beta \cdot p \cdot q - \alpha \cdot q \cdot [c - (1 - \beta) \cdot \hat{c}] - f$$

Cette écriture révèle qu'aucune asymétrie d'information ne caractérise la variable prix, et la compagnie pétrolière n'a donc aucun moyen de se délester du risque de prix sur l'État propriétaire (au contraire de ce que permet le contrat de concession). En revanche, ici encore, la compagnie pétrolière sait *ex ante* qu'elle peut, par une annonce $\hat{c}$ *ex post* non sincère, reporter sur l'État propriétaire le risque de coût. Elle peut opérer ce report d'autant plus facilement que le taux β de *Profit oil* qui lui revient est faible ($1 - \beta$ élevé).

1.1.2.4.2.2 La participation de la société nationale de l'État propriétaire

Cependant, il convient de rappeler que le levier d'asymétrie d'information au sujet du coût du projet est réduit avec un PSC, comparativement à un contrat de concession. La société nationale de l'État propriétaire est en effet partenaire du projet, et à ce titre, elle peut facilement obtenir une estimation de ce coût sur la base d'informations observables et vérifiables (nombre de puits forés, profondeur du gisement).

Les PSC, introduits par l'Indonésie en 1966, organisent donc un meilleur partage des risques du projet d'exploration-production entre l'État propriétaire et la compagnie pétrolière, que les contrats de concession. Le taux de partage du *Profit oil* β permet théoriquement d'ajuster la répartition du risque de prix. Et, dans la mesure où l'asymétrie d'information relative au coût du projet est très réduite, le terme $\alpha\beta$, qui dépend aussi du coefficient α de partage des coûts entre la compagnie pétrolière et la société nationale de l'État propriétaire, permet théoriquement d'ajuster la répartition du risque de coût. En tout état de cause, avec un PSC, la compagnie pétrolière ne peut plus se délester des variations indésirables du prix et du coût du projet d'exploration-production sur l'État propriétaire.

Le PSC gère donc mieux le partage des risques que le contrat de concession.

Contrairement à ce qu'organisait le contrat de concession, la compagnie pétrolière n'est plus, avec un PSC, créancière intégrale des gains que procurent ses efforts dans le projet. Néanmoins, elle en est créancière résiduelle à travers le terme $\alpha\beta$. Ceci est réputé induire chez elle un niveau d'effort satisfaisant, si elle ne se sent pas exposée à un risque d'expropriation opportuniste *ex post* de ces gains par l'État propriétaire. Le fait que le PSC ne laisse pas l'État propriétaire supporter l'intégralité des risques, tempérant ainsi ses velléités de dénonciation des contrats noués, ainsi que le fait qu'il offre une meilleure garantie contre la menace d'opportunisme *ex post*⁶⁶, vont dans le sens d'une incitation satisfaisante de la compagnie pétrolière.

1.1.2.5 Le contrat de partage de production : une innovation organisationnelle

Il convient à présent de conclure cette étude relative à la réduction des inefficacités de la coordination purement marchande du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, permise par les contrats de concession et de partage de production.

1.1.2.5.1 1920-1950 : le temps de l'efficacité des concessions

L'analyse précédente révèle que, tant que les compagnies pétrolières dominent sans partage l'industrie d'exploration-production, les contrats de concession, qui seuls existent à l'époque, organisent de manière satisfaisante les relations entre les États propriétaires et les compagnies pétrolières. Ces concessions accordent de fait une véritable délégation d'autorité aux compagnies pétrolières. Les bonnes décisions d'investissement sont donc prises par les compagnies pétrolières, en dépit du caractère spécifique de ces investissements. Les bonnes décisions d'échange sont aussi prises par les compagnies pétrolières – qui possèdent l'information requise –, en dépit de l'asymétrie qui existe de ce point de vue avec les États propriétaires. Enfin, les risques sont bien répartis entre les États propriétaires et les compagnies pétrolières⁶⁷, et ces dernières sont parfaitement incitées à produire les efforts requis pour réduire les coûts des projets.

⁶⁵ Cf. 1.1.2.3.2.1.

⁶⁶ Cf. 1.1.2.2.2.

Mais à partir du lendemain de la seconde guerre mondiale, les États propriétaires décident de jouer un rôle actif dans la gestion de leurs ressources d'hydrocarbures, et simultanément leur pouvoir de marchandage face aux compagnies pétrolières commence lentement à s'améliorer. Ils prennent conscience de l'ampleur des leviers informationnels dont bénéficient les compagnies pétrolières pour s'accaparer de manière opportuniste l'essentiel du surplus de l'échange, et se délester des risques sur eux. Mais tant que le rapport de forces reste en faveur des compagnies pétrolières, jusque vers le milieu des années 1960, il n'ont pas les moyens de s'y opposer. Puis le rapport de forces s'inverse, et les États propriétaires en tirent très diversement profit.

1.1.2.5.2 1950-1970 : de l'inefficacité des concessions aux nationalisations

Certains États propriétaires, la plupart et les mieux dotés en hydrocarbures, conservent le régime des concessions, mais durcissent ses termes fiscaux, afin de s'approprier une part plus importante du surplus. Des gaspillages économiques se manifestent alors dans les contrats de concession.

Les compagnies pétrolières sont amenées à sous-investir, face au risque de *hold-up* des États propriétaires sur les gains engendrés par ces investissements, du fait de leur caractère spécifique. Des projets d'exploration-production économiquement exploitables sont laissés en terre, parce que les États propriétaires sont incapables d'opérer un discernement entre un projet aux caractéristiques technico-économiques médiocres, et un projet dont le caractère prolifique est dissimulé par les compagnies pétrolières. Les risques demeurent dans une large mesure supportés par les États propriétaires. Les compagnies pétrolières ne fournissent plus les efforts de réduction des coûts nécessaires, exposées qu'elles sont au risque de ne pas pouvoir s'en approprier les bénéfices.

Ces gaspillages économiques, propres à l'organisation des projets d'exploration-production sous l'égide des contrats de concession, ne peuvent qu'inciter les États propriétaires à durcir encore leur fiscalité, dans la mesure où le rapport de forces le leur permet. Ainsi un cercle vicieux s'enclenche, que seules les nationalisations de l'exploitation de leurs ressources par les États concernés semble pouvoir briser, comme le confirme Frankel⁶⁸ : « Finally, in the early 1970s, the main concessions were extinguished,

⁶⁷ On qualifie ici l'optimalité sociale de cette répartition, et non son caractère équitable ou juste.

⁶⁸ Frankel, 1989, p. 39.

and their governments became the sole arbiter of volume on offer and of price demanded. »

1.1.2.5.3 Une alternative : les contrats de partage de production

D'autres États propriétaires – l'Indonésie, la Malaisie, l'Égypte⁶⁹ – n'empruntent pas la voie de cette escalade vaine. Ils préfèrent profiter du renversement du rapport de forces avec les compagnies pétrolières pour changer de forme d'organisation industrielle : ils abandonnent le régime des concessions, et introduisent les contrats de partage de production. Ils affirment alors leur souveraineté sur les hydrocarbures qui sont produits, et imposent leurs sociétés nationales comme partenaires des compagnies pétrolières sur les projets d'exploration-production économiquement exploitables, qui prennent en charge une partie de leurs coûts. Il convient de relever que ces transformations ne se font *a priori* pas nécessairement aux dépens de la part du surplus qui revient aux compagnies pétrolières.

En revanche, en changeant la forme d'organisation industrielle de leurs relations avec les compagnies pétrolières, ces États parviennent à réduire considérablement les inefficacités de l'échange, par rapport aux États qui conservent le système des concessions. L'échange d'otages que constitue le partage des investissements spécifiques, offre une meilleure garantie aux compagnies pétrolières contre l'opportunisme *ex post* des États propriétaires, et elles investissent ainsi à des niveaux plus appropriés. Les asymétries d'information sont supprimées quant au prix de vente des hydrocarbures, et fortement réduites quant aux coûts des projets. Ainsi, les bonnes décisions sont généralement prises quant au fait de développer un gisement ou non. Enfin, les risques peuvent être répartis de manière satisfaisante entre les parties qui y sont averses, et les compagnies pétrolières produisent un niveau d'effort satisfaisant, dans la mesure où elles sont garanties d'être créancières résiduelles des gains qu'il engendre.

L'innovation organisationnelle réalisée par ces États, en matière de contrat d'exploration-production d'hydrocarbures, leur a donc permis d'obtenir un surplus plus important de l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures. Il n'a pas été obtenu par l'accaparement de celui qui revenait aux compagnies pétrolières (comme ont voulu le faire ceux qui ont conservé le régime des concessions), mais grâce à une réduction des gaspillages.

⁶⁹ Cf. la chronologie des nationalisations établie par Kobrin, *ibid.*, p. 158 ; cf. aussi *Petroleum Economist*, 1975, p. 23.

1.1.3 Les nationalisations des ressources d'hydrocarbures

Il s'agit à présent d'étudier le phénomène des nationalisations, qui scelle la fin de la phase de tranquillité technologique de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures⁷⁰. On se situe donc, sur le plan historique, à la période charnière 1969-1970. La question centrale qui est posée reste celle de la meilleure façon d'organiser la relation d'échange qu'est le projet d'exploration-production d'hydrocarbures entre un État propriétaire de ressources d'hydrocarbures, et une compagnie pétrolière « entrepreneur » qui se propose de les exploiter.

Un mode de coordination purement marchand ne saurait y prétendre⁷¹. Les contrats de concession, qui ont permis d'organiser efficacement cette relation entre États propriétaires et compagnies pétrolières pendant presque cinquante ans, voient leur efficacité se dégrader rapidement, en raison d'un rapport de forces qui bascule en faveur des États propriétaires, et d'asymétries d'information persistantes en faveur des compagnies pétrolières. Les contrats de partage de production sont introduits tardivement par un petit nombre d'États propriétaires, en remplacement des contrats de concession, et permettent de réduire significativement les inefficacités que ces derniers engendraient dans la relation⁷². Sous cet angle, les nationalisations de l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures par de nombreux États propriétaires, au début des années 1970, peuvent être comprises comme une transformation organisationnelle, mise en œuvre par ceux qui ont conservé jusque-là le régime des concessions, pour pallier ses inefficacités devenues rédhibitoires en matière d'allocation de ressources dans l'industrie.

1.1.3.1 Une transformation organisationnelle

La nationalisation par un État propriétaire de l'exploitation de ses ressources d'hydrocarbures correspond en effet, sous l'éclairage de l'approche statique de l'organisation industrielle, à la mise en œuvre de la solution d'internalisation pour les projets d'exploration-production. L'État concerné joue alors à la fois le rôle de propriétaire des ressources, et d'entrepreneur désireux de les exploiter – c'est en fait plus précisément sa société nationale d'exploitation des hydrocarbures qui joue ce dernier rôle. Or cette

⁷⁰ Cf. *supra* 0.2.2.1.2.

⁷¹ Cf. *supra* 1.1.1.

solution est effectivement prescrite par l'approche statique de l'organisation industrielle, quand la transaction à gérer possède les caractéristiques extrêmes du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, et que les pouvoirs de marchandage sont distribués entre les parties de la pire façon qu'il soit.

1.1.3.1.1 La suppression de fait des coûts de transactions

Il vient d'être démontré que les inefficacités grandissantes engendrées par la coordination, au moyen des contrats de concession, du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, conçu sous son angle transactionnel d'une relation d'échange entre un État propriétaire et une compagnie pétrolière, proviennent de la combinaison des caractéristiques suivantes.

Tout d'abord, la compagnie pétrolière y réalise la totalité des investissements, au caractère spécifique prononcé. Ensuite, elle connaît l'information requise pour conduire efficacement l'échange, au contraire de l'État propriétaire. Elle se déleste aussi d'une grande partie des risques sur lui, alors qu'il y est averse. Mais simultanément, elle est exposée au risque de ne pas pouvoir s'approprier *ex post* les gains de l'échange, engendrés par les efforts qu'elle consent. Enfin, tout cela se produit alors même que l'essentiel des pouvoirs de marchandage se concentre dans les mains de l'État propriétaire.

Or les sources de ces inefficacités se tarissent de fait, quand l'État propriétaire prend lui-même en charge l'exploitation de ses ressources d'hydrocarbures (c'est-à-dire quand propriétaire et entrepreneur sont identiques). Premièrement, il n'y a plus de marchandage pour la définition d'un prix d'échange, dont découlent toutes les inefficacités des modes de coordination marchands, car les décisions d'allocation des ressources deviennent soumises au principe hiérarchique⁷². Deuxièmement, les investissements spécifiques, ainsi que les gains engendrés par les efforts de l'exploitant, ne sont plus exposés au risque d'expropriation, dans la mesure où la poursuite d'intérêts individuels contradictoires est supplantée par celle d'un intérêt unique. Troisièmement, la réalisation de l'échange n'est plus tributaire de la confrontation de structures d'information asymétriques, puisque l'internalisation est réputée rendre cette structure uniforme dans la nouvelle organisation. Quatrièmement enfin, une mauvaise répartition des risques entre les

⁷² Cf. *supra* 1.1.2.

⁷³ Cf. Première partie, 1.2.2.2.

parties n'est plus susceptible d'altérer la réalisation de l'échange, parce que tout différentiel d'aversion au risque est mécaniquement supprimé.

1.1.3.1.2 Les coûts associés à la solution d'internalisation

L'internalisation du projet d'exploration-production d'hydrocarbures supprime donc les inefficacités qui obèrent sa coordination contractuelle. Certes, cette conclusion peut être mise en doute sur le plan théorique. Ainsi, dans le cas qui nous intéresse, il faut en toute rigueur considérer que l'internalisation procède d'un contrat à long terme, établi entre l'État propriétaire et sa société nationale d'exploitation des hydrocarbures. Il peut alors subsister des intérêts divergents entre eux, ainsi que des asymétries d'information ou des différentiels d'aversion au risque.

Indépendamment de ce débat, il est avéré que la solution d'internalisation induit ses propres coûts. La décision hiérarchique est tout d'abord consommatrice de ressources, et les coût de management qui en résultent sont vraisemblablement croissants à la marge. De plus, en l'absence d'incitations fortes, comme celles que constitue l'existence de signaux de prix propre aux modes de coordination marchands, la décision hiérarchique peut conduire à des distorsions dans l'allocation des ressources, et engendrer des gaspillages économiques.

1.1.3.1.3 La supériorité des nationalisations sur les concessions

Dans le cas des nationalisations des ressources d'hydrocarbures, il fait peu de doute que ces différents coûts et inefficacités de la solution d'internalisation pèsent bien peu, au début des années 1970, face aux inefficacités des contrats de concession. Certes, la gestion de leurs ressources d'hydrocarbures que les États propriétaires confient à leurs sociétés nationales n'est sans doute pas réglée à l'optimum. Mais il est invraisemblable qu'elle puisse engendrer des inefficacités comparables à celles qui procèdent du fait que, du temps des contrats de concession noués avec les compagnies pétrolières, les États propriétaires avaient les moyens, en termes de rapport de forces, de s'accaparer l'essentiel du surplus des projets d'exploration-production, sans toutefois disposer de l'information requise ou de quelque autorité sur les décisions d'investissement. Les négociations contractuelles entre les pays propriétaires et les compagnies pétrolières conduisaient alors régulièrement à

l'impasse, en dépit du caractère manifestement profitable des projets concernés⁷⁴. Il est difficilement imaginable que de telles distorsions puissent caractériser les décisions prises par les États propriétaires et leurs sociétés nationales, en matière d'allocation de ressources dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures.

1.1.3.2 Un test empirique simple

Les nationalisations peuvent être comprises comme la mise en œuvre, par les États propriétaires, de la solution d'internalisation du projet d'exploration-production d'hydrocarbures. Celle-ci est censée constituer une réponse aux inefficacités grandissantes engendrées par la coordination de ces projets sous un mode contractuel avec les compagnies pétrolières. Il a été démontré que les deux types de contrats d'exploration-production d'hydrocarbures qui existent au début des années 1970 exhibent des performances contrastées en termes d'efficience statique. Les contrats de concession ont vu leur efficacité se dégrader rapidement, à mesure que les États propriétaires en durcissaient les termes fiscaux, et l'apparition de ces inefficacités renforçait en retour leur incitation à se comporter ainsi. L'introduction par l'Indonésie, en 1966, des contrats de partage de production, semble avoir constitué une véritable innovation organisationnelle, dans la mesure où elle a permis de réduire significativement les inefficacités que les concessions engendraient.

Il semble dès lors que la nature des contrats d'exploration-production, qui prévalaient chez les États propriétaires avant qu'ils ne nationalisent l'exploitation de leur ressources d'hydrocarbures, puisse constituer un test empirique simple de cette lecture organisationnelle du phénomène, selon laquelle ces nationalisations sont mises en œuvre en réponse aux inefficacités devenues rédhibitoires des contrats.

Or tous les États qui ont nationalisé leurs ressources d'hydrocarbures avaient auparavant conservé le régime des concessions. Il s'agit de l'Algérie et de la Libye (1971), de l'Irak et d'Oman (1972), de l'Iran (1973), de l'Arabie Saoudite, du Koweït, du Qatar, et d'Abu-Dhabi (1974), et enfin du Venezuela (1975). Et aucun des pays qui ont adopté le système des contrats de partage de production, en remplacement de celui des concessions,

⁷⁴ Cf. *supra* 1.1.1.2.5.

n'ont nationalisé leurs ressources d'hydrocarbures⁷⁵. Il s'agit de l'Indonésie, de la Malaisie et de l'Égypte⁷⁶. Ceci constitue un test rudimentaire⁷⁷ mais néanmoins satisfaisant de cette lecture organisationnelle du phénomène des nationalisations des ressources d'hydrocarbures par les États propriétaires, au début des années 1970.

1.2 LA REOUVERTURE DES PAYS PROPRIETAIRES AUX COMPAGNIES PETROLIERES

L'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures bascule, au lendemain des nationalisations des ressources d'hydrocarbures du début des années 1970, dans sa phase de révolution technologique⁷⁸. Dès lors, d'un point de vue théorique, le projet d'exploration-production d'hydrocarbures ne peut plus être appréhendé sous sa seule dimension transactionnelle d'une relation d'échange. Il convient plutôt de considérer qu'il s'y pose aussi des problèmes de nature productive, qu'il appartient aux différents acteurs qui y sont impliqués d'imaginer et de résoudre. L'organisation des relations industrielles que ces acteurs entretiennent, a alors non seulement pour objectif de permettre une allocation des ressources économiques aussi bonne que possible, mais aussi d'améliorer la viabilité de ces processus de création de technologies que les uns et les autres conduisent.

Le présent chapitre s'intéresse aux relations nouées entre les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures et les compagnies pétrolières, pour la réalisation de projets d'exploration-production. Or d'un point de vue historique, nous sommes rendus au point où ces relations cessent, soit au début des années 1970, quand les États propriétaires décident de nationaliser l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures. Il convient de commencer par relever que ces États propriétaires d'une part, et les compagnies pétrolières qu'ils ont expulsées d'autre part, connaissent en fait des situations très différentes en matière de changement technologique.

⁷⁵ Par « nationalisation », on entend bien à la fois l'exercice de la propriété *et* du contrôle, par les États propriétaires, sur leurs actifs pétroliers et gaziers.

⁷⁶ Cf. *supra* 1.1.2.5.3.

⁷⁷ On pourra en particulier objecter la faiblesse relative des volumes d'hydrocarbures produits par ces deux derniers pays au début des années 1970.

⁷⁸ Cf. 0.2.2.

1.2.1 1970-1985 : des États propriétaires en marge de la révolution technologique

Il a été montré que les nationalisations de leurs ressources d'hydrocarbures par les États propriétaires, ont proprement propulsé l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures dans sa phase d'accélération technologique, dans un contexte propice de premières tensions sur son coût marginal de long terme⁷⁹. Les compagnies pétrolières, chassées de leurs terrains d'opérations traditionnels, n'ont en effet pas eu d'autre issue que de se replier sur des provinces pétrolières de deuxième zone, telles la Mer du Nord et l'Alaska. Les difficultés techniques rencontrées dans ces régions étaient sans commune mesure avec celles qu'elles avaient connues jusqu'alors, et ce durcissement exogène des conditions d'offre les a mises face à l'obligation de créer des technologies appropriées pour les surmonter. Mais cette incitation à l'innovation des compagnies pétrolières avait une origine purement technique, et absolument pas concurrentielle, dans la mesure où cette époque a été celle des deux chocs pétroliers (1973 puis 1979), les prix grimpant alors vers des niveaux qui n'avaient rien de concurrentiel.

1.2.1.1 L'absence d'incitation technique à innover

La situation est en revanche complètement différente pour les États propriétaires, qui viennent de nationaliser l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures. Tout d'abord, ils ne reçoivent aucune incitation technique à l'amélioration de leurs technologies.

En effet, leurs sociétés nationales d'exploitation des hydrocarbures héritent, après le départ des compagnies pétrolières, de la technologie générique caractéristique de la fin de la phase de tranquillité technologique. Or cette technologie, si elle est inutilisable en l'état pour explorer, développer et produire les gisements des nouvelles provinces, convient en revanche parfaitement pour exploiter les ressources récemment nationalisées. Ces ressources sont en effet constituées pour l'essentiel de gisements situés à terre ou en eau peu profonde, de taille importante – même si les géants et les super-géants⁸⁰ de l'épopée

⁷⁹ Cf. 0.2.2.1.2.

⁸⁰ Les gisements d'hydrocarbures qualifiés de super-géants sont ceux dont les réserves sont supérieures à 5 Gbep ; quinze super-géants ont été découverts dans l'histoire du pétrole (cf. Grenon, *ibid.*, p. 325) ; ceux qualifiés de géants possèdent des réserves d'hydrocarbures supérieures à 500 Mbep, et inférieures à 5 Gbep ; on en a découvert plusieurs centaines ; cf. Martin, 1992, p. 50.

1920-1970 se font beaucoup plus rares –, situés à des profondeurs modérées, et caractérisés par des productivités physiques naturelles importantes.

1.2.1.2 L'absence d'incitation concurrentielle à innover

Mais l'incitation concurrentielle à l'innovation reçue par les États propriétaires est elle aussi insignifiante. Jusqu'au contre-choc pétrolier de 1986, leurs gisements jouissent en effet de rentes colossales, dont les origines sont diverses.

Tout d'abord, dans la mesure où le marché mondial des hydrocarbures a besoin de ceux extraits des gisements des nouvelles provinces pétrolières, le prix des hydrocarbures doit s'aligner sur leur coût en développement – le coût marginal de long terme de l'industrie – si la concurrence produit tous ses effets à long terme. Or les gisements des États propriétaires sont caractérisés par des coûts en développement bien moindres, et bénéficient ainsi de rentes différentielles pures (rentes ricardiennes) considérables⁸¹.

Mais l'envol des prix des hydrocarbures pendant la décennie 1970, n'est pas dû qu'à cette hausse du coût marginal de long terme de l'industrie. En effet, la cartellisation de l'offre organisée par l'OPEP⁸² entrave le mécanisme de fixation concurrentielle du prix de marché des hydrocarbures, en vertu de quoi ce prix se fixe au-dessus du coût marginal de long terme⁸³. Ceci traduit l'existence d'une rente de monopole, dont jouissent d'ailleurs aussi bien les États propriétaires (organisés dans le cartel de l'OPEP) que les compagnies pétrolières (la frange concurrentielle, qui est en situation de passager clandestin).

Une autre rente contribue à augmenter le prix des hydrocarbures pendant cette décennie 1970, qui est celle de rareté⁸⁴. Mais cette rente a plus justement la nature d'un coût d'opportunité, qui résulte d'un arbitrage intertemporel des producteurs, formulé en termes de quantité d'hydrocarbures extraite des gisements. Elle ne doit donc pas être considérée comme un surplus économique.

Ces rentes ricardiennes et de monopole, attachées à l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures par les États propriétaires, constituent pour leurs sociétés nationales une extraordinaire contre-incitation à l'innovation. Pourquoi en effet chercher à

⁸¹ En toute rigueur, il faut aussi tenir compte des différentiels de prix liés aux qualités variables – densité et teneur en soufre principalement pour le pétrole, teneur en gaz inertes et en impuretés pour le gaz naturel (cf. Benzoni, *ibid.*, p. 126) – des hydrocarbures produits (rente différentielle de qualité).

⁸² L'OPEP constitue alors un oligopole avec frange concurrentielle.

⁸³ Cf. par exemple Fericelli, 1985, p. 580.

réduire les coûts par quelque amélioration des technologies, quand leur ordre de grandeur est de moins d'un dollar par baril (0,29 \$/baril hors coût de transport pour l'*Arabian Light*, pétrole brut saoudien de référence⁸⁵), et que le prix du pétrole grimpe au-dessus de 10 \$/baril suite au premier choc pétrolier, puis s'envole vers plus de 30 \$/baril (tout cela en monnaie courante) après le second choc pétrolier ?

C'est en quelque sorte une industrie schizoïde, sur le plan technologique, qu'il nous est donné de voir entre les nationalisations du début des années 1970 et le contre-choc pétrolier de 1986. D'une part, les compagnies pétrolières et les sociétés prestataires de services parapétroliers sont en train d'enclencher la révolution technologique dans les zones pétrolifères situées en dehors de l'OPEP, confrontées qu'elles sont à des difficultés techniques jamais rencontrées jusque-là. D'autre part, les pays de l'OPEP engrangent les bénéfices gigantesques que leur procurent la providence de la nature et l'environnement de marché très favorable, sans avoir à se soucier de la technologie utilisée – ils sont encore en régime de tranquillité technologique.

1.2.2 1986-1989 : les États propriétaires rattrapés – et dépassés – par l'impératif technologique

Ce n'est qu'une quinzaine d'années après les nationalisations, quand le contre-choc pétrolier se produit en 1986, que l'impératif technologique s'impose pour la première fois aux États propriétaires. Le prix du pétrole chute en effet de 27 à 15 \$/baril entre le dernier trimestre de 1985 et le premier trimestre de 1986, et passe même sous la barre des 10 \$/baril en août 1986⁸⁶. Cette chute vertigineuse réduit bien sûr considérablement la manne pétrolière dont bénéficient les États propriétaires, et dont leurs économies nationales sont, pour la très grande majorité d'entre elles, fortement dépendantes. Lapointe⁸⁷ relève ainsi que les revenus de l'OPEP procurés par les exportations d'hydrocarbures ont été réduits de 44%, de la période 1980-1985 (197 G\$/an en moyenne) à la période 1986-1992 (110 G\$/an en moyenne). Or il a été souligné que sur le plan

⁸⁴ Identifiée par Hotelling, *ibid.*

⁸⁵ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 69.

⁸⁶ Cf. Annexe A.

⁸⁷ Lapointe, 1995, p. 14.

structurel, ce contre-choc était dû à deux facteurs principaux⁸⁸. Le premier est le ralentissement de la croissance de la demande mondiale de pétrole. Le second est plus directement lié à la révolution technologique, en marche depuis le début des années 1970.

1.2.2.1 La première phase de la révolution technologique aux origines du contre-choc pétrolier

Le déséquilibre entre offre et demande sur le marché mondial du pétrole, et la chute des prix consécutive en 1986, sont aussi dus à l'augmentation importante de l'offre d'hydrocarbures qualifiée de non-OPEP⁸⁹. Cette augmentation provient essentiellement des nouvelles provinces pétrolières, celles vers lesquelles les compagnies pétrolières se sont tournées après avoir été priées de quitter leurs zones d'activités traditionnelles du Venezuela, du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord, suite aux nationalisations. Ainsi, entre 1973 et 1985, la production d'hydrocarbures de la Mer du Nord et de l'Alaska réunies, passe de 17 Mtep, à 326 Mtep⁹⁰. L'origine technologique de ces quantités d'hydrocarbures supplémentaires offertes sur le marché est manifeste⁹¹. La première phase de la révolution technologique de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, enclenchée par les compagnies pétrolières quand elles ont dû se résoudre à quitter les pays de l'OPEP, réside donc aux origines du contre-choc pétrolier de 1986. Elle a en cela largement contribué à mettre fin à plus d'une dizaine d'années de domination du marché mondial des hydrocarbures par l'OPEP. Les États propriétaires qui avaient nationalisé leurs ressources d'hydrocarbures sont rattrapés à cette occasion par l'impératif technologique.

1.2.2.2 L'impossible rattrapage technologique des États propriétaires

En effet, le contre-choc pétrolier constitue un signe tangible pour ces États, que l'abondance naturelle de leurs sous-sols n'est plus une condition suffisante, pour leur permettre d'asseoir cette domination. Dorénavant, l'utilisation de technologies innovantes pour explorer, développer et produire ces ressources doit nécessairement venir la compléter.

⁸⁸ Cf. 0.2.2.2.1.

⁸⁹ Elle dépasse l'offre de pétrole de l'OPEP à partir de 1978 ; cf. Chevalier, Barbet & Benzoni, *ibid.*, p. 85.

⁹⁰ Cf. Boy de la Tour, *ibid.*, p. 586.

⁹¹ Cf. 0.2.2.3, pour des exemples d'innovations.

Ce point de vue est formulé de manière on ne peut plus claire par M. Bouhafs⁹², aujourd'hui PDG de Sonatrach, la société nationale d'exploitation d'hydrocarbures algérienne : « Quelles que soient ses audaces commerciales ou financières, une compagnie pétrolière ne peut considérer son développement que fondé sur une maîtrise de la technologie : le développement est avant tout technologique ; sinon il resterait réversible. » Le Dr. Subroto, ministre indonésien des hydrocarbures, l'exprime dans des termes tout aussi explicites⁹³ : « [...] the national oil companies in oil exporting countries need to reduce their costs through medium-term programmes, by trying to gain access to the relevant new science and technology ».

Cependant, il ne suffit pas aux sociétés nationales d'acheter quelque brevet ou licence déposé par les compagnies pétrolières ou les sociétés parapétrolières, et de tenter de mettre en œuvre la technologie qu'il codifie, pour s'approprier les bénéfices de leurs avancées technologiques réalisées dans les nouvelles provinces. En effet, ces connaissances technologiques sont dans une large mesure engendrées par apprentissage⁹⁴, et sont donc tacites pour une large part. En clair, le processus d'entrée à retardement des États propriétaires dans la révolution technologique ne peut pas s'affranchir des contraintes propres à l'activité de création de technologies.

1.2.2.2.1 Un fossé cognitif vis-à-vis des compagnies pétrolières

Or dans leur cas, ces contraintes sont particulièrement prégnantes. Premièrement, sur le plan du savoir technologique, les sociétés nationales des États propriétaires ont accumulé un retard conséquent par rapport aux compagnies pétrolières⁹⁵. Pendant près de quinze ans, elles ont en effet pu exploiter leurs ressources en se contentant d'utiliser, dans une large mesure, la technologie générique de la fin de la phase de tranquillité technologique qu'elles avaient hérité des compagnies pétrolières quand elles ont quitté les lieux.

Or toute perspective de rattrapage de ce retard cognitif est condamnée d'emblée par les caractères tacites, locaux et cumulatifs de la création de technologies⁹⁶. Ceux-ci

⁹² Bouhafs, 1994, p. 51.

⁹³ Subroto, 1994, p. 21.

⁹⁴ Cf. par exemple Martin, 2000b, p. 56.

⁹⁵ Cf. par exemple Boussena, *ibid.*, p. 39.

⁹⁶ Cf. Première partie, 2.2.1.1.

signifient en effet que les connaissances technologiques créées par apprentissage dépendent de manière cruciale de la base de compétence existante. Et celle des sociétés nationales, au lendemain du contre-choc de 1986, est sensiblement identique à celle des compagnies pétrolières quinze ans avant, au moment des nationalisations.

Ce fossé cognitif qui sépare les sociétés nationales de la révolution technologique en marche avec les compagnies pétrolières et les sociétés parapétrolières est en outre aggravé par les politiques du « tout national » suivies par certaines d'entre elles au lendemain des nationalisations.

Le contexte de crise dans lequel celles-ci se sont produites, la victoire qu'elles ont pu représenter sur les pays développés parfois après une indépendance tout récemment acquise, ont pu en effet inciter les sociétés nationales des États propriétaires, emblèmes de cette émancipation⁹⁷, à couper de manière abrupte et inconsidérée tout lien avec les entreprises occidentales. Morse⁹⁸ révèle que dans certains cas, la moindre pièce détachée doit être estampillée « produit national », et en souligne les inconséquences : « Often such “buy national” obligations have been foisted upon local oil companies as much as on foreign contractors. As a result, NOCs and IOCs frequently have had to buy inferior goods and services at prices that are often many times higher than those prevailing in the international market. »

En plus de ces conséquences révélées par Morse, cette logique, réputée produire un effet d'entraînement sur le reste de l'industrie nationale, a surtout privé les sociétés nationales des États propriétaires d'une capacité à intégrer les changements de leur environnement technologique – à défaut d'en être véritablement l'acteur. Celles qui, au contraire, ont adopté une voie plus ouverte (telle PDVSA au Venezuela⁹⁹) ont pu bénéficier d'une meilleure intégration technologique, grâce à des acteurs « à cheval »¹⁰⁰ comme les sociétés prestataires de services parapétroliers, qui étaient en train d'enclencher dans les nouvelles provinces la révolution technologique, en imbrication de plus en plus étroite avec les compagnies pétrolières¹⁰¹.

⁹⁷ Cf. Subroto, *ibid.*, p. 20.

⁹⁸ Morse, 1994, p. 89.

⁹⁹ Cette remarque nous a été faite lors d'un séminaire à l'Université Paris IX par M. Reni, sur la base de sa longue expérience pétrolière au Venezuela.

¹⁰⁰ Cette notion est empruntée à Bouvier-Patron, 1994b, p. 222.

¹⁰¹ Cf. *infra* 2.2.

1.2.2.2.2 Une organisation inadaptée à la création de technologies

Deuxièmement, les contraintes de ressources humaines et financières, qui pèsent classiquement sur les firmes créatrices de technologies, sont considérablement accentuées dans le cas des sociétés nationales des États propriétaires, du fait de leur instrumentalisation au service du pouvoir d'une part, et de la lourdeur de leur administration d'autre part.

Vecteurs des politiques nationales de l'emploi, ces sociétés sont chroniquement en sureffectifs¹⁰². De plus, « un manque de personnel qualifié se fait particulièrement sentir chez les groupes issus des pays en voie de développement »¹⁰³. Mais les sociétés nationales sont par ailleurs organisées sur les principes d'une coordination fortement hiérarchisée, de fonctions spécifiées de manière étroite et rigide, à l'intérieur de frontières très étendues. Ce dernier point, en particulier, est confirmé par le Dr. Subroto¹⁰⁴ : « In almost all our Member Countries the national oil companies operate airports, communication systems, roads, social clubs, hospitals, and housing, etc. » Pour toutes ces raisons, ces sociétés nationales des États propriétaires sont peu aptes à l'apprentissage.

Sur le plan financier enfin, ces sociétés nationales sont avant tout des vaches à lait des finances publiques. Alors même qu'il faudrait qu'elles puissent compter sur des sources externes de financement de leurs investissements de création de technologies, qui soient tout à la fois flexibles et garantes de stabilité, elles se voient imposer, dans un contexte de rationnement considérable de leurs bénéfices pétroliers, d'alimenter en flux tendus les caisses de leurs États respectifs. Cette rigidité de la relation financière, entre les sociétés nationales et leurs États propriétaires de tutelle, constitue un autre handicap majeur, du point de vue de la capacité des premières à affronter les contraintes financières propres aux processus de création de technologies.

Finalement, il apparaît que l'organisation industrielle, que les États propriétaires et leurs sociétés nationales ont mise en œuvre, tant sur le plan interne qu'externe, après les nationalisations du début des années 1970, est en tout point incompatible avec la conduite d'une activité de création de technologies qui soit viable. M. Boussena, ancien ministre algérien des hydrocarbures et ancien président de l'OPEP, relève lui aussi que les sociétés

¹⁰² Cf. par exemple Boussena, *ibid.*, p. 36.

¹⁰³ Perruchet, 1993, p. 214.

¹⁰⁴ Subroto, *ibid.*, p. 21.

nationales sont très sérieusement handicapées par leur retard en matière de savoir technologique, et par leur capacité de financement limitée¹⁰⁵ : « [...] premièrement, elles sont toutes en retard sur le plan technologique et elles ont besoin du savoir-faire et des techniques avancées pour l'exploration et la récupération assistée ; deuxièmement, elles ne peuvent en général, dans la situation financière actuelle, prendre en charge seules le financement des programmes de développement. »

Et pourtant, les États propriétaires ont sérieusement besoin de ces nouvelles technologies, à partir de 1986, pour exploiter leurs ressources de manière compétitive. Pour M. Boussena¹⁰⁶, ainsi que pour Babusiaux¹⁰⁷, la solution à ces problèmes passe par une réhabilitation des relations entre les sociétés nationales des États propriétaires et les compagnies pétrolières internationales. Clairement, « [...] le manque de personnel qualifié, associé à une faiblesse en moyens financiers et / ou à une insuffisance technologique, conduit [...] ces groupes à faire appel aux groupes des pays industrialisés »¹⁰⁸.

1.2.3 Depuis 1990 : la réouverture des États propriétaires aux compagnies pétrolières

En effet, la réouverture des États propriétaires aux compagnies pétrolières internationales, depuis le début des années 1990, peut être comprise comme une nouvelle mutation organisationnelle – à l'envers de celle des nationalisations – constituant pour ces États la seule voie d'entrée possible dans la révolution technologique.

1.2.3.1 Les faits

A partir du début des années 1990, les États propriétaires qui avaient nationalisé leurs ressources d'hydrocarbures au début des années 1970, commencent à prendre des dispositions pour permettre aux compagnies pétrolières de revenir investir chez eux. Une révision de leur code législatif en matière d'exploration-production est un préalable nécessaire. L'intérêt des compagnies pétrolières pour retourner dans ces provinces aux ressources encore abondantes est vif, et les premières affaires sont rapidement nouées.

¹⁰⁵ Boussena, 1994, p. 39.

¹⁰⁶ Boussena, *ibid.*

¹⁰⁷ Babusiaux, 1999, p. 526.

Elles prennent soit la forme d'une simple réouverture du domaine minier, soit celle plus étroite d'une association entre la compagnie pétrolière et la société nationale de l'État considéré¹⁰⁹.

Ayoub¹¹⁰ relève qu'à la date où il écrit, l'Algérie, le Venezuela et le Nigeria ont réouvert leur secteur amont aux sociétés étrangères, et fait l'hypothèse que l'Irak devrait suivre. Lapointe¹¹¹ cite quant à lui l'Iran, le Qatar, le Venezuela et le Koweït. A vrai dire, la quasi-totalité des États propriétaires ont franchit le pas¹¹², et aujourd'hui, seuls l'Arabie Saoudite et le Mexique restent fermés à toute forme d'investissement direct de la part des compagnies pétrolières¹¹³. En outre, d'autres États, qui n'avaient jusqu'alors jamais été ouverts aux capitaux privés des compagnies pétrolières, et qui sont eux aussi dotés de ressources d'hydrocarbures très importantes, accompagnent ce mouvement : il s'agit des républiques de la CEI (ex URSS), au premier rang desquelles la Russie bien sûr, mais aussi les pays riverains de la mer Caspienne, prolifique en hydrocarbures (Azerbaïdjan et Kazakhstan pour les principaux) ; il s'agit aussi de la Chine.

Pour les compagnies pétrolières, cette réouverture constitue une nouvelle voie d'accès privilégiée à des ressources d'hydrocarbures assez abondantes, à un moment où il commence à devenir problématique pour elles de renouveler leurs bases de réserves. Les nouvelles provinces des années 1970 – Mer du Nord et Alaska – commencent en effet à montrer des signes d'épuisement (en termes de rendement de l'exploration), que quelques succès souvent isolés ailleurs – Colombie, Bolivie, Angola, Mer de Chine – peinent à compenser. Une compagnie pétrolière comme Total, par exemple, a en 1996 des accords avec l'Iran, le Qatar, la Libye, l'Algérie et le Venezuela, pour conduire des projets d'exploration-production, et est en discussion avec l'Irak pour investir dans un projet dès la levée de l'embargo imposé suite à la guerre du Golfe de 1990.

¹⁰⁸ Perruchet, *ibid.*, p. 214.

¹⁰⁹ Cf. Chevalier, 1994, p. 12.

¹¹⁰ Ayoub, *ibid.*, p. 80.

¹¹¹ Lapointe, *ibid.*, p. 14.

¹¹² En 1996, le premier contrat d'exploration-production renoué par l'Iran avec une compagnie pétrolière internationale – en l'occurrence, Total – depuis la révolution de 1979 agite la scène diplomatique : les États-Unis votent la loi dite d'Amato, qui prévoit de sanctionner toute entreprise réalisant des investissements en Iran.

¹¹³ Morse (1994, p. 89) relève néanmoins que Pemex, la société nationale mexicaine, lance dorénavant des appels d'offre internationaux pour les services de forage clef en main dont elle a besoin ; il ajoute que les coûts de forage ont ainsi été divisés par deux, par rapport à ceux qu'impliquait le recours à des sociétés locales.

1.2.3.2 Les bénéfices technologiques de la réouverture pour les États propriétaires

Cette réouverture permet tout d'abord aux États propriétaires de bénéficier passivement, pour l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures, des technologies innovantes des compagnies pétrolières.

1.2.3.2.1 L'importation passive des technologies des compagnies pétrolières

Le Dr. Subroto, s'exprimant en tant que porte-parole de l'OPEP, souligne l'enjeu de l'application de ces technologies avancées aux ressources d'hydrocarbures des pays de l'OPEP¹¹⁴ : « My third point of discussion is about science and technology. [...] We [OPEC Countries] appreciate how the rate of success in finding oil is increasing and how techniques [...] help reduce development and operational costs. I would like to remind you that these and similar innovative scientific improvements are almost exclusively controlled by the industrial countries. I can not determine when all OPEC Countries will have access to these new technologies but undoubtedly there are great rewards waiting for such technologies in all OPEC Countries. »

La forme la plus manifeste de cette importation de technologies que le Dr. Subroto appelle de ses vœux concerne les projets d'exploration-production qualifiés d'« affaires du troisième type »¹¹⁵. L'État propriétaire fait alors appel à la compagnie pétrolière, afin qu'elle améliore les conditions d'exploitation de gisements d'hydrocarbures déjà en production. En effet, sur ces gisements souvent anciens, il est courant que l'exploitation soit réalisée à la limite des conditions économiques, en raison de la vétusté des infrastructures de production (qui résulte d'un entretien et d'une maintenance qui ont pu être insuffisants pendant une période prolongée), et des technologies obsolètes qui sont utilisées.

C'est bien souvent la taille importante des gisements concernés qui motive ces projets du troisième type, et les actions entreprises se déclinent essentiellement suivant

¹¹⁴ Subroto, *ibid.*, p. 19.

deux axes : réduction des frais d'exploitation (les *opex*, *Operating Expenditures*) d'une part, et amélioration du taux de récupération des hydrocarbures en place. Il s'agit alors pour la compagnie pétrolière de moderniser les infrastructures de production, et de mettre en œuvre un schéma de re-développement en utilisant des technologies avancées, afin d'allonger la durée de vie du gisement et d'améliorer les critères économiques de son exploitation¹¹⁶.

1.2.3.2.2 La création de technologies avec les compagnies pétrolières

Mais dans la plupart des cas, les avantages dynamiques procurés par cette réouverture des États propriétaires aux compagnies pétrolières ne se limitent pas à cette simple importation passive de leurs technologies. En effet, les sociétés nationales des États propriétaires sont aujourd'hui de plus en plus souvent partenaires des compagnies pétrolières pour la réalisation des projets d'exploration-production d'hydrocarbures. L'objectif de ces associations est de permettre à la société nationale de développer ses propres compétences technologiques, en s'impliquant dans des processus de création de technologies communs avec les compagnies pétrolières. Mais encore faut-il que ce partenariat industriel soit organisé sous une forme adéquate, si les sociétés nationales veulent qu'il produise les effets escomptés en termes d'accès aux compétences technologiques des compagnies pétrolières.

1.2.3.2.2.1 Le contrat d'exploration-production, mode de coordination élu

De ce point de vue, la première chose à relever est que le contrat d'exploration-production d'hydrocarbures reste invariablement le mode de coordination élu pour organiser ces projets communs associés à la réouverture des États propriétaires. Il apparaîtra bientôt que ces contrats se sont considérablement sophistiqués par rapport à ceux qui étaient en vigueur à la veille des nationalisations, et qu'il produisent en cela une

¹¹⁵ Cf. Desmarest, *ibid.* ; cette appellation est faite en référence aux deux modes d'accès aux ressources d'hydrocarbures qui lui préexistaient, à savoir le projet d'exploration-production classique (premier type), et les acquisitions / cessions de réserves d'hydrocarbures entre compagnies pétrolières (deuxième type).

¹¹⁶ On peut citer pour exemple l'accord signé en 1992 entre Total et l'État vénézuélien pour le re-développement du champ pétrolier de Jusepin ; celui-ci a été découvert en 1938, et a produit pendant cinquante ans plus de 200 Mb d'un pétrole de bonne qualité (densité de 31° API) ; la production a cessé en 1989, mais l'application de technologies innovantes permettra aux partenaires de récupérer encore des quantités importantes de pétrole.

efficience statique bien meilleure¹¹⁷. Mais on sait que, quand il s'agit de créer et de partager des connaissances technologiques et de partager aussi les coûts irrécouvrables qui en découlent, alors une telle coordination contractuelle – qui caractérise par-delà la relation entre la compagnie pétrolière et l'État propriétaire, celle entre la compagnie pétrolière et la société nationale partenaire – est largement inefficace¹¹⁸. Mais s'arrêter à ce constat reviendrait à ignorer les attributs, à la fois plus spécifiques et moins explicites, de la forme d'organisation industrielle de cette relation.

En effet, dans ces projets d'exploration-production d'hydrocarbures dont la dimension technologique est primordiale, le succès dépend dans une large mesure de la capacité des différents partenaires à mobiliser leurs compétences, dans un processus d'apprentissage qu'ils conduisent ensemble. Il doit leur permettre de rechercher toutes les sources possibles d'amélioration technologique, c'est-à-dire d'imaginer, de mettre en œuvre, et de faire évoluer de nouvelles solutions. Autrement dit, si sous l'angle de la relation d'échange que constitue le projet d'exploration-production, la poursuite de son intérêt propre par chaque partie, telle qu'elle est transcrite dans le contrat d'exploration-production d'hydrocarbures, constitue une excellente incitation à l'efficacité allocative, en revanche l'efficacité productive (ou technologique) passe nécessairement par la définition d'objectifs communs aux partenaires.

1.2.3.2.2.2 La relation technologique, par-delà le contrat

Les compagnies pétrolières n'ont d'ailleurs pas attendu la réouverture des États propriétaires pour transformer de la sorte l'organisation de leurs associations opérationnelles¹¹⁹. En cela, l'arrivée des sociétés nationales dans ces associations suite à la réouverture des États propriétaires ne bouleverse pas la donne. Les sociétés nationales des États propriétaires s'engagent donc dorénavant aux côtés des compagnies pétrolières dans la réalisation des projets d'exploration-production d'hydrocarbures, sur un mode qui se veut coopératif, par-delà la nécessaire gestion contractuelle de la transaction¹²⁰. Le Dr. Subroto insiste d'ailleurs à dessein sur cette nouvelle forme que doivent prendre les relations entre les États propriétaires – via leurs sociétés nationales – et les compagnies

¹¹⁷ Cf. 1.2.3.3.5.

¹¹⁸ Cf. Première partie, 2.3.2.1 et 2.4.2.1.

¹¹⁹ Cf. 3.2.2. et 3.2.3.

pétrolières internationales¹²¹ : « [...] many OPEC Countries agreed to various other forms of co-operation with foreign partners, in the interest of both sides. While preserving the moral principles of our nationalisation laws, these OPEC Countries are opening up their fields of operations to foreign oil companies and investors in a new spirit of co-operation and interdependence. »

Ce caractère coopératif est consacré par le fait qu'en tant que partenaire à part entière du projet d'exploration-production, la société nationale participe en bonne et due forme au financement de ses investissements. Ceux-ci ont la nature de coûts irrécouvrables en raison principalement des dividendes technologiques qui en sont attendus, et leur cofinancement par les différents partenaires du projet – société nationale incluse – contribue à garantir la stabilité du processus d'apprentissage commun, stabilité absolument indispensable afin d'obtenir leur adhésion entière aux objectifs technologiques définis collectivement. Enfin dans de nombreux cas, la forme juridique prise par les associations entre les compagnies pétrolières et les sociétés nationales, à savoir les *joints-ventures*, contribue elle aussi à renforcer leur caractère coopératif¹²².

Finalement, la réouverture des États propriétaires aux compagnies pétrolières peut aussi favoriser de véritables transferts de technologies des secondes vers les premiers, à travers cet engagement de leurs sociétés nationales dans les projets d'exploration-production d'hydrocarbures, aux côtés des compagnies pétrolières. Cavoulacos, Deffarges et McArthur¹²³ relèvent ainsi que « [...] le transfert de technologies de récupération (modélisation des réservoirs, pompage polyphasique etc.) est devenu un facteur-clé dans l'attribution récente de permis matures par certaines compagnies nationales du Venezuela, d'Algérie, de la CEI, etc. ». Morse¹²⁴ confirme lui aussi la pertinence empirique de cette analyse dans le cas de PDVSA, la société nationale vénézuélienne : « PDV has the ability to [mobilize human resources and to manage complex projects], but can neither generate sufficient cash nor the appropriate technology to continue to develop its indigenous petroleum sector. It is therefore understandable that it is taking a positive attitude toward

¹²⁰ Cf. par exemple Boussena, *ibid.*, p. 40 ; Dos Santos & Cueille, *ibid.*, p. 237.

¹²¹ Subroto, *ibid.*, p. 21.

¹²² Cf. par exemple Rulhière & Torre, *ibid.*, p. 225.

¹²³ Cavoulacos, Deffarges & McArthur, 1997, p. 14.

¹²⁴ Morse, *ibid.*, p. 90 ; M. Rodriguez, vice-président de PDVSA, tient sensiblement les mêmes propos (Rodriguez, 1994, p. 66).

joint-ventures in its domestic upstream sector. »

Le savoir technologique des compagnies pétrolières est ainsi « à portée d'apprentissage » des sociétés nationales, et le handicap de ces dernières en matière de financement de l'innovation est rendu plus remédiable par le partage des investissements de création de technologies avec les compagnies pétrolières. Mais encore faut-il que l'organisation des sociétés nationales change, afin qu'elles soient capables de réaliser un apprentissage technologique, et que leur capacité de financement ne soit pas entravée par la rigidité des relations financières avec leurs États de tutelle.

1.2.3.2.2.3 La réorganisation en cours des sociétés nationales

Même si aujourd'hui, beaucoup de chemin reste certainement à parcourir par les différents États propriétaires et leurs sociétés nationales dans ces domaines, la très grande majorité des changements qui ont été initiés vont dans le bon sens.

Tout d'abord, suite à l'expérience dramatique du contre-choc pétrolier de 1986, les États propriétaires ont cherché à devenir moins dépendants de leurs revenus liés aux exportations d'hydrocarbures.

Ensuite, les relations entre les sociétés nationales et leurs États tuteurs ont été assainies. Les premières sont moins dans une situation de dépendance financière vis-à-vis des seconds, dans la mesure où elles leur sont de plus en plus souvent liées par un contrat de plan à moyen terme négocié entre eux¹²⁵, qui a des vertus incitatives. Babusiaux¹²⁶ relève par exemple que « le Mexique a levé l'obligation faite à Pemex de construire écoles, routes et hôpitaux et a institué un impôt permettant à la société nationale de disposer de ses revenus après impôt sans passer par le budget de l'État. »

Enfin, certaines sociétés nationales commencent depuis peu à rationaliser leurs politiques de l'emploi, et à se réorganiser¹²⁷. Elles s'inspirent en cela des exemples qu'elles peuvent observer chez les compagnies pétrolières et les sociétés prestataires de services parapétroliers, avec lesquels elles sont dorénavant en relation étroite.

Premièrement, elles cherchent à externaliser les fonctions non stratégiques, afin de réduire leurs sureffectifs chroniques. Le Dr. Subroto souligne très clairement la nécessité

¹²⁵ Boussena (ibid., p. 38) en souligne la nécessité.

¹²⁶ Babusiaux, ibid., p. 526.

¹²⁷ Cf. par exemple Bouhafs, 1994, p. 56.

d'un tel recentrage des sociétés nationales sur leurs métiers de base¹²⁸ : « [...] the national oil companies in oil exporting countries need to reduce their costs [...] by concentrating more on their real business, *i.e.*, that of oil and gas. » M. Boussena en fait de même, en citant les compagnies pétrolières comme modèle¹²⁹ : « La troisième condition consiste, à l'instar des compagnies internationales, à se recentrer sur le "métier de base" [...]. Cela suppose qu'elles [les sociétés nationales] engagent un mouvement de délestage de certaines activités, qu'elles révisent leur organisation afin de recourir au « faire-faire » plutôt qu'à l'intégration interne de certaines activités (notamment dans les services et la logistique), qu'elles contractualisent ces relations avec des entités externes [...]. Elle implique la mise en œuvre d'une nouvelle politique de sous-traitance (règles de compétition, ouvertures de l'économie) et peut donc déboucher sur la privatisation de certaines activités. »

Deuxièmement, les sociétés nationales tentent de décroïsonner les différents métiers. Troisièmement, elles prennent l'initiative de supprimer des strates hiérarchiques. L'exemple de la Sonatrach, qui s'est récemment réorganisée de façon à réduire le nombre de ses branches de quatorze à quatre, est de ce point de vue particulièrement illustratif. Quatrièmement, elles essayent de favoriser une certaine décentralisation des processus de prise de décisions¹³⁰. Enfin, elles multiplient les liens avec des acteurs internationaux impliqués dans la Recherche & Développement, et dans la formation, liées au monde des hydrocarbures¹³¹.

Toutes ces transformations tendent à favoriser la capacité d'apprentissage des sociétés nationales des États propriétaires. Elles doivent à terme leur permettre d'être des acteurs à part entière de la création des technologies, dont leurs industries nationales d'exploration-production d'hydrocarbures ont grandement besoin. Ceci est confirmé par Bouhafs¹³², dans le cas de la société nationale algérienne qu'il préside et dirige aujourd'hui : « Ces stratégies et la modernisation de Sonatrach procèdent d'une analyse basée sur l'évolution de la technologie, comme source d'avantage concurrentiel [...]. Le

¹²⁸ Subroto, *ibid.*, p. 21.

¹²⁹ Boussena, *ibid.*, p. 36.

¹³⁰ Cf. Bouhafs, *ibid.*, p. 57.

¹³¹ A titre d'exemple, nous avons nous-même effectué plusieurs missions de formation des jeunes cadres de Sonatrach, la société nationale algérienne, dans le domaine de l'économie industrielle et de ses applications à l'industrie des hydrocarbures.

¹³² Bouhafs, *ibid.*, p. 50, p. 57.

processus vise à accroître la maîtrise des technologies mises en œuvre, mais aussi à impulser un processus d'innovation et de développement technologique. »

1.2.3.3 Les inefficacités transactionnelles réduites de la réouverture

Ce mouvement de réouverture des pays propriétaires aux capitaux privés des compagnies pétrolières, s'inscrit donc dans une logique de recherche d'une meilleure efficience dynamique de leur part. Mais il va aussi à l'encontre de la prescription d'internalisation du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, formulée avec l'approche statique de l'organisation industrielle. Or celle-ci conserve toute sa pertinence pour la phase de révolution technologique, dans la mesure où le projet d'exploration-production d'hydrocarbures y possède une nature duale : celle d'une activité productive, certes, mais aussi celle d'une activité d'échange. Le mouvement de réouverture des États propriétaires s'oppose donc, sur le plan de l'efficacité transactionnelle, à celui des nationalisations mises en œuvre vingt années plus tôt par ces mêmes États, et le conflit ainsi mis à jour appelle un surcroît d'analyse.

Le phénomène de réouverture suggère tout d'abord que les impératifs technologiques priment sur ceux d'efficience statique, à partir du début des années 1990, pour l'organisation des relations entre les États propriétaires et les compagnies pétrolières. Comme il vient d'être souligné, ceci tient avant toute chose au fait que les États propriétaires ont été rattrapés et dépassés par l'impératif technologique, dès le contre-choc pétrolier de 1986, alors qu'ils y échappaient complètement jusqu'à cette date. Mais sur le plan de la relation d'échange, il s'avère aussi qu'entre 1970 et 1990, tous les facteurs qui étaient à l'origine des inefficacités statiques des contrats d'exploration-production d'hydrocarbures, ont évolué dans le sens d'une réduction de ces inefficacités.

1.2.3.3.1 La raréfaction des concessions

Tout d'abord, les nouveaux contrats d'exploration-production d'hydrocarbures noués entre les États propriétaires et les compagnies pétrolières, sont pour la très grande majorité d'entre eux des contrats de partage de production¹³³, ou des contrats de services. Les contrats de concession, dont les inefficacités ont été soulignées dans la section

précédent, sont donc d'un recours très marginal.

Les contrats de services constituent un troisième type de contrat, apparu dans les années 1970 dans certains pays producteurs, mais aussi importateurs nets d'hydrocarbures (en Amérique latine en particulier). Il en existe deux sortes, selon que la compagnie pétrolière prend à sa charge les dépenses et le risque d'exploration, comme avec un PSC (contrat de services avec risques), ou non (contrat d'assistance technique). Le contrat de service avec risques fonctionne de manière semblable à un PSC : en cas de découverte économiquement exploitable, la société nationale devient partenaire du projet. Avec le contrat d'assistance technique, la fonction de la compagnie pétrolière est quelque peu dénaturée, puisqu'elle n'intervient que comme simple prestataire de services. Dans un cas comme dans l'autre, la différence essentielle avec un PSC provient de ce que, en principe, la compagnie pétrolière est remboursée de ses coûts et rémunérée en devises, et non avec les hydrocarbures extraits du gisement. En pratique, le contrat de services prévoit souvent que la compagnie pétrolière peut acheter à l'État propriétaire une partie des hydrocarbures produits, à un prix préférentiel. Dans ce cas, la différence est extrêmement ténue entre un contrat de services avec risques et un PSC¹³⁴.

Un principe fondamental de tous ces nouveaux contrats est donc que les hydrocarbures produits sont la propriété de l'État, la part qui revient éventuellement à la compagnie pétrolière étant à mettre au compte du remboursement de ses coûts et de sa rémunération. Le prix de vente des hydrocarbures, ainsi que les recettes du projet d'exploration-production, constituent donc des variables fondamentales de l'échange par rapport auxquelles il n'existe pas d'asymétrie d'information entre l'État propriétaire et la compagnie pétrolière¹³⁵. La deuxième caractéristique importante est que très souvent, la société nationale est partenaire du projet en cas de découverte économiquement exploitable, à l'instar de ce que les PSC indonésiens prévoyaient dès 1966.

1.2.3.3.2 Des sociétés nationales ayant acquis une expertise technique

Or la vingtaine d'années pendant laquelle les sociétés nationales ont géré seules

¹³³ Taverne (1996, p. 163) relève que l'Égypte, l'Indonésie, la Libye, la Malaisie, le Nigeria, Oman, et Abu-Dhabi, ont ainsi transformé leur régime de concessions en contrats de partage de production.

¹³⁴ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 148.

¹³⁵ Notons que cette dernière est très certainement capable de se faire une idée précise du prix de vente, même si elle n'est pas impliquée directement dans les transactions associées.

l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures nationales, leur a permis d'acquérir au début des années 1990 une expertise technique qu'elles ne possédaient pas au début des années 1970. Pour cette raison, les asymétries d'information avec les compagnies pétrolières, aux sujet des différents paramètres technico-économiques du gisement exploité en commun, et en dernière analyse au sujet de son coût, sont très nettement réduites par rapport à ce qu'elles étaient à la veille des nationalisations. Ce sont par conséquent les inefficacités de la coordination contractuelle des projets d'exploration-production qui sont réduites. A la limite, elles disparaissent totalement si les sociétés nationales parviennent à obtenir la même qualité d'information que les compagnies pétrolières, car alors aucune ne se satisfera de ce que le projet n'aboutisse pas, si chacune a la conviction qu'il est profitable.

M. Boussena relève lui aussi cette meilleure capacité des États propriétaires, à connaître l'information caractéristique des projets d'exploration-production d'hydrocarbures, opérés en association entre les compagnies pétrolières et leurs sociétés nationales¹³⁶ : « Nul ne leur conteste plus, du moins formellement, la souveraineté sur les ressources pétrolières et ils disposent d'un instrument, la compagnie nationale, qui leur permet d'atténuer la trop forte "asymétrie d'information" qui caractérisait leurs relations avec les compagnies étrangères avant 1970. Alors que, dans le passé, les compagnies traitaient seulement avec des autorités souvent ignorantes des conditions concrètes de l'industrie pétrolière, elles doivent aujourd'hui négocier avec des partenaires ayant un minimum de connaissances et des objectifs plus complexes que la simple maximisation de la rente. ».

1.2.3.3.3 Un cofinancement des investissements

Ensuite, comme il a déjà été souligné précédemment à l'endroit des contrats de partage de production¹³⁷, le fait que la société nationale cofinance avec la compagnie pétrolière – en tant que partenaire du projet d'exploration-production – les investissements de développement du gisement d'hydrocarbures, constitue un mécanisme naturel de prévention de l'opportunisme dans la relation d'échange. Il est à la fois complémentaire et vraisemblablement plus efficace que les clauses d'arbitrage inscrites au contrat. En effet,

¹³⁶ Boussena, *ibid.*, p. 41.

¹³⁷ Cf. 1.1.2.2.2.

ces investissements sont classiquement caractérisés par un certain degré de spécificité par rapport à la relation nouée, et chaque partie s'expose à la perte de son otage – la fraction spécifique des investissements qu'elle a elle-même financés – si la relation vient à être rompue.

Il convient en outre de relever, que la spécificité des investissements d'exploration-production d'hydrocarbures est très certainement renforcée en phase de révolution technologique, par le caractère idiosyncrasique du savoir technologique qu'ils permettent de créer. Dandou¹³⁸ relève justement au sujet de l'accord signé en 1992 entre l'État algérien et Total, pour la production et le commercialisation de gaz de pétrole liquéfiés (GPL) sur le gisement gazier de Hamra, en association avec la société nationale Sonatrach, qu'il « [...] renforce les liens entre la compagnie nationale algérienne et Total [...]. Tout acte à l'encontre du projet se traduirait par un manque à gagner des deux côtés. »

1.2.3.3.4 Un rééquilibrage des pouvoirs de marchandage

Dans les nouveaux contrats d'exploration-production d'hydrocarbures liés au mouvement de réouverture des États propriétaires, les asymétries d'information sont donc réduites, et les investissements spécifiques partagés, entre les compagnies pétrolières et les sociétés nationales. Mais même si tel n'était pas le cas, les inefficacités transactionnelles engendrées par ces nouveaux contrats seraient réduites, *ceteris paribus*, par rapport à celles caractérisant les contrats de concession à la veille des nationalisations. En effet, les pouvoirs de marchandage relatifs des pays propriétaires et des compagnies pétrolières se sont nettement rééquilibrés, au début des années 1990, en comparaison avec la situation du début des années 1970 toute à l'avantage des premiers.

L'Algérie par exemple, dont les taux de redevance et d'imposition sur les bénéfices s'élevaient respectivement à 20% et 85% au moment des nationalisations, a réduit ces deux taux à respectivement 12,5% et 65% au début des années 1990, quand elle s'est réouverte aux investissements des compagnies pétrolières¹³⁹. Ce rééquilibrage en matière de pouvoirs de marchandage relatifs, engendre mécaniquement une diminution des inefficacités contractuelles¹⁴⁰.

¹³⁸ Dandou, *ibid.*, p. 147.

¹³⁹ Cf. par exemple Masseron, *ibid.*, p. 150.

¹⁴⁰ Cf. 1.1.2.

1.2.3.3.5 Les nouveaux contrats d'exploration-production

Enfin, les nouveaux contrats d'exploration-production d'hydrocarbures, exhibent des mécanismes de partage du surplus de l'échange beaucoup plus sophistiqués que les anciens. Ceux-ci permettent de remplir trois fonctions contractuelles canoniques :

- (i) révéler ce qu'il reste comme information privée, le cas échéant, aux compagnies pétrolières,
- (ii) ajuster la part du surplus qui revient à chaque partie au risque qu'elle consent à prendre,
- (iii) tout en incitant la compagnie pétrolière qui opère le projet, à produire un niveau d'effort qui aille dans le sens du plus grand intérêt commun.

Les exemples les plus intéressants de ce point de vue sont ceux des contrats de partage de production¹⁴¹, contenant des clauses d'indexation du taux de *Profit oil* sur différentes variables observables du projet.

1.2.3.3.5.1 Une meilleure révélation d'information

L'Angola prend une place croissante parmi les États propriétaires, depuis la découverte de gisements de pétrole très importants en offshore profond. Il a mis en œuvre dès 1986 un PSC, dont le taux de *Profit oil* qui revient à la compagnie pétrolière est dégressif en fonction de la production cumulée du gisement. Avec le premier contrat de ce type proposé par l'Angola, ce taux s'élève à 60% si la production cumulée du gisement est inférieure à 25 Mb, et tombe à 20% pour une quantité extraite supérieure¹⁴². Il s'agit typiquement d'un mécanisme de transfert non linéaire en deux parties, dont on sait qu'une de ses fonctions est de révéler l'information cachée de la partie qui effectue son choix entre les deux contrats.

Formellement, une compagnie pétrolière qui exploite un gisement dont le coût est faible, poussera sa production au-delà de la quantité seuil de 25 Mb, dans la mesure où avec un tel coût, le taux de *Profit oil* réduit de 20% lui procure quand même un profit pour l'unité produite supplémentaire à la marge. En revanche, il existe un niveau de coût du

¹⁴¹ Pour rappel, les PSC constituent la forme d'organisation dominante des projets d'exploration-production liés à la réouverture des États propriétaires ; cf. par exemple Masseron, *ibid.*, p. 150.

¹⁴² Cf. par exemple en Annexe B le graphique relatif à la pression fiscale de différents États propriétaires, en fonction des réserves prouvées du projet.

gisement au-dessus duquel produire ne serait-ce qu'un millier de baril supplémentaire, au-delà du seuil des 25 Mb, n'est pas profitable, car le taux de *Profit oil* réduit de 20% ne permet pas de rembourser le coût associé. Un tel contrat séparateur – révélateur d'information – permet de réduire les gaspillages économiques liés au fait que des petits gisements aux coûts élevés, mais néanmoins économiquement exploitables, ne sont pas entrepris, au seul motif que l'État propriétaire dispose à la fois d'une moins bonne information que la compagnie pétrolière, et d'un pouvoir de marchandage non négligeable.

1.2.3.3.5.2 Une meilleure répartition des risques

Un autre exemple est celui du Nigeria, qui a mis en œuvre au début des années 1990 un système de PSC dont les taux de *Cost stop* et de *Profit oil* s'ajustent, de façon à garantir une marge minimale de 2 \$/baril produit à la compagnie pétrolière, sur tout gisement économiquement exploitable.

Il s'agit là clairement d'un mécanisme d'assurance de la compagnie pétrolière, dont on peut comprendre formellement qu'il vise à satisfaire sa contrainte de participation au projet, quel que soit son degré d'aversion au risque¹⁴³. Il convient cependant de relever que la compagnie pétrolière n'en est pas moins incitée par les termes d'un tel contrat. Premièrement, elle demeure exposée au risque d'exploration. Deuxièmement, elle est créancière résiduelle, à travers la part de *Profit oil* qui lui revient, des gains de l'échange qu'engendrent ses efforts de productivité, chaque fois que le surplus du projet est supérieur à ce chiffre de 2 \$/baril produit.

On peut cependant s'interroger quant à l'efficacité de tels contrats, en matière de gestion des projets d'exploration-production dont le coût est élevé. En effet, l'État propriétaire sera conduit à refuser le développement d'un gisement, dont le coût ne permet de générer qu'un surplus inférieur à 2 \$/baril, bien qu'il soit économiquement exploitable. Mais concrètement, le Nigeria est un pays pétrolier où les coûts en développement des gisements sont faibles – guère plus de 6\$ / baril de réserves pour un petit gisement de 50 Mb¹⁴⁴. Ainsi, même dans un contexte de prix du pétrole bas (au-dessous de 15\$/baril), cette barre économique des 2\$/baril en termes de surplus est largement franchie, et les

¹⁴³ Si l'indice absolu d'aversion pour le risque de la compagnie pétrolière est infini, sa contrainte de participation consiste à obtenir un profit positif, même dans la pire configuration de l'environnement.

¹⁴⁴ Cf. Graphique N°3, 0.1.4.3.

inefficacités envisagées ci-dessus n'ont donc pas lieu d'être.

Ce mécanisme propre aux PSC du Nigeria vise donc en définitive à garantir à la compagnie pétrolière que les termes de partage du surplus du projet d'exploration-production – surplus qui, d'un point de vue statistique, a toutes les chances d'être supérieur à 2\$/baril – ne laisserons jamais la compagnie pétrolière avec une part de ce surplus inférieure à 2\$/baril. C'est donc l'État propriétaire qui endosse la majorité des risques – et du risque de prix en particulier – en acceptant une variabilité plus importante de la part du surplus du projet qui lui revient.

1.2.3.3.5.3 Les frontières de la technologie contractuelle

Enfin, plus récemment, la Malaisie a introduit un système de PSC dont le taux de *Profit oil* revenant à la compagnie pétrolière est dégressif en fonction du Taux de Rentabilité Interne du projet. On atteint là un degré de sophistication poussé en matière de technologie contractuelle, pour organiser les projets d'exploration-production entre les compagnies pétrolières et les États propriétaires.

Ceci vaut tout d'abord sur le plan informationnel, dans la mesure où la fiscalité pétrolière devient fondée sur les véritables critères de décision d'investissement des compagnies pétrolières. Que l'on se représente l'amélioration considérable que constitue le passage de l'accaparement par l'État propriétaire de la seule redevance de 10% sur la valeur de la production au Venezuela en 1922, à ces contrats de partage de production des années 1990 en Malaisie qui évaluent de TRI du projet afin d'effectuer le partage des richesses qu'il engendre. Les revenus que chaque partie tire de l'exploitation des ressources d'hydrocarbures sont aujourd'hui en bien meilleure adéquation avec la richesse réelle que cette exploitation engendre, et ce indépendamment de leurs pouvoirs de marchandage relatifs.

Mais ce Taux de Rentabilité Interne du projet d'exploration-production doit être, en tant que variable contractuelle, non seulement observable mais aussi vérifiable – au même titre qu'il aurait été important que le soit le coût du projet, ou le prix de vente des hydrocarbures, variables contractuelles plus simples propres aux contrats de concessions qui prévalaient avant les années 1970. Etant donné que les compagnies pétrolières étaient capables de tricher, il y a trente ans de cela, sur les annonces qu'elles faisaient aux États propriétaires au sujet des ces coûts et de ces prix de vente, n'est-il pas encore plus facile

pour elles de le faire aujourd'hui au sujet du TRI d'un projet, dont l'évaluation est bien plus complexe ?

En fait, il semble que la problématique doive être inversée. Dans le cas de la Malaisie, qui ne s'est pas fermée aux compagnies pétrolières dans les années 1970 alors que son potentiel en matière d'hydrocarbures commençait à se faire jour¹⁴⁵, et qui a adopté très tôt le système des contrats de partage de production imaginé par sa voisine l'Indonésie, la société nationale Petronas bénéficie aujourd'hui d'une longue expérience d'association avec les compagnies pétrolières¹⁴⁶. Elle a donc réalisé un processus d'apprentissage, qui lui permet aujourd'hui d'avoir une information de presque aussi bonne qualité que ses partenaires privés, au sujet des coûts d'un projet d'exploration-production – sur lesquels était basé le partage du surplus avec les anciens PSC.

Il est alors possible de comprendre que l'innovation contractuelle mise en œuvre en Malaisie lui permet d'enclencher le même processus d'apprentissage, par rapport cette fois-ci aux critères économiques de décision d'investissement des compagnies pétrolières, tels la Valeur Actuelle Nette, le Taux de Rentabilité Interne, l'Enrichissement Relatif en Capital, ou la Durée de Récupération du Capital¹⁴⁷. Il s'agit de pousser encore plus loin la réduction des différentiels d'information avec les compagnies pétrolières, par rapport aux variables clefs qui commandent la décision d'échange dans les projets d'exploration-production d'hydrocarbures, dans la mesure où cet objectif a d'ores et déjà été correctement atteint du point de vue des variables de base que sont les prix de vente et les coûts.

En termes de gestion du dilemme entre assurance et incitation, ce système de PSC instauré en Malaisie est encore une fois extrêmement sophistiqué. Il contient un mécanisme d'assurance en termes de TRI du projet, puisque la part du surplus du projet qui revient à la compagnie est importante si le TRI est faible, et vice-versa. Autrement dit, les compagnies pétrolières disposent là d'un contrat conçu pour les protéger contre une trop mauvaise rentabilité du capital investi, en cas de conditions d'environnement défavorables, dont l'État propriétaire accepte d'encaisser la majorité des risques.

¹⁴⁵ La Malaisie a commencé à produire des hydrocarbures en 1968 ; en 1973, sa production de pétrole s'élevait à 4,3 Mtep ; en 1989, elle s'élevait à 29,5 Mtep ; cf. Masseron, *ibid.*, p. 5.

¹⁴⁶ Petronas a été créée en 1974 ; une période de six mois a alors été fixée aux compagnies pétrolières (Shell et Exxon, pour l'essentiel), afin de transformer les contrats de concession en PSC ; c'est finalement en 1976 qu'un accord a été conclu ; cf. Kobrin, *ibid.*, p. 161.

¹⁴⁷ Cf. 0.1.4.

Néanmoins ces contrats contiennent aussi une incitation de la compagnie pétrolière à l'effort, puisque cette dernière est créancière résiduelle, à travers la part du *Profit oil* qui lui revient, des gains de l'échange qu'il engendre. Cette incitation est donc d'autant plus importante que le TRI du projet est faible, et au final l'État propriétaire, tout en offrant une garantie en matière de rentabilité de ses investissements à la compagnie pétrolière, s'assure aussi que la compagnie pétrolière fournira les efforts nécessaires pour que l'exploitation de ses ressources d'hydrocarbures se fasse dans de bonnes conditions économiques¹⁴⁸.

L'ensemble de cette analyse révèle donc que tous les facteurs transactionnels ont évolué, pendant la phase de révolution technologique, dans le sens d'une réduction des inefficacités contractuelles, en matière d'allocation des ressources dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. Elle corrobore le constat tiré de l'observation des faits empiriques, selon lequel la balance entre bénéfices statiques / coûts dynamiques propre à l'internalisation des projets d'exploration-production d'hydrocarbures est moins favorable, depuis le début des années 1990, que celle entre coûts statiques / bénéfices dynamiques attachée à une coordination contractuelle ouverte entre les pays propriétaires de ressources d'hydrocarbures et les compagnies pétrolières internationales. M. Bouhafs, PDG de Sonatrach, résume cette transformation des relations entre les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures et les compagnies pétrolières internationales¹⁴⁹ : « L'ère des concessions et des royalties, reflet d'une conception de domination dans les relations internationales, a fait place à celle du partenariat international et de l'ouverture souveraine des amonts nationaux ».

Conclusion

Le projet d'exploration-production d'hydrocarbures constitue, au vu de ses caractéristiques transactionnelles extrêmes, une relation d'échange impropre à être coordonnée sur un mode purement marchand. C'est la raison pour laquelle les compagnies pétrolières et les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures ont, de tout temps,

¹⁴⁸ Cf. par exemple en Annexe B le graphique relatif au différentiel de pression fiscale entre les projets d'exploration-production standards et ceux en offshore profond, pour différents États propriétaires.

noû des contrats pour la réalisation de ces projets.

Ces contrats, du type concession, n'engendraient que très peu d'inefficacités du point de vue de l'allocation des ressources dans l'industrie, du temps où les compagnies pétrolières la dominaient sans partage (1920-1960). Mais au seuil des années 1970, le renversement du rapport de forces en faveur des États propriétaires a provoqué l'apparition de gaspillages économiques de plus en plus importants dans les contrats de concession.

La plupart des gros États propriétaires – Arabie Saoudite, Koweït, Iran, Irak, Libye, Algérie, Venezuela – ont utilisé leur pouvoir de marchandage croissant pour en durcir les termes fiscaux, ce qui n'a fait qu'aggraver les gaspillages économiques. Tous ces États ont fini par nationaliser l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures, ce qui correspond à la mise en œuvre de la solution d'internalisation des projets d'exploration-production, et qui a réduit considérablement les inefficacités des relations contractuelles avec les compagnies pétrolières.

D'autres États propriétaires – l'Indonésie, la Malaisie, l'Égypte – ont préféré tirer profit de leur situation toujours plus favorable, pour imposer aux compagnies pétrolières une nouvelle forme contractuelle d'organisation de leur relations : les contrats de partage de production. Ceci a permis de réduire significativement les gaspillages économiques qui étaient engendrés avec les contrats de concession. Aucun de ces États n'a complètement nationalisé l'exploitation de ses ressources d'hydrocarbures.

Les compagnies pétrolières enclenchent la révolution technologique dans l'industrie dès les nationalisations du début des années 1970. Mais les sociétés nationales des États propriétaires qui ont opéré ces nationalisations restent en marge de cette révolution technologique, en raison du caractère prolifique de leurs ressources d'hydrocarbures, et du contexte de prix des hydrocarbures extrêmement favorable.

Cependant, les États propriétaires sont rattrapés et dépassés par l'impératif technologique dès le contre-choc pétrolier de 1986. Leur sociétés nationales ne peuvent pas rattraper le retard technologique énorme qui les sépare des compagnies pétrolières. Les États propriétaires se réouvrent ainsi, dès le début des années 1990, aux compagnies pétrolières qu'ils avaient chassées moins de vingt années plus tôt. Ceci leur permet d'importer leurs technologies de pointe, et leur sociétés nationales se donnent les moyens de devenir acteurs de la création de ces technologies, en coopérant avec les compagnies

¹⁴⁹ Cité par Sakhri, 2000, p. 5.

pétrolières sur les projets d'exploration-production.

CHAPITRE 2

LA RELATION DE SOUS-TRAITANCE EN EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES : DE LA QUASI-INTÉGRATION A LA COOPERATION TECHNOLOGIQUE

La deuxième relation nouée dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures à laquelle nous nous intéressons, sous l'angle des rapports qu'entretient son organisation industrielle avec l'accélération technologique, est celle entre les compagnies pétrolières internationales et leurs sous-traitants, les sociétés prestataires de services parapétroliers. Ces firmes nouent évidemment leurs relations dans le cadre du projet d'exploration-production d'hydrocarbures. Mais la définition des rôles que les unes et les autres y tiennent n'est pas aussi factuelle qu'elle l'était, quand il s'agissait d'étudier les relations entre les États propriétaires et les compagnies pétrolières.

La première question d'organisation industrielle qu'il convient donc de se poser est pourquoi les compagnies pétrolières et les sociétés parapétrolières coexistent dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. Ce sont alors leurs frontières respectives qui sont placées au centre de l'analyse. Cette première question en amène une seconde : comment les compagnies pétrolières et les sociétés parapétrolières organisent-elles leurs interactions dans les projets d'exploration-production d'hydrocarbures ?

Les réponses apportées à ces deux questions d'organisation industrielle se formulent dans des termes très différents, selon que l'on considère la phase de tranquillité technologique de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures (1920-1970), ou sa phase de révolution technologique (depuis 1970). Pour la première, elles conduisent à mettre en évidence une sujétion complète des sociétés prestataires de services parapétroliers vis-à-vis des compagnies pétrolières (Section 2.1). Pour la seconde, elles révèlent au contraire de véritables coopérations technologiques entre elles (Section 2.2).

2.1 LA SUJETION DES SOCIETES DE SERVICES PARAPETROLIERS AUX COMPAGNIES PETROLIERES

Pour la phase de tranquillité technologique, il convient de mobiliser l'approche statique de l'organisation industrielle, pour tenter de répondre aux deux questions centrales des frontières respectives des compagnies pétrolières et des sociétés de services parapétroliers, et des formes d'organisation industrielle sous lesquelles elles coordonnent leurs interactions dans les projets d'exploration-production d'hydrocarbures. Et c'est plus précisément la théorie des coûts de transactions qui doit permettre de répondre à la première de ces deux questions.

2.1.1 Une analyse transactionnelle des frontières respectives des compagnies pétrolières et des sociétés parapétrolières

L'exploration-production d'hydrocarbures est, comme il a été souligné, une activité économique assez extraordinaire à de nombreux égards¹. La complexité du projet d'exploration-production apparaît aussi au regard de l'ensemble des opérations qu'il nécessite. Ces multiples opérations doivent être appréhendées, pendant la phase de tranquillité technologique, sous leur dimension transactionnelle. Pour chacune d'elles se pose la question de la forme d'organisation industrielle adaptée, et c'est dans le cadre de cette problématique qu'est formulée une explication de la coexistence, dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, des compagnies pétrolières et des sociétés de services parapétroliers. Un premier travail consiste donc à recenser ces opérations / transactions sous-jacentes au projet d'exploration-production, et à les classifier à l'aide de la typologie proposée par la grille de lecture transactionnelle².

2.1.1.1 Recensement des opérations sous-jacentes au projet d'exploration-production

La complexité du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, relevée ci-dessus, est bien évidemment allée croissante au fur et à mesure des développements

¹ Cf. 0.1.

technologiques qu'a connus l'industrie. Le « colonel » Drake, lorsqu'il fait jaillir le premier puits de pétrole foré à 23 mètres de profondeur en 1859, utilise une technologie extrêmement rudimentaire : aucune technique particulière n'est mobilisée pour décider de l'emplacement du forage, ni pour étudier la nature et la structure du sous-sol traversé, les hydrocarbures produits ne le sont que grâce à leur remontée spontanée sous l'effet de la pression du gisement, le pétrole est récupéré en tête de puits au fil de son écoulement, etc. Puis les différentes technologies sont progressivement améliorées, à un rythme modéré et irrégulier d'abord (phase de tranquillité technologique), et ensuite de manière permanente et fortement soutenue à partir des années 1970 (phase de révolution technologique)³. Cependant, les grands principes technologiques qui structurent aujourd'hui encore tout projet d'exploration-production d'hydrocarbures sont déjà établis au moment de la seconde guerre mondiale.

2.1.1.1.1 Les grands principes technologiques

Il s'agit d'abord de compléter la seule recherche d'indices géologiques de surface par des données géophysiques (sub-surface) pour évaluer le potentiel de la zone considérée en ressources d'hydrocarbures, et le cas échéant pour décider de l'emplacement des puits. Si la gravimétrie, la magnétométrie et la sismique réfraction sont ainsi utilisées dès les années 1920 pour obtenir des informations sur la nature et la structure du sous-sol, c'est la sismique réflexion qui acquiert, à partir des années 1940, ses lettres de noblesse. Elle devient rapidement la méthode reine de l'exploration⁴. Ces technologies géophysiques appellent trois types d'opérations distinctes. Il s'agit d'abord d'acquérir les données sur le terrain. Il faut ensuite traiter ces données, ce qui consiste à formater les signaux enregistrés afin qu'ils puissent être lus par les différents experts géologues et géophysiciens. C'est à ces derniers qu'il revient enfin d'interpréter ces données, c'est-à-dire *in fine* de proposer une estimation du potentiel de la zone en ressources d'hydrocarbures. Cette interprétation contribue aussi à décider, le cas échéant, de l'emplacement des puits.

Deuxième grand principe technologique du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, le *rotary rig* est inventé au tout début du siècle, et s'impose

² Cf. Première partie, 1.2.3.

³ Cf. 0.2.

⁴ Cf. Perrodon, *ibid.*, p. 14.

progressivement comme la meilleure technique de forage de puits. Il s'agit d'entraîner à l'aide d'une table de rotation mise en mouvement par un moteur, une tige de forage au bout de laquelle est fixé un outil de forage (*drill bit*) qui creuse la roche⁵. Si plusieurs innovations sont mises en œuvre par la suite pour améliorer les performances du forage – coffrage des puits (*casing*), utilisation de boues de forages (*mud*) pour débiter le puits des débris de roches et équilibrer la pression en fond de puits, etc. – c'est en venant se greffer de manière complémentaire sur la technique de base du *rotary rig*, dont la supériorité est acquise au moment de la seconde guerre mondiale.

Enfin, troisième grand principe technologique du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, les techniques de diagraphies, inventées par les frères Schlumberger, apparaissent dans les années 1930. Elles permettent de recueillir, par l'intermédiaire d'une sonde envoyée dans le puits, des données physiques relatives au sous-sol traversé par un forage : température, pression, nature et porosité de la roche, résistivité électrique pour déterminer le *oil / water ratio* (rapport de la quantité de pétrole à la quantité d'eau dans la roche), etc. Toutes ces données permettent d'obtenir, après traitement et interprétation, une image du sous-sol à l'emplacement et à proximité du forage, et viennent compléter et enrichir de manière précieuse les informations géophysiques obtenues par la sismique. On comprend ainsi que la diagraphie se soit, elle aussi, progressivement imposée comme une technique incontournable dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures.

2.1.1.1.2 Le choix du niveau de détail

Cette analyse préalable, associée à la description détaillée du projet d'exploration-production d'hydrocarbures conduite précédemment⁶, permet d'obtenir un premier recensement des grandes d'opérations standards qu'implique un tel projet. Il serait bien sûr possible d'entrer davantage dans le détail de chacune de ces opérations, et de considérer par exemple que le forage d'un puits requiert d'utiliser un derrick, mais aussi des outils de forage, des *casing* (coffrage de puits) et des têtes de puits, de même que d'autres consommables comme les boues de forage, du ciment, du fioul, qu'il faut du personnel pour conduire chaque opération, qu'il faut préparer le site de forage avec des engins de chantier, construire des voies d'accès pour transporter le matériel et le personnel, que la

⁵ Cf. graphique correspondant en Annexe F.

⁶ Cf. 0.1.

rupture éventuelle de la tige de forage requiert une opération spéciale qui consiste à aller pêcher l'outil de forage (*drill-bit fishing*), etc.⁷.

Une telle démarche, si elle peut paraître séduisante parce que davantage exhaustive, pose néanmoins deux types de problèmes. Premièrement, celui du niveau de détail auquel il convient de s'arrêter, étant donné qu'il est encore possible de diviser en plusieurs opérations chacune de celles identifiées ci-dessus ; le risque est alors important de ne plus obtenir aucun résultat clair à force de détail. Mais surtout, c'est l'homogénéité dans le temps des opérations recensées qui serait rompue. En effet, si les grandes catégories d'opérations conduites dans le projet d'exploration-production, qui viennent d'être mises à jour, restent invariantes de la seconde guerre mondiale à nos jours, ce n'est plus le cas quand on entre dans le détail des sous-catégories qui les composent.

2.1.1.1.3 Les quinze principales opérations industrielles

Le tableau ci-dessous propose un recensement des quinze principales opérations industrielles qui, depuis la seconde guerre mondiale environ, sont conduites sur tout projet d'exploration-production d'hydrocarbures :

⁷ Cf. l'organigramme des activités parapétrolières, en Annexe D.

Tableau N°9 : LES QUINZE PRINCIPALES OPERATIONS INDUSTRIELLES DU PROJET D'EXPLORATION-PRODUCTION

ACQUISITION DES DROITS MINIERS	EXPLORATION / DELINEATION							DEVELOPPEMENT					PRODUCTION	
	Géologie	Géophysique			Forage			Etude	Construction		Forage	Exploitation		
Evaluation géologique	Etude géologique de surface	Acquisition des données	Traitement des données	Interprétation des données	Elaboration du programme / emplacement des puits	Réalisation des forages	Réalisation des diagraphies / tests de puits	Elaboration du schéma de développement	Construction des infrastructures de production (surface)	Construction des infrastructures de transport	Réalisation des forages et équipement des puits	Réalisation des diagraphies / tests de puits	Opérations de pompage, injection, séparation, traitement, stockage	Opérations d'entretien et de maintenance
Opération n°1	n°2	n°3	n°4	n°5	n°6	n°7	n°8	n°9	n°10	n°11	n°12	n°13	n°14	n°15

Il convient à présent d'évaluer les caractéristiques transactionnelles de ces différentes opérations constitutives du projet d'exploration-production d'hydrocarbures.

2.1.1.2 Classification des opérations sous-jacentes au projet d'exploration-production

Dans un travail visant à mettre la problématique théorique de l'intégration verticale à la portée du praticien, Crémer⁸ commence par préciser que « le problème qui se pose à une entreprise n'est pas de savoir s'il est désirable d'intégrer un ensemble d'activités mais de déterminer l'étendue optimale de cette intégration. » La théorie des coûts de transactions vise en effet à expliquer lesquelles, parmi les opérations recensées ci-dessus, seront entreprises par la compagnie pétrolière, et lesquelles verront au contraire leur réalisation confiée à une société prestataire de services parapétroliers.

2.1.1.2.1 L'alternative faire faire / faire soi-même

Dans l'environnement technologiquement stable caractéristique de la phase de

tranquillité technologique, la compagnie pétrolière est réputée trancher cette alternative, pour chaque opération, à l'aune des coûts et inefficacités qu'engendrent l'une et l'autre de ces deux formes d'organisation industrielle. « L'intégration verticale est choisie quand elle est préférable aux autres modes de gestion des transactions : relations de marché et relations contractuelles »⁹. Ainsi, la compagnie pétrolière doit faire elle-même les opérations du projet d'exploration-production pour lesquelles une coordination marchande à l'extérieur de ses frontières serait trop coûteuse et inefficace, et faire faire par les sociétés parapétrolières les opérations qui engendrent ainsi des coûts et des inefficacités moindres, que ceux qu'entraînerait une gestion interne.

D'après les premiers travaux de Williamson¹⁰, le tracé des frontières respectives des compagnies pétrolières et des sociétés parapétrolières, défini de la sorte, dépend de trois caractéristiques transactionnelles clés des différentes opérations considérées : la spécificité des actifs qui y sont mis en œuvre, l'incertitude relative aux différentes variables de l'échange, et la fréquence à laquelle les parties ont recours à l'opération. Dans un deuxième temps, Williamson¹¹ reconsidère sensiblement son analyse, en affirmant que la décision d'internalisation dépend en dernier ressort de la spécificité des actifs mis en œuvre dans chaque opération, sans laquelle les conditions d'incertitude et de fréquence de la transaction ne posent pas de problème majeur dans l'échange¹².

2.1.1.2.2 Une revue des travaux empiriques

De nombreux travaux empiriques se sont déjà attachés à évaluer la portée de la théorie des coûts de transactions, dans des industries différentes de l'exploration-production d'hydrocarbures¹³.

On trouve parmi les plus cités ceux de Joskow¹⁴, qui étudient la forme d'organisation industrielle qui prévaut, aux Etats-Unis, entre les producteurs de charbon, et les consommateurs de charbon que sont les producteurs / distributeurs d'électricité utilisant des centrales à charbon. Ces travaux produisent des résultats conformes à ce que prédit la

⁸ Crémer, 1995, p. 196.

⁹ Crémer, *ibid.*, p. 199.

¹⁰ Williamson, 1975.

¹¹ Williamson, 1985.

¹² Cf. Première partie, 1.2.3.

¹³ Cf. le recensement de Williamson (*ibid.*, p. 104), ainsi que celui de Joskow (1991).

¹⁴ Joskow, 1985, 1987.

théorie des coûts de transactions. Dans l'est des Etats-Unis, il existe de nombreuses petites mines de charbon en profondeur¹⁵, de nombreux producteurs d'électricité, et des moyens de transport du charbon développés et compétitifs (chemin de fer, péniche). En outre, la qualité assez homogène du charbon ne requiert pas de chaudières spécialisées dans les centrales électriques. Tous les actifs mis en jeu dans cette filière sont ainsi faiblement spécifiques, moyennant quoi peu d'inefficacités sont susceptibles de se produire dans le cours de transactions marchandes, entre les producteurs de charbon et les producteurs d'électricité. Joskow trouve effectivement que dans l'est des Etats-Unis, de nombreux échanges de charbon se font sur des marchés au comptant, et que le solde est organisé par des contrats de courte durée.

Au contraire, dans l'ouest des Etats-Unis, il y a un nombre réduit de mines de charbon de grande taille¹⁶, et les possibilités de transport du charbon sont limitées. De plus, les qualités de charbons sont hétérogènes d'une mine à l'autre, alors que dans le même temps, une chaudière de centrale électrique adaptée à l'une ne peut pas être facilement convertie pour en brûler une autre. Pour toutes ces raisons, les investissements consentis par un producteur de charbon et un producteur d'électricité sont spécifiques à la relation qu'ils nouent, c'est-à-dire qu'ils ne peuvent pas être redéployés vers un autre usage sans coût supplémentaire, ou perte de valeur. Des inefficacités importantes peuvent alors survenir si les deux parties coordonnent leur relation sur un mode exclusivement marchand. Joskow relève effectivement que le marché de charbon au comptant est *quasi* inexistant dans l'ouest des Etats-Unis, et que les producteurs de charbon et ceux d'électricité, sans être verticalement intégrés, sont liés par des contrats à long terme très rigides.

Klein, Crawford et Alchian¹⁷ étudient avec le même arsenal théorique l'histoire, dans les débuts de l'industrie automobile, de l'acquisition en 1926 du fournisseur de carrosseries Fisher Body, par le constructeur General Motors. Ils soulignent le rôle important joué dans cette intégration par la spécificité de l'actif possédé par Fisher Body, qu'est la matrice des carrosseries métalliques dédiée au modèle vendu par General Motors. Mais simultanément, ils invoquent dans l'analyse l'incertitude qui régnait sur le marché américain de l'automobile (la demande a crû beaucoup plus fortement que les partenaires

¹⁵ Elles sont caractérisées par des économies d'échelle faibles.

¹⁶ Ce sont des mines à ciel ouvert caractérisées par des économies d'échelle importantes.

ne l'avaient prévu) pour expliquer l'échec d'un contrat signé dans un premier temps entre les deux parties, destiné à garantir Fisher Body contre le risque d'expropriation de ses investissements par General Motors. C'est cet échec qui a finalement décidé General Motors à prendre le contrôle de l'intégralité du capital de son fournisseur de carrosseries.

Dans une optique plus large et aussi plus proche de celle qui nous occupe ici, Monteverde et Teece¹⁸ s'intéressent aux différents modes d'approvisionnement en pièces détachées des constructeurs automobiles, aux Etats-Unis. Dans l'objectif d'élucider les raisons pour lesquelles certaines pièces sont achetées à des fournisseurs, alors que d'autres sont fabriquées en interne, les auteurs testent en particulier le caractère explicatif des variables suivantes :

- (i) la pièce est-elle conçue spécifiquement pour le constructeur considéré ?
- (ii) peut-elle être obtenue rapidement et dans les mêmes conditions (prix, qualité) auprès d'autres fournisseurs ?
- (iii) une coordination précise est-elle requise dans le processus de production, au moment où la pièce est insérée dans l'automobile ?

Leurs résultats confirment l'importance de la variable de spécificité, au regard de la décision d'internalisation. Avec une méthode similaire, Masten¹⁹ trouve des résultats analogues dans le domaine de l'industrie aérospatiale.

2.1.1.2.3 La méthode retenue

Un test empirique simple est conduit ici, dans l'esprit des deux derniers travaux recensés. Il vise à évaluer le pouvoir explicatif de la théorie des coûts de transactions dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, au regard des frontières respectives des compagnies pétrolières et des sociétés parapétrolières, en phase de tranquillité technologique. Il est donc nécessaire de commencer par estimer qualitativement, pour les quinze opérations standards du projet d'exploration-production recensées ci-dessus, les sept variables transactionnelles suivantes :

- *durée* : la durée de l'opération,
- *fréque* : la fréquence à laquelle elle est mobilisée dans le projet,

¹⁷ Klein, Crawford & Alchian, 1978, p. 308-310.

¹⁸ Monteverde & Teece, 1982.

¹⁹ Masten, 1984.

- *aléacoût* : l'incertitude qui caractérise son coût pour celui qui la réalise,
- *aléaval* : l'incertitude qui caractérise sa valeur pour celui qui en bénéficie,
- *asym* : l'asymétrie d'information qui existe entre eux quant au coût ou à la valeur de l'opération,
- *spécif* : la spécificité des investissements qui sont requis pour la réaliser,
- *invest* : l'importance de ces investissements.

Trois niveaux sont retenus pour chacune de ces variables :

- + pour une valeur nulle ou faible,
- ++ pour une valeur moyenne,
- +++ pour une valeur forte.

Les variables de durée et de fréquence (*durée* et *fréqu*) ont pour objectif de mesurer la probabilité d'occurrence d'inefficacités dans l'échange, quand les autres variables s'y prêtent. Par exemple, si une incertitude importante caractérise le coût ou la valeur de l'opération (*aléacoût* et *aléaval*), alors les règles qui régissent l'échange marchand risquent de ne pas résister à des vellétés de renégociation, *ex post*, du prix d'échange. De même, si des asymétries d'information existent entre le prestataire et le bénéficiaire de l'opération (*asym*), alors ils risquent de ne pas parvenir à un accord, *ex ante*, sur le prix d'échange (information cachée), ou le prestataire risque de tricher sur l'effort ou la qualité qu'il fournit (action cachée).

Mais ces problèmes informationnels n'engendrent pas trop d'inefficacités, ou peuvent être remédiés en rédigeant un contrat, si l'environnement de la transaction est concurrentiel. Tel n'est pas le cas si l'actif qui est requis pour pouvoir réaliser l'opération lui est spécifique (*spécif*), c'est-à-dire s'il ne peut pas être redéployé vers un autre usage sans coût prohibitif pour le prestataire de l'opération, ou si son bénéficiaire ne peut pas recourir à un actif de substitution sans perte de valeur importante. Ceci étant dit, la valeur de l'actif, ou plus précisément le coût de son amortissement unitaire dans l'opération considérée (*invest*), doit aussi être pris en considération pour évaluer la véritable hauteur de la barrière à la sortie, qui enferme prestataire et bénéficiaire dans leur relation, et les isole de la concurrence.

2.1.1.2.4 L'évaluation des variables transactionnelles

Un certain nombre de variables transactionnelles citées ci-dessus ont déjà été étudiées en détail précédemment²⁰. Elles n'appellent pas de discussion supplémentaire, et il sera possible de les rappeler de manière factuelle. D'autres en revanche, comme les asymétries d'information et la spécificité des actifs, appellent un travail supplémentaire, quelque peu fastidieux, mais nécessaire pour conduire le test empirique que nous nous sommes fixé comme objectif. Afin d'éviter un caractère trop répétitif, ce travail est conduit variable par variable, et non en suivant le déroulement logique des opérations.

2.1.1.2.4.1 La durée des opérations

Considérons la variable de durée de l'opération, pour chacune des quinze opérations industrielles principales du projet d'exploration-production²¹ :

- *durée1*= + : l'évaluation géologique de la zone dont il s'agit d'acquérir les droits miniers dure typiquement une semaine²²,
- *durée2*= ++ : l'étude géologique de surface dure typiquement un mois,
- *durée3*= +++ : l'acquisition des données sismiques dure typiquement plusieurs mois,
- *durée4*= ++ : le traitement des données sismiques dure typiquement un mois,
- *durée5*= ++ : l'interprétation des données sismiques dure typiquement un mois,
- *durée6*= ++ : l'élaboration du programme de forages et de définition de l'emplacement des puits dure typiquement un mois,
- *durée7*= ++ : la réalisation d'un forage d'exploration dure typiquement un mois,
- *durée8*= + : la réalisation de diagraphies, et en cas de découverte d'un gisement celle de tests du puits, dure typiquement moins d'une semaine,
- *durée9*= +++ : l'élaboration du schéma de développement dure typiquement un an,
- *durée10*= +++ : la construction des infrastructures de production de surface dure typiquement plusieurs mois,
- *durée11*= +++ : la construction, le cas échéant, des infrastructures de transport des hydrocarbures, dure typiquement plusieurs mois,

²⁰ Cf. 0.1.

²¹ Cf. 2.1.1.1.3.

- *durée12*= ++ : la réalisation d'un forage de développement dure typiquement un mois,
- *durée13*= + : la réalisation de diagraphies et de tests du puits dure typiquement moins d'une semaine,
- *durée14*= + : les opérations de pompage, injection, séparation, stockage et évacuation des hydrocarbures sont continues, ce qui peut revenir à considérer que leur durée est brève mais leur fréquence importante (cf. *infra*),
- *durée15*= + : *idem* pour les opérations d'entretien et de maintenance.

2.1.1.2.4.2 La fréquence des opérations

Passons maintenant à la variable de fréquence de chaque opération :

- *fréq1*= + : l'évaluation géologique de la zone n'est requise qu'une fois dans le projet,
- *fréq2*= + : l'étude géologique de surface n'est requise qu'une fois dans le projet,
- *fréq3*= + : l'acquisition des données sismiques n'est réalisée qu'une fois dans le projet, voire deux si quelques travaux supplémentaires sont requis pour la délinéation d'une découverte,
- *fréq4*= + : le traitement des données sismiques est réalisé à la même fréquence que leur acquisition,
- *fréq5*= + : l'interprétation des données sismiques est réalisée à la même fréquence que leur acquisition et leur traitement,
- *fréq6*= ++ : l'élaboration du programme de forages et de définition de l'emplacement des puits est requise après chaque puits d'exploration de la dizaine qui est classiquement forée, puisque chacun apporte des informations nouvelles, qui doivent être prises en compte pour déterminer l'emplacement du puits suivant,
- *fréq7*= ++ : une dizaine de forages d'exploration est classiquement réalisée sur un projet d'exploration-production,
- *fréq8*= ++ : la réalisation de diagraphies, et le cas échéant de tests de puits, est requise pour chaque forage d'exploration de la dizaine qui est réalisée,
- *fréq9*= + : l'élaboration du schéma de développement n'est requise qu'une fois dans le projet,

²² Etant données la variabilité importante qui peut caractériser, à de nombreux égards, les projets d'exploration-production, et l'évaluation des variables au moyen de trois niveaux discrets, une part d'interprétation est requise, et l'évaluation de certaines variables peut prêter à discussion.

- *fréqui10*= + : la construction des infrastructures de production n'est requise qu'une fois dans le projet,
- *fréqui11*= + : la construction, le cas échéant, des infrastructures de transport, n'est requise qu'une fois dans le projet,
- *fréqui12*= +++ : plusieurs dizaines de forages de développement sont classiquement réalisées sur un projet d'exploration-production,
- *fréqui13*= +++ : la réalisation de diagraphies et de tests de puits est requise pour chaque forage de développement, des quelques dizaines qui sont réalisées,
- *fréqui14*= +++ : les opérations de pompage, injection, séparation, stockage et évacuation des hydrocarbures sont continues, soit extrêmement fréquentes,
- *fréqui15*= +++ : les opérations d'entretien et de maintenance sont elles aussi très fréquentes.

2.1.1.2.4.3 La spécificité des actifs mobilisés dans les opérations

Identifions à présent les actifs qui sont mobilisés dans chaque opération, afin d'évaluer leur spécificité :

- *spécif1*= +++ : c'est essentiellement un actif humain, le géologue, qui est mobilisé pour conduire l'évaluation géologique de la zone ; ces géologues sont souvent de grands spécialistes, qui ont une connaissance approfondie d'un ou quelques bassins sédimentaires du globe ; ils sont en général jalousement choyés par les compagnies pétrolières qui les emploient, avec lesquelles une forte relation de confiance les lie, au-delà d'un simple contrat de travail ; il est clair qu'une compagnie pétrolière accorderait beaucoup moins de crédit à l'avis d'un expert extérieur, et l'actif humain qu'est le géologue « maison » est en cela caractérisé par une spécificité très importante,
- *spécif2*= +++ : l'étude géologique de surface est réalisée par une équipe de géologues, actif humain hautement spécifique comme relevé ci-dessus,
- *spécif3*= ++ : les actifs mis en jeu pour l'acquisition des données sismiques sont matériels : il s'agit des appareils émetteurs, récepteurs et enregistreurs d'ondes sismiques, et des véhicules (camion à terre, bateau en mer) à bord desquels ils sont embarqués ; ils sont parfaitement génériques, mais il est possible de leur attribuer une spécificité moyenne vis-à-vis du projet d'exploration-production considéré, en raison du coût de leur transport sur zone,

- *spécif4*= + : le traitement des données sismiques est réalisé par des ingénieurs de traitement des signaux, progressivement assistés d'outils informatiques ; ils constituent un actif parfaitement générique, qu'il n'est en outre pas nécessaire de transporter sur zone,
- *spécif5*= +++ : l'interprétation des données sismiques est réalisée par une équipe de géologues et de géophysiciens ; ici encore, une grande confiance doit régner entre la compagnie pétrolière et les spécialistes qui effectuent ce travail, une part importante étant laissée à leur interprétation subjective des données ; une compagnie pétrolière n'accorderait qu'un crédit limité aux interprétations d'experts extérieurs, ce qui signifie que l'actif humain mobilisé pour interpréter les données sismiques est très spécifique,
- *spécif6*= +++ : l'élaboration du programme de forages et de définition de l'emplacement des puits est réalisée par les mêmes spécialistes géologues et géophysiciens, assistés en cas de découverte d'ingénieurs réservoir ; cet actif humain est très spécifique à l'opération,
- *spécif7*= ++ : l'actif principal mobilisé pour réaliser les forages d'exploration est l'appareil de forage ; il est parfaitement générique, mais son coût de transport sur site lui confère une spécificité moyenne,
- *spécif8*= + : la réalisation de diagraphies, et le cas échéant de tests de puits, est réalisée grâce à différents appareils (sonde, câble, autres appareils de mesure) ; ils constituent un actif parfaitement générique, et peu coûteux à transporter sur site,
- *spécif9*= +++ : l'élaboration du schéma de développement mobilise tout un ensemble de spécialistes qui doivent travailler en coordination étroite : géologues et géophysiciens, mais aussi ingénieurs réservoir, ingénieurs de construction, de procédé, ingénieurs économistes ; chaque gisement possède ses caractéristiques propres, et ces différents spécialistes deviennent rapidement spécifiques à celui dont ils doivent élaborer le plan de développement ; ils deviennent en outre spécifiques les uns par rapport aux autres, l'actif constitué par l'ensemble de l'équipe du projet n'étant pas réductible à la somme des actifs individuels ; en résumé, l'actif humain requis pour élaborer le plan de développement du projet d'exploration-production d'hydrocarbures est très fortement spécifique à ce projet,

- *spécif10*= + : la construction des infrastructures de production mobilise un actif physique, composé de l'ensemble des matériels et outillages de construction ; il est parfaitement générique, et transportable sur site à moindre coût,
- *spécif11*= ++ : la construction, le cas échéant, des infrastructures de transport, requiert des engins de chantiers et autres matériels de construction ; si cet actif est parfaitement générique, il convient néanmoins de tenir compte du coût de son transport vers le site considéré, qui lui confère une spécificité moyenne,
- *spécif12*= ++ : on a vu ci-dessus que l'appareil de forage est moyennement spécifique au projet considéré, en raison du coût de son transport sur site ; en mer, les forages de développement sont réalisés à partir des différentes plates-formes de production, qui sont quant à elles construites sur mesure pour le projet ; mais les projets offshore sont peu nombreux en phase de tranquillité technologique de l'industrie²³, et les rares qu'il est possible de recenser sont entrepris par des hauteurs d'eau faibles (quelques dizaines de mètres), à proximité des côtes ; les infrastructures de production sont alors localisées à terre, et les appareils de forage utilisés pour le développement sont dans ce cas parfaitement génériques,
- *spécif13*= + : les différents appareils (sonde, câble, autres appareils de mesure) mobilisés pour la réalisation des diagraphies et des tests de puits constituent un actif parfaitement générique, et peu coûteux à transporter sur site,
- *spécif14*= +++ : l'actif requis pour réaliser les opérations de pompage, injection, séparation, stockage et évacuation des hydrocarbures, est constitué par les infrastructures de production de surface, celles de transport, ainsi que les différents puits producteurs ; il est évidemment hautement spécifique au projet considéré,
- *spécif15*= + : les opérations d'entretien et de maintenance nécessitent du matériel qui n'est en rien spécifique au projet considéré, ni coûteux à transporter sur site.

2.1.1.2.4.4 Le coût d'amortissement des actifs mobilisés dans les opérations

Mais il convient de compléter cette mesure de la spécificité des différents actifs, par une évaluation de leur coût d'amortissement unitaire dans l'opération pour laquelle ils sont mobilisés :

²³ Cf. le graphique relatif à l'évolution du pétrole marin, en Annexe E.

- *invest1*=+ : l'évaluation géologique de la zone requiert *grosso modo* un salaire mensuel de géologue (salaire considéré comme un investissement en ressources humaines),
- *invest2*=++ : l'étude géologique de surface nécessite un investissement moyen, composé de plusieurs salaires mensuels de géologues, du coût d'amortissement des moyens de transport²⁴ (avion pour les photographies aériennes, véhicule tout terrain pour se rendre sur site),
- *invest3*=++ : les appareils mobilisés pour l'acquisition des données sismiques sont sophistiqués et coûteux, de même que les moyens de transport à bord desquels ils sont embarqués ; le coût d'amortissement de cet actif sur une campagne sismique est moyen,
- *invest4*=+ : les salaires mensuels des ingénieurs et le coût d'amortissement du matériel informatique requis pour traiter les données sismiques sont modérés,
- *invest5*=+ : l'interprétation des données sismiques requiert quelques salaires mensuels de géologues et de géophysiciens,
- *invest6*=+ : *idem* pour l'élaboration du programme de forages et la définition de l'emplacement des puits,
- *invest7*=+++ : le coût d'amortissement de l'appareil de forage est très important, puisqu'il représente entre 30 et 40% du coût total du forage²⁵, soit quelques millions de dollars pour chaque puits,
- *invest8*=+ : les appareils mobilisés pour réaliser les diagraphies et les tests de puits sont sophistiqués, mais leur coût d'amortissement sur une opération est faible,
- *invest9*=++ : l'élaboration du schéma de développement mobilise un grand nombre de spécialistes pendant une durée importante, ce qui confère une valeur moyenne à l'amortissement des investissements requis en ressources humaines,
- *invest10*=+++ : la construction des infrastructures de production entraîne des chantiers de grande dimension sur une longue durée, ce qui confère une valeur importante au coût d'amortissement des différents outils et matériels de construction,
- *invest11*=+++ : *idem* pour la construction, le cas échéant, des infrastructures de transport,

²⁴ Masseron (ibid., p. 109) relève qu'une équipe de géologie peut coûter de 70 à 200 k\$/mois.

²⁵ Cf. par exemple Masseron, ibid., p. 118.

- *invest12*= +++ : le coût d'amortissement des appareils de forage est très important, de l'ordre de quelques millions de dollars pour chaque puits (cf. *supra*),
- *invest13*= + : le coût d'amortissement unitaire, des appareils mobilisés pour la réalisation des diagraphies et des tests de puits, est faible (cf. *supra*),
- *invest14*= +++ : le coût d'amortissement unitaire des actifs de production est très important, de l'ordre de 4\$ / bep de réserves prouvées²⁶,
- *invest15*= + : les opérations d'entretien et de maintenance nécessitent du matériel qui n'est pas coûteux en termes d'amortissement unitaire.

2.1.1.2.4.5 L'incertitude relative au coût des opérations

Il faut enfin étudier les variables informationnelles relatives aux différentes opérations, en commençant par l'incertitude relative au coût de l'opération pour son prestataire :

- *aléacoût1*= + : une incertitude très faible pèse sur le salaire mensuel du géologue qui réalise l'évaluation géologique de la zone,
- *aléacoût2*= + : *idem* pour les salaires mensuels des géologues qui conduisent l'étude géologique de surface, et les coûts des différents moyens de transport,
- *aléacoût3*= ++ : l'acquisition des données sismiques est une opération de terrain de grande ampleur ; elle est en cela soumise à un aléa moyen irréductible quant à ses coûts,
- *aléacoût4*= + : une incertitude très faible pèse sur les salaires mensuels des ingénieurs et sur les autres coûts encourus pour le traitement des données sismiques,
- *aléacoût5*= + : *idem* pour les salaires mensuels des géologues et des géophysiciens qui interprètent les données sismiques,
- *aléacoût6*= + : *idem* quand ces spécialistes sont mobilisés pour élaborer le programme de forages et définir l'emplacement des puits,
- *aléacoût7*= +++ : l'incertitude relative au coût d'un forage d'exploration est importante ; il est en effet difficile d'estimer *a priori* son rythme de progression (l'avancement journalier en m/jour) ; la nature et la structure du terrain n'est pas connue, et différents types d'incidents sont susceptibles de se produire – rupture d'une tige de forage, perte de l'outil, etc. –, qui contribuent à rallonger significativement la durée d'immobilisation de l'appareil de forage, et à augmenter le coût associé,

- *aléacoût*₈ = + : une incertitude faible caractérise le coût de réalisation des diagraphies et des tests de puits,
- *aléacoût*₉ = ++ : l'incertitude relative au coût de l'élaboration du schéma de développement, est principalement liée à celle qui caractérise la durée nécessitée par cette opération ; on peut la caractériser comme moyenne, au vu de la complexité de la coordination requise,
- *aléacoût*₁₀ = ++ : l'ampleur et la difficulté des opérations conduites sur les chantiers de construction des infrastructures de production, confère une incertitude moyenne au coût associé,
- *aléacoût*₁₁ = ++ : *idem* pour l'incertitude relative au coût de construction, le cas échéant, des infrastructures de transport,
- *aléacoût*₁₂ = ++ : le coût d'un forage de développement est risqué, pour les raisons évoquées ci-dessus dans le cas d'un forage d'exploration ; mais le sous-sol est mieux connu, et l'incertitude relative à ce coût est donc réduite,
- *aléacoût*₁₃ = + : une incertitude faible caractérise le coût de réalisation des diagraphies et des tests de puits,
- *aléacoût*₁₄ = + : l'incertitude quant au coût des différentes opérations de production est moyenne au début de la phase de production, mais s'affaiblit au fur et à mesure de la production, qui procure une meilleure connaissance du gisement,
- *aléacoût*₁₅ = + : une incertitude faible caractérise le coût d'entretien et de maintenance des installations de production.

2.1.1.2.4.6 L'incertitude relative à la valeur des opérations

Estimons à présent l'incertitude relative à la valeur de l'opération pour son bénéficiaire, qu'est la compagnie pétrolière. Il s'agit alors de se demander s'il existe une différence entre le prix maximum qu'elle est prête à payer, *ex ante*, pour l'opération, et le prix maximum qu'elle est prête à payer *ex post* :

- *aléaval*₁ = +++ : la valeur pour la compagnie pétrolière de l'évaluation géologique réalisée par le géologue est très incertaine, car elle dépend du fait que le permis est acquis ou non, et plus tard du fait que la zone recèle des réserves d'hydrocarbures économiquement développables ou non,

²⁶ Cf. 0.1.

- *aléaval2*= + : le caractère intrinsèquement contingent de la découverte de réserves d'hydrocarbures économiquement exploitables, confère une incertitude à la valeur qu'attribue la compagnie pétrolière à l'étude géologique de surface, mais elle n'est que faible car cette opération est ensuite complétée par une étude géophysique du sous-sol²⁷,
- *aléaval3*= ++ : le même caractère contingent de la découverte de réserves d'hydrocarbures économiquement exploitables confère une incertitude à la valeur qu'attribue la compagnie pétrolière à l'acquisition des données sismiques, mais elle est moyenne car l'étude géophysique est ensuite complétée par des forages d'exploration,
- *aléaval4*= ++ : *idem* pour l'incertitude relative à la valeur qu'attribue la compagnie pétrolière au traitement des données sismiques,
- *aléaval5*= ++ : *idem* pour l'incertitude relative à la valeur qu'attribue la compagnie pétrolière à l'interprétation des données sismiques,
- *aléaval6*= +++ : l'incertitude relative à la valeur qu'attribue la compagnie pétrolière à l'élaboration du programme de forages, et à la définition de l'emplacement des puits, est importante, car chaque puits dont l'emplacement est décidé peut conduire à une découverte ou non,
- *aléaval7*= +++ : l'incertitude relative à la valeur du forage d'exploration pour la compagnie pétrolière est très importante, car le forage d'exploration peut s'avérer sec, ou alors découvrir un gisement d'hydrocarbures – même s'il reste à ce stade une incertitude quant au caractère économique de son exploitation,
- *aléaval8*= ++ : l'incertitude relative à la valeur pour la compagnie pétrolière des diagaphies, et le cas échéant des tests de puits, est plus vraisemblablement moyenne ; si un gisement est découvert, ces opérations offrent des informations importantes qui permettront d'avoir une première estimation du caractère économique ou non de la découverte,
- *aléaval9*= ++ : dès ce stade, le caractère économique du gisement découvert est avéré ; l'incertitude relative à la valeur pour la compagnie pétrolière, de l'élaboration du schéma de développement, est néanmoins moyenne, dans la mesure où la qualité du plan de développement, difficilement quantifiable mais aussi sans aucun doute intrinsèquement variable, conditionne grandement le succès des opérations qui suivent,

²⁷ La phase d'exploration peut être comprise comme un processus bayésien d'acquisition d'information ; cf 0.1.2 et 0.1.3.

- *aléaval10*= ++ : la compagnie pétrolière subit des pertes si les délais de construction des infrastructures de production ne sont pas tenus, et l'incertitude quant à la valeur qu'elle attache à cette opération est moyenne,
- *aléaval11*= ++ : *idem* pour l'incertitude relative à la valeur pour la compagnie pétrolière de la construction, le cas échéant, des infrastructures de transport,
- *aléaval12*= ++ : une proportion non négligeable de forages de développement est infructueuse (environ 10%²⁸) ; en outre, la compagnie pétrolière peut subir des pertes si les délais de forage ne sont pas tenus ; l'incertitude quant à la valeur de ces forages pour la compagnie pétrolière est donc moyenne,
- *aléaval13*= + : une incertitude faible caractérise la valeur pour la compagnie pétrolière des diagraphies et des tests de puits en phase de développement,
- *aléaval14*= ++ : l'incertitude quant à la valeur pour la compagnie pétrolière des opérations de production, renvoie à tous les événements qui peuvent affecter les recettes tirées de la vente des hydrocarbures (prix de vente, fiscalité de l'État propriétaire, etc.) ; on peut lui attribuer une valeur moyenne, dans la mesure où elle diminue régulièrement au fur et à mesure de l'avancement de la phase de production,
- *aléaval15*= + : une incertitude faible caractérise la valeur pour la compagnie pétrolière des opérations d'entretien et de maintenance des installations de production.

2.1.1.2.4.7 Les asymétries d'information dans les opérations

Enfin, il s'agit de caractériser les asymétries d'information qui sont susceptibles d'exister entre le prestataire de l'opération, et la compagnie pétrolière qui en bénéficie. Elles peuvent concerner, soit l'effort ou la qualité de la prestation que fournit le prestataire, soit la meilleure connaissance par une des deux parties du surplus engendré par l'opération. Ainsi, on attribuera une valeur forte aux asymétries d'information si le prestataire est en double position favorable, une valeur moyenne si le prestataire est en position favorable du point de vue de l'effort qu'il fournit, la compagnie pétrolière étant en position favorable du point de vue du surplus engendré, et une valeur faible s'il n'existe pas de différentiel d'information du point de vue du surplus engendré :

- *asym1*= +++ : le géologue peut fournir un effort plus ou moins important pour réaliser une évaluation géologique de qualité, et cet effort n'est pas vérifiable *ex post* (le risque

géologique est très important) ; en outre, le géologue connaît naturellement mieux le potentiel géologique de la zone, et donc la valeur de sa prestation pour la compagnie pétrolière,

- *asym2= +++ : idem* pour les asymétries d'informations entre l'équipe de géologues qui conduit l'étude géologique de surface, et la compagnie pétrolière,
- *asym3= + : le* prestataire de l'acquisition des données sismiques peut tricher sur l'effort qu'il produit, pour fournir une prestation de qualité ; mais aucun des deux partenaires ne possède une meilleure information que l'autre, au sujet du surplus engendré par la prestation,
- *asym4= + : idem* pour l'asymétrie d'information entre le prestataire du traitement des données sismiques, et la compagnie pétrolière,
- *asym5= +++ : en* matière d'interprétation des données sismiques, les asymétries d'information entre l'équipe de géologues et de géophysiciens et la compagnie pétrolière sont très fortes, à l'instar de ce qui a été relevé pour les opération n^{os} 1 et 2,
- *asym6= +++ : idem* pour les asymétries d'information entre l'équipe qui élabore le programme de forages et qui définit l'emplacement des puits, et la compagnie pétrolière,
- *asym7= ++ : le* prestataire de l'opération de forage peut produire un effort plus ou moins important, sans que cela ne soit vérifiable (des risques techniques importants caractérisent le forage) ; mais la compagnie pétrolière possède une meilleure information que lui au sujet du surplus engendré par l'opération,
- *asym8= ++ : idem* pour l'asymétrie d'information entre le prestataire des diagaphies, et le cas échéant des tests de puits, et la compagnie pétrolière,
- *asym9= +++ : dès* ce stade, le caractère économique du gisement découvert est avéré ; mais les asymétries d'information, entre l'équipe de spécialistes qui élabore le plan de développement et la compagnie pétrolière, sont importantes, tant du point de vue de l'estimation de la valeur du projet pour la compagnie, que de celui de l'effort que ces spécialistes consentent pour élaborer un plan de qualité,
- *asym10= ++ : le* prestataire des travaux de construction des infrastructures de production, peut tricher sur l'effort qu'il fournit pour produire une prestation de qualité ;

²⁸ Cf. 0.1.4.

mais la compagnie pétrolière est mieux informée que lui au sujet du surplus engendré par sa prestation,

- *asym11= ++ : idem* pour les asymétries d'information entre le prestataire des travaux de construction des infrastructures de transport, le cas échéant, et la compagnie pétrolière,
- *asym12= ++ : idem* pour les asymétries d'information entre le prestataire des forages de développement, et la compagnie pétrolière,
- *asym13= ++ : idem* pour les asymétries d'information entre le prestataire des diagraphies et des tests de puits, et la compagnie pétrolière,
- *asym14= ++ : idem* pour les asymétries d'information entre le prestataire de opérations de production, et la compagnie pétrolière,
- *asym15= ++ : idem* pour les asymétries d'informations entre le prestataire des opérations d'entretien et de maintenance des installations de production, et la compagnie pétrolière.

2.1.1.3 Frontières théoriques et frontières empiriques des compagnies pétrolières

La théorie des coûts de transactions prescrit un tracé équilibré des frontières respectives des compagnies pétrolières et des sociétés de services parapétroliers, en phase de tranquillité technologique. Il diffère sensiblement de leurs véritables frontières.

2.1.1.3.1 Des frontières théoriques équilibrées

La classification transactionnelle des principales opérations sous-jacentes au projet d'exploration-production d'hydrocarbures, réalisée ci-dessus, est résumée dans le tableau suivant :

Tableau N°10 : CARACTERISTIQUES TRANSACTIONNELLES DES PRINCIPALES OPERATIONS DU PROJET D'EXPLORATION-PRODUCTION

Opérations	Evaluation géologique	Géologie de surface	Acquisition données	Traitement données	Interprétation données	Elaboration programme	Forage	Diagraphies Tests	Elaboration schéma	Construction production	Construction transport	Forage Equipement	Diagraphies Tests	Exploitation	Entretien Maintenance
	n°1	n°2	n°3	n°4	n°5	n°6	n°7	n°8	n°9	n°10	n°11	n°12	n°13	n°14	n°15
DUREE	+	++	+++	++	++	++	++	+	+++	+++	+++	++	+	+	+
FREQUENCE	+	+	+	+	+	++	++	++	+	+	+	+++	+++	+++	+++
INCERTITUDE COÛT	+	+	++	+	+	+	+++	+	++	++	++	++	+	+	+
INCERTITUDE VALEUR	+++	+	++	++	++	+++	+++	++	++	++	++	++	+	++	+
ASYMETRIE D'INFORMATION	+++	+++	+	+	+++	+++	++	++	+++	++	++	++	++	++	++
COÛT DE L'AMORTISSEMENT	+	++	++	+	+	+	+++	+	++	+++	+++	+++	+	+++	+
SPECIFICITE DES ACTIFS	+++	+++	++	+	+++	+++	++	+	+++	+	++	++	+	+++	+

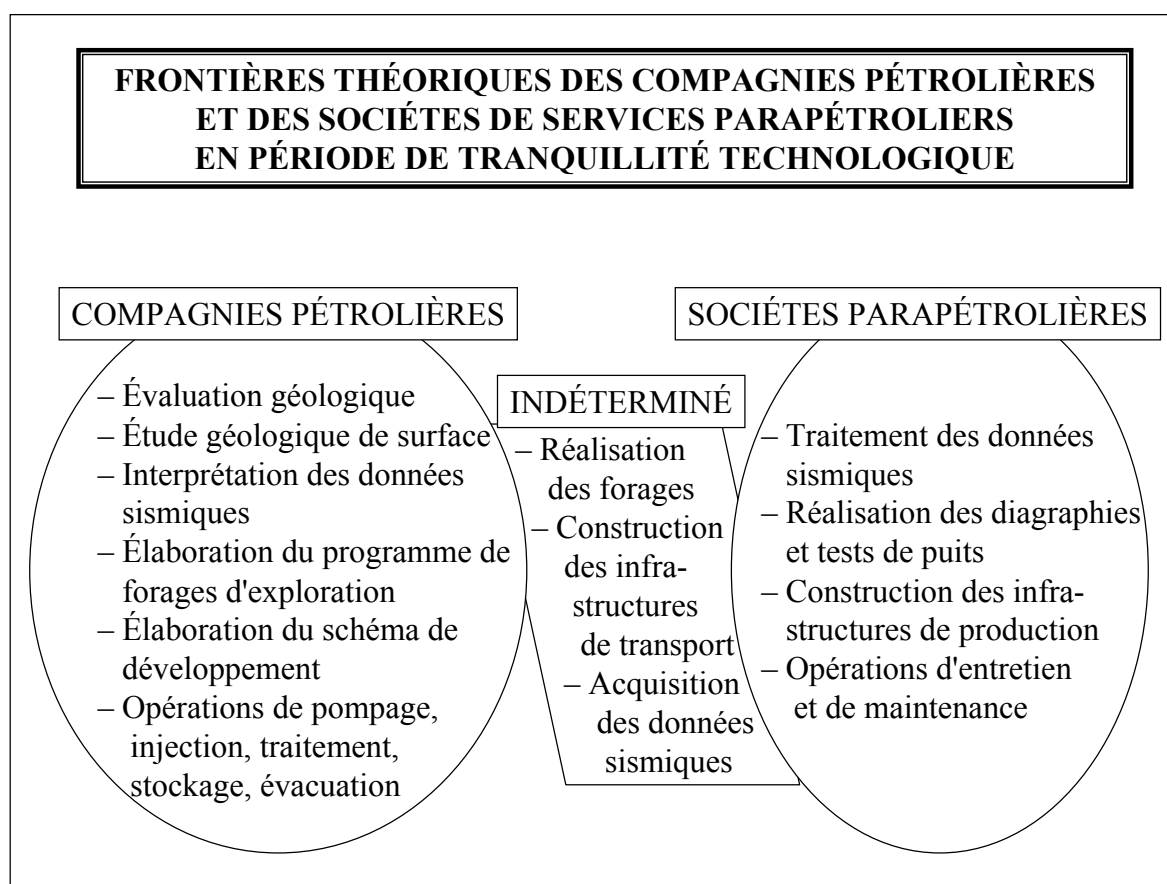
Ce tableau permet de tracer les frontières théoriques relatives des compagnies pétrolières et des sociétés de services parapétroliers, en phase de tranquillité technologique, à l'intérieur de cet ensemble de quinze opérations standards du projet d'exploration-production d'hydrocarbures.

Les opérations qui, en vertu de la théorie des coûts de transactions, doivent être internalisées par les compagnies pétrolières, sont celles qui présentent un degré élevé de spécificité des actifs. Il s'agit des opérations n^{os} 1, 2, 5, 6, 9, 14. Les opérations dont la réalisation devrait être confiée à des sociétés prestataires de services parapétroliers, sont celles qui présentent un faible degré de spécificité des actifs. Il s'agit des opérations n^{os} 4, 8, 10, 13, 15. Les opérations restantes (n^{os} 3, 7, 11, 12) présentent un degré moyen de spécificité des actifs. Il convient dans leur cas de tenir compte des autres variables transactionnelles, pour décider de leur coordination à l'intérieur ou à l'extérieur des frontières des compagnies pétrolières. Sans qu'il ne soit possible de tirer des conclusions

définitives²⁹, il semble ainsi que l'opération n°7 soit la plus susceptible d'être internalisée, puis l'opération n°12, puis l'opération n°11, et enfin l'opération n°3.

Les frontières théoriques des compagnies pétrolières et des sociétés de services parapétroliers, en phase de tranquillité technologique, sont alors représentées sur le graphique suivant :

Graphique N°8 : FRONTIÈRES THÉORIQUES DES COMPAGNIES PÉTROLIÈRES ET DES SOCIÉTÉS PARAPÉTROLIÈRES EN PÉRIODE DE TRANQUILLITÉ TECHNOLOGIQUE



Ce graphique fait apparaître une répartition relativement équilibrée des opérations sous-jacentes au projet d'exploration-production d'hydrocarbures, entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers.

²⁹ La méthode utilisée ici est rudimentaire : on compare tout d'abord, pour ces opérations, le coût d'amortissement unitaire de l'investissement moyennement spécifique ; en cas d'égalité, on compare ensuite les autres variables.

2.1.1.3.2 Des frontières empiriques déséquilibrées

Les frontières réelles des compagnies pétrolières et des sociétés de services parapétroliers, en phase de tranquillité technologique, sont beaucoup plus déséquilibrées, en faveur des premières, que ce que prescrit la théorie des coûts de transactions.

Haefelin³⁰ recense les « [...] segments industriels, développés depuis 1920, [qui] n'ont jamais été coordonnés de façon interne [par les compagnies pétrolières]. C'est le cas de l'acquisition de données géophysiques, des sondages électriques de puits, de la perforation des parois et de la construction d'équipements fondamentaux tels que le trépan, le bloc obturateur de puits et "l'arbre de Noël". » En particulier, en phase de tranquillité technologique, les compagnies pétrolières possèdent elles-mêmes leurs appareils de forage³¹, et réalisent elles-mêmes le traitement des données sismiques. Pour Dandou³², « originellement les *majors* dans les pays où elles étaient établies cherchaient à couvrir la plupart de leurs besoins à travers leur propre personnel, et l'étendue des qualifications titrées de leurs employés était très large, incluant jusqu'aux professeurs, dentistes, ... ».

Ceci révèle que les frontières réelles des compagnies pétrolières sont très étendues en phase de tranquillité technologique. Celles des sociétés de services parapétroliers sont au contraire très restreintes. L'industrie parapétrolière regroupe en fait, pour l'essentiel, une myriade de petites sociétés, spécialisées sur un ou quelques services précis. Cela crée déjà, en soi, une relation de dépendance économique des secondes aux premières. « [...] les firmes parapétrolières sous-traitantes du début, [...] avec une taille réduite étaient complètement dominées par les pétroliers »³³.

2.1.1.3.3 Les raisons de la persistance de frontières réputées inefficaces

Il existe une nette différence entre les prescriptions théoriques en matière de frontières relatives des compagnies pétrolières et des sociétés parapétrolières, et la réalité empirique, en phase de tranquillité technologique. Il convient d'en chercher les raisons.

Tout d'abord, « à l'origine de l'industrie pétrolière, [...] les compagnies étaient en

³⁰ Haefelin, 1999, p. 14.

³¹ Cf. Masseron, *ibid.*, p. 114.

³² Dandou, *ibid.*, p. 19.

³³ Haefelin, *ibid.*, p. 116.

mesure de réaliser elles-mêmes l'ensemble des travaux »³⁴. Ce n'est que vers les années 1920, avec l'émergence des techniques géophysiques, que commence à se constituer l'industrie parapétrolière. Ce sont des nouveaux services que les sociétés parapétrolières offrent aux compagnies pétrolières. Leurs frontières ne sont en cela pas remises en cause. Mais par la suite, les compagnies pétrolières auraient dû externaliser certaines des opérations qu'elles réalisaient à l'origine, conformément aux prescriptions de la théorie des coûts de transactions.

Cependant, l'environnement de prix des hydrocarbures qui prévaut pendant la phase de tranquillité technologique est très peu sélectif, en raison de l'organisation oligopolistique de l'industrie sous la houlette des *majors*. En outre, la croissance du marché mondial des hydrocarbures est très importante. Dans un tel contexte, il est possible, sinon probable, que les compagnies pétrolières soient peu enclines à une recherche systématique de la minimisation de leurs coûts, et à une chasse active aux gaspillages économiques, tels ceux imputables à des frontières très étendues. Mariti et Smiley³⁵, confrontés au même problème de divergence entre une prescription théorique en matière d'organisation industrielle et l'observation empirique, formulent aussi l'hypothèse d'absence d'effort des firmes dirigé vers la minimisation de leurs coûts : « It has taken the increased competition resulting from decreases in demand growth (and fears for survival) to push firms into a full cost minimization mode »³⁶. On peut aussi supposer, à l'instar de Mariti et Smiley, que dans le contexte de croissance de l'époque, la ressource rare que constitue le management des compagnies pétrolières est plus profitablement utilisée à assurer l'expansion de leurs capacités de production, qu'à chercher à réduire leurs coûts.

2.1.2 La quasi-intégration des sociétés de services parapétroliers par les compagnies pétrolières

Il convient d'étudier à présent quelle organisation industrielle prévaut entre les compagnies pétrolières et les sociétés parapétrolières, pendant la phase de tranquillité

³⁴ Haefelin, *ibid.*, p. 114.

³⁵ Mariti & Smiley, *ibid.*, p. 447.

³⁶ Le journal rédigé dans les années 1960 par un cadre de BP, qui narre la vie quotidienne du personnel de la compagnie britannique à cette époque – un coup de téléphone à la filiale iranienne entre deux thés et un match de tennis – en témoigne.

technologique.

2.1.2.1 Le mode de sous-traitance traditionnelle

Leurs relations y sont organisées sur un mode que l'on peut qualifier de sous-traitance traditionnelle³⁷. Il convient d'en décrire ici en détail les différentes modalités.

Il s'agit d'un mode de coordination très particulier, dans la mesure où il emprunte à la fois au marché et à la firme, mais à des instants différents de la relation. Les principes marchands sont fortement présents dans le premier temps de sélection des sous-traitants, et dans le dernier temps, celui qui suit l'achèvement de la prestation requise. Mais les principes hiérarchiques structurent aussi puissamment le deuxième temps de cette relation, qu'est la réalisation même de la prestation. La coexistence de ces deux attributs organisationnels explique que Houssiaux³⁸, qui a étudié le premier ce mode de coordination de la relation de sous-traitance, l'ait qualifié de quasi-intégration verticale, et que Blois³⁹ ait repris par la suite ce terme.

2.1.2.1.1 Les parenthèses marchandes de la relation

C'est tout d'abord la parenthèse ouvrante de la relation – le temps de la sélection du sous-traitant par la compagnie pétrolière – qui est d'inspiration fortement marchande.

2.1.2.1.1.1 Un appel d'offres concurrentiel *ex ante*

« [...] des relations de marché subsistent au début de la quasi-intégration : la recherche et le choix des sous-traitants s'effectuent comme tout achat normal de fournitures et de matériel, par appel d'offres et attribution au moins-disant »⁴⁰. En effet, la compagnie pétrolière lance un appel d'offres concurrentiel chaque fois qu'elle a besoin d'une prestation précise, dans le cadre d'un projet d'exploration-production d'hydrocarbures.

Cette procédure classique requiert que la compagnie pétrolière ait défini et spécifié de manière détaillée dans un cahier des charges, rédigé *ex ante*, la prestation dont elle a

³⁷ Cf. par exemple Baudry, 1993.

³⁸ Houssiaux, 1957.

³⁹ Blois, 1972.

⁴⁰ Houssiaux, *ibid.*, p. 222.

besoin. Ceci ne pose aucun problème en phase de tranquillité technologique, quand l'environnement technologique est stable⁴¹. Elle n'est par ailleurs mobilisable que dans la mesure où la compagnie pétrolière possède tout le pouvoir de marchandage face aux sociétés de services parapétroliers, ou plus précisément dans la mesure où elle peut s'engager vis-à-vis des soumissionnaires à ne pas modifier *ex post* les règles de l'appel d'offres qu'elle définit *ex ante*, même si c'est dans son intérêt de le faire (elle est leader de Stackelberg).

L'appel d'offres concurrentiel présente l'avantage de réduire considérablement les coûts de transactions *ex ante*⁴². En effet, la recherche du partenaire d'échange est extrêmement simplifiée, puisque la compagnie pétrolière retient, à l'issue de l'appel d'offres, la société de services parapétroliers qui soumet le prix d'offre le plus bas. En outre, il n'est pas nécessaire de marchander avec elle pour convenir du prix auquel la prestation doit être rémunérée, car l'appel d'offre produit un très bon signal de prix. En effet, le prix proposé par chaque soumissionnaire reflète, dans le cas idéal (nombre important de soumissionnaires), la technologie qu'il possède, c'est-à-dire son coût pour réaliser la prestation⁴³. La règle la plus couramment utilisée, est que la société de services parapétroliers qui remporte l'appel d'offres, réalise la prestation spécifiée à prix fixe, en l'occurrence celui qu'elle a soumis au moment de l'appel d'offres⁴⁴. La pertinence de ces « contrats à prix tirés pour le prestataire », en matière de sous-traitance entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers, est confirmée par Cavoulacos, Deffarges et McArthur⁴⁵.

Effectivement, la structure de l'industrie parapétrolière se prête à un tel mode de sélection de leurs sous-traitants par les compagnies pétrolières, en phase de tranquillité technologique. Cette structure est très concurrentielle. L'industrie parapétrolière est composée de nombreuses sociétés de services, qui pour la très grande majorité sont de petite taille, et offrent des prestations fortement standardisées⁴⁶. Par ailleurs, elles sont

⁴¹ En revanche, la compagnie pétrolière ne peut pas réaliser cette spécification à l'avance en régime de changement technologique ; cf. *infra* 2.2.2.1.

⁴² Cf. Première partie, 1.2.3.2.1.

⁴³ Cf. par exemple McAfee & McMillan, 1987, p. 711.

⁴⁴ Le mécanisme décrit par Vickrey (1961), qui consiste à retenir le sous-traitant qui fait l'offre la plus basse mais à la rémunérer à un prix égal à l'offre immédiatement supérieure, s'il a des propriétés théoriques intéressantes, est rarement utilisé en pratique (McAfee & McMillan, *ibid.*, p. 702).

⁴⁵ Cavoulacos, Deffarges & McArthur, *ibid.*, p.14.

⁴⁶ Cf. 2.1.1.3.

toutes de taille réduite vis-à-vis des compagnies pétrolières.

Finalement, par la procédure de l'appel d'offres concurrentiel, les compagnies pétrolières parviennent à réduire considérablement les coûts de transactions *ex ante*, et à s'accaparer l'essentiel du surplus des échanges qu'elles nouent avec les sociétés de services parapétroliers.

2.1.2.1.1.2 Une prestation de court terme étroitement spécifiée

Ce sont ensuite l'étendue et la durée de cette relation de sous-traitance traditionnelle qui l'apparentent à une relation de marché.

En effet, la compagnie pétrolière ne fait appel à une société de services parapétroliers, que pour la réalisation d'une opération précise dans le cadre du projet d'exploration-production d'hydrocarbures – acquisition de données sismiques, traitement de données sismiques, gestion des boues de forage, équipement des têtes de puits, réalisation de diagraphies, de tests de puits, construction des cuves de stockage, mise en production des puits, etc. Ceci est relevé par Cavoulacos, Deffarges et McArthur⁴⁷ : « Historiquement, [...] dès que la compagnie pétrolière avait élaboré l'ensemble des définitions techniques, chaque société parapétrolière exécutait une tâche précise. »

Parallèlement, la compagnie pétrolière ne passe avec son sous-traitant qu'un contrat de court terme, qui prend fin dès que la réalisation de la prestation spécifiée est achevée. La compagnie pétrolière réactive ainsi la concurrence entre sociétés de services parapétroliers, chaque fois qu'elle a besoin d'une prestation. Avec ce mode de sous-traitance traditionnelle, la société de services parapétroliers n'est donc jamais en charge de la réalisation de prestations intégrées, et elle n'est jamais non plus liée par le contrat pour réaliser plusieurs fois la même prestation, dans le projet considéré, ou dans d'autres qui sont entrepris par la même compagnie pétrolière.

2.1.2.1.1.3 Les vertus de la commande ouverte répétitive à prix tiré

Ces deux moments extrêmes de la relation de sous-traitance traditionnelle, que sont sa parenthèse ouvrante et sa parenthèse fermante, forment ensemble le mode de la « commande ouverte répétitive »⁴⁸ à prix tiré, et en font un mode de coordination très

⁴⁷ Cavoulacos, Deffarges & McArthur, *ibid.*, p. 14.

⁴⁸ Baudry, *ibid.*, p. 53.

proche du marché. En effet, chaque agent y est exclusivement engagé dans la poursuite de son intérêt individuel, et la relation se dénoue sitôt la prestation ponctuelle effectuée et rétribuée (principes M_1 et M_2 purs⁴⁹).

Les vertus attendues de cette inspiration marchande du mode de sous-traitance traditionnelle, consistent à répliquer les « high-powered incentives »⁵⁰ procurés par la concurrence qui prévaut sur un marché. Grâce à la commande ouverte répétitive, la compagnie pétrolière est normalement assurée d'obtenir *ex ante*, pour chaque prestation, les meilleurs coûts du marché parmi les différentes sociétés de services parapétroliers. Pour pouvoir remporter des affaires, ces dernières sont normalement incitées, *ex ante*, à entreprendre les efforts nécessaires pour pouvoir réaliser la prestation au plus bas coût (modernisation des équipements, utilisation de technologies efficaces). Et dans la mesure où elles reçoivent un prix fixe contre la réalisation de la prestation, elles sont aussi fortement incitées, normalement, à l'efficacité en cours de prestation (gains de productivité, exploitation de toutes les opportunités de réduction des coûts).

La commande ouverte répétitive à prix tiré semble donc permettre d'organiser de manière efficace, la relation de sous-traitance entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers. Mais c'est sans compter sur la relation d'autorité qui se développe entre elles, dans le cours de la prestation.

2.1.2.1.2 L'autorité en cours de prestation

Le prix tiré, qui est réputé inciter la société de services parapétroliers à l'efficacité, témoigne du caractère marchand de la relation de sous-traitance traditionnelle en cours de prestation. Cependant, une relation d'autorité, empruntée à la coordination hiérarchique à l'intérieur de la firme, s'y mêle aussi à ce moment-là. En effet, la société de services parapétroliers n'est pas complètement libre d'entreprendre les actions qu'elle juge adaptées à la réalisation de la tâche qui lui est confiée. Elle reste dans une large mesure subordonnée aux décisions prises par la compagnie pétrolière.

Baudry⁵¹ révèle la double origine de cette subordination du sous-traitant à son donneur d'ordres. Elle est tout d'abord inscrite au contrat de sous-traitance. La définition

⁴⁹ Cf. Imai & Itami, 1984 ; cf. aussi Première partie, 1.1.4.

⁵⁰ Williamson, 1985, ch. 6.

⁵¹ Baudry, 1992.

que l'AFNOR donne de la relation de sous-traitance est à ce titre particulièrement illustrative : « [...] les usages professionnels permettent de considérer comme activités de sous-traitance toutes les opérations [...] dont une entreprise dite donneuse d'ordres, confie la réalisation à une entreprise, dite sous-traitante ou preneuse d'ordres, *tenue de se conformer exactement aux directives ou spécifications techniques que ce donneur d'ordres arrête en dernier ressort* »⁵². Mais elle est aussi économique, puisque les sociétés de services parapétroliers qui sont nombreuses, de petite taille, et qui offrent des prestations très standardisées, n'ont quasiment aucun pouvoir de marchandage face à des compagnies pétrolières toutes puissantes, en raison de leur taille considérable, et de la structure oligopolistique de l'industrie propre à la phase de tranquillité technologique.

Dans le cadre de la relation de sous-traitance traditionnelle, la société de services parapétroliers n'agit donc pas, dans les faits, selon son intérêt individuel. Elle s'apparente plutôt à un simple exécutant des décisions prises par la compagnie pétrolière, à l'aune de son intérêt propre. Ceci suffit à comprendre que le caractère marchand fortement incitatif de la relation traditionnelle de sous-traitance, lié à la réalisation de la commande à prix tiré, ne se manifeste pas comme attendu. Des inefficacités importantes peuvent alors se manifester dans la relation de sous-traitance.

2.1.2.2 Les inefficacités présumées du mode de sous-traitance traditionnelle

A première vue, la relation de sous-traitance traditionnelle semble assez performante en termes d'efficience statique, pour organiser les relations entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers, pendant la phase de tranquillité technologique de l'industrie.

2.1.2.2.1 Une forme d'organisation efficace en première analyse

Tout d'abord, les opérations du projet d'exploration-production d'hydrocarbures qui sont externalisées par la compagnie pétrolière, c'est-à-dire organisées sous le mode de la sous-traitance avec les sociétés de services parapétroliers, requièrent des actifs qui sont

⁵² SESSI, 1989, p. 6-7 ; souligné par nos soins.

peu ou pas du tout spécifiques à la relation nouée⁵³. Les risques de marchandage opportuniste *ex post* dans la relation de sous-traitance, et les inefficacités qui en découlent, sont donc limités.

En matière d'asymétries d'information du type information cachée, les problèmes sont encore mitigés. En effet, il est tout d'abord apparu que la compagnie pétrolière pouvait se faire une idée précise et juste, des coûts qu'encourent les sociétés de services parapétroliers pour réaliser l'opération commanditée, grâce au signal de prix que produit l'appel d'offres concurrentiel. A l'inverse il est courant, ainsi qu'il a été relevé précédemment⁵⁴, que les sociétés de services parapétroliers n'aient qu'une idée très imprécise de la valeur, que les compagnies pétrolières attachent aux prestations qu'elles fournissent. Mais cette asymétrie d'information ne serait susceptible d'engendrer des inefficacités dans l'échange que si les sociétés de services parapétroliers, mal informées, avaient la capacité de négocier avec les compagnies pétrolières les prix auxquels les prestations sont rémunérées. Comme il a été souligné, ceci n'est pas le cas en phase de tranquillité technologique.

Du point de vue enfin du dilemme entre assurance et incitation, il convient de relever qu'il est efficacement géré, au moyen de la relation d'autorité en cours de prestation. En effet, cette autorité réduit considérablement le pouvoir discrétionnaire du sous-traitant. Autrement dit, il n'est pas besoin de l'inciter, puisque concrètement les décisions sont prises par la compagnie pétrolière. Et cette relation s'accommode aussi des différentiels d'aversion au risque qui existent très vraisemblablement entre la compagnie pétrolière et la société parapétrolière qu'elle retient comme sous-traitant⁵⁵. En effet, « le transfert du pouvoir de décision est [...] librement consenti dans la mesure où les contractants ont "intérêt" à engager une relation d'autorité du fait de leur différence d'aversion pour le risque »⁵⁶.

2.1.2.2.2 Qualité de la prestation et inefficacités

Mais l'analyse de l'efficience statique de la relation de sous-traitance traditionnelle

⁵³ Cf. 2.1.1.3.

⁵⁴ Cf. 2.1.1.2.4.7.

⁵⁵ La compagnie pétrolière, en raison de sa grande taille, peut diversifier ses risques sur un nombre important de projets d'exploration-production d'hydrocarbures, alors que la société parapétrolière, de taille réduite, ne peut pas en faire autant.

se formule dans des termes bien différents, quand la qualité de la prestation fournie entre en ligne de compte, et qu'elle est imparfaitement observée par le donneur d'ordres – ou alors qu'elle est observée par lui, mais sans être vérifiable (la qualité ne peut alors pas faire l'objet d'une contractualisation).

Or il a été souligné dans le paragraphe précédent, que la très grande majorité des opérations industrielles requises dans le projet d'exploration-production d'hydrocarbures, entrait dans cette catégorie⁵⁷. En effet, les sociétés prestataires de services parapétroliers ont la possibilité de tricher sur la qualité de la prestation qu'elles fournissent, ce qui réduit tout à la fois leur coût, et la valeur de la prestation pour la compagnie pétrolière. Mais cette valeur est de toute façon intrinsèquement risquée, pour la plupart des opérations du projet d'exploration-production⁵⁸. Ainsi les effets, sur la valeur de la prestation pour la compagnie pétrolière, de cette incertitude d'une part, et de la qualité de la prestation de la société de services parapétroliers d'autre part, sont très généralement indissociables. Il est donc impossible de vérifier, *ex post*, l'effort consenti par la société de services parapétroliers pour fournir une prestation de qualité. Dans de telles circonstances, la relation de sous-traitance traditionnelle produit des effets désastreux en termes d'efficience statique.

2.1.2.2.2.1 Aléa moral en cours de prestation

Il se produit tout d'abord un phénomène d'aléa moral du sous-traitant en cours de prestation. Or du fait de la sujétion du sous-traitant au donneur d'ordres dans la relation de sous-traitance traditionnelle, ce phénomène opportuniste est presque une nécessité pour le premier.

Premièrement, s'il est rémunéré à prix fixe, le sous-traitant ne peut cependant guère en tirer quelque profit, en faisant des efforts de productivité en cours de prestation pour réduire ses coûts, ses actions lui étant dans une large mesure dictées par le donneur d'ordres. Deuxièmement, il résulte de cette relation d'autorité une déconnexion entre la rémunération du sous-traitant, et le coût qu'il encourt pour réaliser la prestation. La première est égale au prix qu'il a soumis au moment de l'appel d'offres, et elle reflète sa

⁵⁶ Baudry, 1993, p. 66.

⁵⁷ Cf. 2.1.1.2.4.7.

⁵⁸ Cf. 2.1.1.3, tableau N°10.

technologie et la meilleure utilisation qu'il peut en faire⁵⁹. Le second reflète en définitive l'utilisation qui est faite, par le donneur d'ordres, de la technologie du sous-traitant (*a priori* moins efficace que celle que le sous-traitant peut en faire lui-même).

On pourrait ainsi concevoir que le marché de la sous-traitance industrielle disparaisse complètement dans un tel cas de figure, les sous-traitants étant irrémédiablement amenés à faire des pertes, du fait de la concurrence qui existe *ex ante* au moment de l'appel d'offre d'une part, et de la quasi-intégration qui s'ensuit d'autre part.

Mais le sous-traitant dispose d'un levier d'action, qui est la qualité de la prestation qu'il fournit. Comme il est rémunéré à prix fixe, tricher sur cette qualité lui permet de réduire ses coûts et d'augmenter son profit. Un tel aléa moral peut apparaître finalement comme le seul moyen à sa disposition, pour réaliser un profit positif à l'issue de la prestation, en dépit du phénomène pervers identifié ci-dessus, propre à l'organisation de la relation de sous-traitance sous le mode traditionnel.

2.1.2.2.2 Sélection adverse *ex ante*

En outre, cette latitude *ex post* des sous-traitants, en matière d'aléa moral sur la qualité de la prestation fournie, est aussi susceptible d'entraîner à rebours un phénomène de sélection adverse *ex ante*, au moment de l'appel d'offres.

Les sous-traitants anticipent en effet très vraisemblablement leur possibilité de triche en cours de prestation. Mais afin de remporter l'appel d'offre, il n'ont pas d'autre issue que de répercuter à la baisse les gains associés sur les prix qu'ils soumettent. Au final, les sous-traitants emportent les affaires à des prix trop bas, dans le sens où ils sont incompatibles avec la réalisation de prestations de qualité. Ces deux classes d'inefficacités de la relation de sous-traitance traditionnelle sont relevées par Baudry⁶⁰ : « Le sous-traitant, lui, n'étant jamais sûr que le contrat sera reconduit, triche sur la qualité et accepte des ordres qu'il sait pertinemment ne pas pouvoir tenir. »

2.1.2.3 Les raisons de la persistance d'une forme d'organisation industrielle réputée inefficace

Comment donc se fait-il qu'en dépit de sa piètre capacité à allouer les ressources, le

⁵⁹ Cf. 2.1.2.1.1.1.

mode de sous-traitance traditionnelle ait pu servir de forme d'organisation industrielle aux relations entre les compagnies pétrolières internationales et les sociétés de services parapétroliers, pendant la phase de tranquillité technologique de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures ? Il semble possible de discerner trois éléments de réponse.

Premièrement, ainsi qu'il a été relevé précédemment⁶¹, les compagnies pétrolières sont caractérisées, pendant toute la phase de tranquillité technologique, par des frontières très étendues. Autrement dit, seul un nombre restreint d'opérations industrielles sous-jacentes au projet d'exploration-production d'hydrocarbures est sous-traité par les compagnies pétrolières, auprès des sociétés de services parapétroliers. Les inefficacités engendrées par l'organisation des relations entre les unes et les autres, sous le mode de la sous-traitance traditionnelle, sont donc relativement faibles.

Deuxièmement, on peut invoquer l'absence de pressions concurrentielles, liée à l'environnement de prix oligopolistiques de l'industrie en phase de tranquillité technologique, qui n'incite pas les compagnies pétrolières à minimiser leurs coûts ou à réduire les gaspillages économiques imputables à la relation de sous-traitance traditionnelle. Et dans le contexte de forte croissance de l'industrie à l'époque, le management des compagnies pétrolières est plus utile à assurer leur expansion qu'à minimiser leurs coûts⁶².

Troisièmement, dans la logique des arguments précédents, il est vraisemblable que les compagnies pétrolières n'ont pas des exigences fortes en matière de qualité, pendant la phase de tranquillité technologique. Sur ce point, le problème dépasse d'ailleurs largement le seul cadre de l'industrie pétrolière. Le concept de qualité industrielle n'existe pas avant les années 1970, alors que l'économie mondiale connaît une croissance forte. Il n'apparaît que plus tard, vers le début des années 1980, quand la crise économique mondiale, impulsée par les deux chocs pétroliers, fait peser de fortes pressions concurrentielles dans de nombreux secteurs industriels. Cette analyse est en tout point corroborée par la remarque de Baudry⁶³ : « ce modèle [la sous-traitance traditionnelle] bute dans les années soixante-dix [...] sur des limites endogènes (mauvaises performances et incapacité du vendeur à faire face aux exigences accrues des acheteurs en matière de qualité). »

⁶⁰ Baudry, *ibid.*, p. 53.

⁶¹ Cf. *supra* 2.1.1.3.

⁶² Ces arguments ont déjà été développés pour expliquer la persistance de frontières réputées inefficaces entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers ; cf. *supra* 2.1.1.3.3.

2.2 LES COOPERATIONS TECHNOLOGIQUES ENTRE LES COMPAGNIES PETROLIERES ET LES SOCIETES DE SERVICES PARAPETROLIERS

Au début des années 1970, les compagnies pétrolières internationales et les sociétés prestataires de services parapétroliers entrent dans la phase de révolution technologique. Dès le lendemain des nationalisations des ressources d'hydrocarbures par les États propriétaires, les unes et les autres sont brutalement confrontées à la nécessité de créer de nouvelles technologies, afin d'être capables de découvrir et exploiter les gisements d'hydrocarbures des nouvelles provinces.

Dès lors, sur le plan théorique, la question liminaire de la coexistence dans l'industrie des compagnies pétrolières et des sociétés parapétrolières trouve un autre type de réponse, formulé en termes de compétences détenues par les unes et les autres. Par conséquent, d'autres déterminants contribuent à façonner leurs frontières, au-delà de la seule spécificité des actifs mobilisés pour réaliser telle ou telle opération du projet d'exploration-production d'hydrocarbures. C'est la raison pour laquelle il se produit, au début de la phase de révolution technologique, un vaste mouvement de désintégration des compagnies pétrolières, auquel fait écho un mouvement diamétralement opposé d'intégration des sociétés parapétrolières.

2.2.1 Le mouvement de désintégration des compagnies pétrolières / intégration des sociétés de services parapétroliers

Au sortir de la phase de tranquillité technologique, les frontières des compagnies pétrolières, déterminées en théorie par la spécificité des actifs mis en œuvre dans les différentes opérations industrielles sous-jacentes au projet d'exploration-production d'hydrocarbures, s'étendent dans les faits bien au-delà de ces frontières théoriques⁶³. Corrélativement, celles des sociétés prestataires de services parapétroliers sont étroites, et n'englobent que quelques opérations précises et très standardisées du projet d'exploration-production d'hydrocarbures. Un tel tracé des frontières respectives des compagnies

⁶³ Baudry, *ibid.*, p. 51.

⁶⁴ Cf. 2.1.1.3.

pétrolières et des sociétés de services parapétroliers, est fortement incompatible avec l'efficacité dynamique requise en phase de révolution technologique. Ceci vaut plus particulièrement pour les compagnies pétrolières, qui opèrent ainsi, au début de la phase de révolution technologique, un vaste mouvement de recentrage sur leurs compétences foncières.

2.2.1.1 Le recentrage des compagnies pétrolières sur leurs compétences foncières

Deux types de contraintes de nature inter-temporelle sont réputées peser sur la compagnie pétrolière qui est engagée dans un processus de création de technologies, et menacer la viabilité de ce processus⁶⁵.

La première est la contrainte de ressources financières, qui traduit d'une part que la compagnie pétrolière n'est jamais technologiquement efficace mais constamment en situation d'apprentissage, et d'autre part que l'incertitude technologique – qui fait que l'apprentissage coûteux peut ne pas porter ses fruits – est toujours présente. Or dans le premier temps de la phase d'accélération technologique – soit 1970-1985 –, qui est aussi celui des deux chocs pétroliers, les compagnies pétrolières s'accommodent facilement de cette contrainte. Effectivement, grâce à l'environnement de prix des hydrocarbures très favorable des années 1970, les compagnies pétrolières ont pu – chose inouïe – affronter sans trop de difficultés financières ce qui apparaît comme un véritable changement de paradigme technologique⁶⁶ : être capable d'explorer, de développer et d'exploiter les gisements d'hydrocarbures offshore de Mer du Nord et d'Alaska, dans des conditions qui n'avaient jamais été rencontrées jusque là, et qui posaient des problèmes qu'aucune technologie disponible à l'époque ne permettait de résoudre. Mais il est clair que la succession de tentatives et d'échecs que les compagnies pétrolières ont expérimentée à cette occasion⁶⁷ n'aurait pas été pareillement tolérée dans un environnement de prix

⁶⁵ Cf. Première partie, 2.2.1.

⁶⁶ Bourgeois (2000, p. 371) souligne aussi le caractère « *a posteriori* exceptionnellement favorable » des deux chocs pétroliers de 1973 et 1979, qui ont permis aux compagnies pétrolières et aux sociétés parapétrolières d'« expérimenter une nouvelle génération de techniques adaptées à des environnements naturels beaucoup plus difficiles ».

⁶⁷ Cette séquence est constitutive du processus d'apprentissage, grâce auquel elles ont développé une capacité à mettre en œuvre des nouvelles options productives, notamment pour atteindre des profondeurs d'eau toujours plus importantes ; Hassan (ibid., p. 128) la décrit en détail.

concurrentiels.

2.2.1.1.1 1970 : apparition d'une contrainte de ressources humaines

La seconde contrainte est celle de ressources humaines, qui exprime quant à elle les complémentarités inter-temporelles qui structurent la production de connaissances technologiques par la compagnie pétrolière.

Or celle-là se pose de manière aiguë aux compagnies pétrolières dès le début de la phase de révolution technologique. En effet, les différents spécialistes employés par les compagnies pétrolières – géologues, géophysiciens, ingénieurs réservoir, de procédé, de construction, ingénieurs économistes – étaient, en phase de tranquillité technologique, sollicités dans chaque projet d'exploration-production d'hydrocarbures, pour réaliser de manière routinière des tâches précises. L'expérience accumulée leur permettait de bien délimiter les problèmes qui leur étaient posés, de les spécifier en détail, et mettait aussi à leur disposition des catalogues de solutions toutes faites pour y remédier. En un mot, les compagnies pétrolières étaient technologiquement efficaces, et la consommation de ressources humaines (en hommes × mois) pour chaque projet était limitée⁶⁸.

Mais tout se passe différemment dès les premiers projets d'exploration-production entrepris par les compagnies pétrolières, au début des années 1970, en Mer du Nord et en Alaska. Les problèmes posés aux différents ingénieurs en matière d'exploration, de production, et de transport des hydrocarbures, par les « grandes » profondeurs⁶⁹ et les conditions climatiques extrêmes, ne sont pas forcément connus, encore moins spécifiés. Il va sans dire que les solutions qu'il est possible de leur apporter ne résident dans aucun catalogue prêt à l'emploi.

2.2.1.1.1.1 L'apprentissage requis par les projets des nouvelles provinces pétrolières

Dans une telle configuration, la seule issue pour les compagnies pétrolières consiste à engager un processus d'apprentissage, en vertu duquel leurs différents ingénieurs

⁶⁸ Dans un tel régime permanent, les ressources humaines de la firme ont la nature d'un facteur de flux – le travail – consommé par la firme ; au contraire, dans le régime irrégulier décrit plus loin, elles y possèdent la nature d'un facteur de fonds, continûment accumulé et désaccumulé par la firme ; cf. Gaffard, 1990b, p. 111.

⁶⁹ A l'époque, la grande profondeur désigne une hauteur d'eau supérieure à quelques dizaines de mètres ; ce qualificatif fait sourire aujourd'hui, où des gisements d'hydrocarbures sont exploités par plus de 1000m de fond.

essayent d'imaginer les différents problèmes posés, tentent de les spécifier, puis se hasardent à leur formuler des solutions. Ces dernières sont alors mises à l'épreuve de l'expérimentation, et en cas d'échec – qui n'est ni rare ni synonyme de défaite, mais bien source de nouvelles connaissances –, son diagnostic doit permettre, dans le meilleur des cas, de formuler des nouvelles solutions. Mais il peut aussi conduire à revoir la spécification des problèmes, voire même à constater que les problèmes imaginés ne sont pas les bons. Ce n'est que par cette séquence bouclée de tentatives et d'échecs que les compagnies pétrolières peuvent finalement déboucher sur une ébauche de solution globale⁷⁰. Et les connaissances technologiques ainsi créées sont réutilisées d'un projet à un autre, où les problèmes productifs appellent des solutions, des spécifications, voire encore des définitions différentes, dans un but d'élargissement continu de la gamme des options technologiques mobilisables par les compagnies pétrolières.

Il apparaît clairement que les ressources humaines des compagnies pétrolières sont beaucoup plus sollicitées, dans un tel processus de création de technologies, que dans le régime permanent de la phase de tranquillité technologique évoqué ci-dessus. Schématiquement, une compagnie pétrolière a donc besoin de plus d'ingénieurs de toutes sortes, pour réaliser le même nombre de projets d'exploration-production d'hydrocarbures par unité de temps. Il s'agit bien là d'une manifestation flagrante de la contrainte de ressources humaines, qui s'est soudainement posée aux compagnies pétrolières dès leur entrée dans la phase de révolution technologique.

2.2.1.1.1.2 Le recrutement en masse de nouveaux ingénieurs

On conçoit aisément que la méthode la plus immédiate, pour relâcher cette contrainte, consiste à recruter en grand nombre les ingénieurs aux profils requis. Et il y a effectivement eu, pendant les années 1970 et le tout début des années 1980, un appel important de la part des compagnies pétrolières aux différentes spécialités relevées ci-dessus – géologues, géophysiciens, ingénieurs réservoir, de procédé, et de construction⁷¹. Mais différents facteurs limitent la portée de cette solution naturelle. Premièrement, ces ingénieurs constituent une ressource fixe à moyen terme au niveau de l'industrie

⁷⁰ Cf. Hassan (ibid., p. 128), pour une description détaillée de ce processus en Mer du Nord, au début des années 1970.

⁷¹ Kendell (1999, p. 2) révèle que le nombre d'employés des compagnies pétrolières américaines, dans le secteur de l'exploration-production, a fortement augmenté à partir de 1970, pour culminer en 1982.

d'exploration-production d'hydrocarbures dans son ensemble, et la demande fortement croissante n'est pas suffisamment alimentée à long terme par les formations de jeunes diplômés. C'est alors une inflation sur les salaires qui risque de se produire⁷². Deuxièmement, et de manière corrélée à cette dernière remarque, les compagnies pétrolières sont limitées du point de vue de la croissance de leur masse salariale, en respect des critères de bonne gestion. Troisièmement, d'autres facteurs de production tels les locaux de travail (siège social, filiales) sont fixes à court terme, et imposent une limite supérieure au nombre de nouveaux salariés qu'une compagnie pétrolière est capable d'accueillir.

2.2.1.1.1.3 Une première contraction des frontières

Cependant, les compagnies pétrolières disposent dans l'étendue particulièrement importante de leurs frontières, au sortir de la phase de tranquillité technologique, d'un levier d'action à l'encontre de ces différents facteurs limitatifs. Il s'agit tout d'abord de se séparer du personnel salarié des fonctions périphériques – les différents professeurs, dentistes, pilotes d'avion et d'hélicoptères, ...⁷³ – et d'une partie du personnel administratif en surnombre, pour recruter à leur place les différents ingénieurs requis. C'est là le premier volet, et le plus manifeste, du mouvement de recentrage des compagnies pétrolières sur leurs métiers de base⁷⁴.

Mais il s'agit aussi pour les compagnies pétrolières de repenser plus profondément leurs véritables frontières, qui doivent être dorénavant définies en termes de compétences détenues. En effet, pour qu'une compagnie pétrolière parvienne à se doter d'une compétence dans un domaine donné, elle doit consentir un engagement important, en termes de nombre de projets d'exploration-production d'hydrocarbures entrepris, et aussi en termes de ressources humaines possédant la spécificité requise, qui sont mobilisées dans chaque projet. C'est pourquoi il est préférable pour une compagnie pétrolière de se concentrer sur quelques domaines de compétences, et de se dessaisir d'autres jugés moins

⁷² Nous n'avons pas trouvé de données relatives aux salaires des professions de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures qui soient homogènes sur une période suffisamment longue.

⁷³ Cf. Dandou, *ibid.*, p. 19.

stratégiques – ce qui se traduit, en termes de personnel salarié, par des substitutions inter-spécialités –, plutôt que de conserver, à l'intérieur de ses frontières, l'ensemble des compétences requises pour mener à bien un projet d'exploration-production d'hydrocarbures⁷⁵.

Écoutons Penrose s'exprimer à ce sujet dans son ouvrage fondateur⁷⁶ : « A firm may go into many fields, but to maintain itself against competitive pressures it must be prepared to continue putting new funds into each field. This need for continuous new investment will restrict the number of fields a firm can support at any given time. The further from its existing areas of specialization it goes, the greater the effort required of the firm to attain the necessary competence not only in dealing with present production and market conditions, but also in making the adaptations and innovations necessary to keep up with competition. » Penrose suggère clairement ici que cet impératif de concentration sur quelques compétences foncières se fait beaucoup plus pressant, quand les firmes sont soumises à une contrainte de ressources financières, dans un environnement concurrentiel. Or ceci arrive aux compagnies pétrolières au moment du contre-choc pétrolier de 1986.

2.2.1.1.2 1986 : superposition d'une contrainte de ressources financières

Le contre-choc pétrolier inaugure une véritable période de crise pour les compagnies pétrolières. C'est alors en effet la première fois depuis près de soixante ans – depuis l'accord d'Achnacarry de 1928 – que l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures entre dans un environnement de prix concurrentiels.

2.2.1.1.2.1 Un recentrage sur des compétences foncières

Ainsi qu'il a été relevé précédemment⁷⁷, le contre-choc pétrolier a comme première conséquence d'activer de manière radicale l'incitation concurrentielle des compagnies pétrolières à l'innovation technologique, à la poursuite d'un objectif constant de réduction

⁷⁴ Cette observation concerne le secteur amont des compagnies pétrolières, qu'est l'exploration-production d'hydrocarbures ; elle n'est en cela pas incompatible avec une autre observation, selon laquelle les compagnies pétrolières se sont diversifiées pendant les années 70 et le début des années 80, vers le nucléaire et le charbon en particulier, en prévision de prix du pétrole durablement très élevés, et des substitutions inter-énergétiques qu'il était possible d'en attendre.

⁷⁵ Cf. Première partie, 2.2.2.

⁷⁶ Penrose, 1959, p. 134.

⁷⁷ Cf. 0.2.2.2.

des coûts – alors que jusque-là, cette incitation à l'innovation n'était que d'origine purement technique. Mais simultanément, la contrainte de ressources financières propre à l'activité de création de technologies se ressert tel un étau sur les compagnies pétrolières.

Dès lors, « [...] en considération de l'étendue des activités et du volume des investissements nécessaires, il n'est pas question pour un groupe pétrolier de contrôler l'intégralité de l'évolution technique. [...] En effet, même les groupes de très grande taille ne sont pas en mesure de conserver une avance technologique importante dans tous les domaines »⁷⁸. Ainsi, cette conjonction de facteurs opposés – nécessité d'intensifier l'activité de création de technologies, et diminution drastique des ressources financières disponibles pour conduire cette activité – impose cette fois-ci aux compagnies pétrolières de redéfinir leurs frontières. Elles s'engagent alors dans un mouvement de désintégration technologique, pour ne conserver que quelques compétences clés en matière d'exploration-production d'hydrocarbures.

2.2.1.1.2.2 Les manifestations du recentrage

Le premier signe tangible de ce mouvement de désintégration des compagnies pétrolières est la réduction de leur nombre d'employés salariés. Bourgeois⁷⁹ cite le résultat d'une étude faite aux Etats-Unis par le *Federal Reporting System*, sur un échantillon de compagnies pétrolières américaines, selon lequel leur personnel employé a été divisé par deux entre 1981 et 1996. Mais il met ce résultat au compte de « sévères politiques de “cost-cutting” ». Pour Perruchet aussi⁸⁰, « [...] les années 80 sont marquées par une recherche constante de réduction des coûts, qui passe bien souvent par une diminution du nombre d'employés. » Cet argument de la recherche d'une réduction directe des coûts par la réduction de personnel ne nous semble pas vraisemblable dans le cas de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, qui est extrêmement capitalistique. En revanche, l'argument technologique qui vient d'être développé, en termes d'allègement des contraintes de ressources financières et humaines, pour favoriser la capacité d'apprentissage des compagnies pétrolières et partant réduire les coûts, semble davantage adapté.

⁷⁸ Perruchet, *ibid.*, p. 257 ; Bourgeois (1999, p. 774) relève exactement la même impossibilité.

⁷⁹ Bourgeois, *ibid.*, p. 772.

⁸⁰ Perruchet, *ibid.*, p. 214.

Ce mouvement de désintégration des compagnies pétrolières peut aussi être observé sous l'angle des opérations industrielles constitutives du projet d'exploration-production d'hydrocarbures que les compagnies pétrolières choisissent d'externaliser. Un des exemples les plus marquants à cet égard est l'activité de forage des puits, que les compagnies pétrolières ne conduisent plus elles-mêmes⁸¹.

En dernière analyse, c'est cependant bien sous l'angle des compétences qu'elles ont décidé de conserver, ou dont elles ont au contraire décidé de se séparer, qu'il convient d'analyser la redéfinition de leurs frontières que les compagnies pétrolières ont opérée avec ce mouvement de désintégration. Ainsi, pour Cavoulacos, Deffarges et McArthur, les compétences clés sur lesquelles les compagnies pétrolières se sont concentrées à partir de la fin des années 1980 sont les suivantes⁸² : « gestion du risque pays et technique ; négociation avec les pays hôtes ; formation d'alliances ou de joint-ventures ; interprétation géophysique ; conduite de projets de développement et programmes de production ».

Ces mêmes auteurs confirment enfin l'analyse technologique du phénomène de désintégration des compagnies pétrolières, et lèvent le voile au passage sur qu'il est advenu des activités externalisées par les compagnies pétrolières⁸³ : « [...] l'industrie pétrolière a pu maintenir sa croissance [...] en sous-traitant une part importante de ses activités à des prestataires pour se concentrer sur des activités-clés [...] se gardant ainsi des ressources financières et humaines pour saisir de nouvelles opportunités. » C'est donc à présent l'impact de l'accélération technologique sur les frontières de sociétés de services parapétroliers qu'il convient d'étudier.

2.2.1.2 L'intégration par les sociétés de services parapétroliers des compétences délaissées par les compagnies pétrolières

Au sortir de la phase de tranquillité technologique, les sociétés de services parapétroliers étaient très nombreuses. La plupart étaient à la fois de petite taille, spécialisées dans la prestation de quelques services précis et très standardisés, et concentrées sur une ou quelques zones d'activité géographiques⁸⁴.

⁸¹ Cf. par exemple Masseron, *ibid.*, p. 114.

⁸² Cavoulacos, Deffarges & McArthur, *ibid.*, p. 15 ; ces auteurs sont eux-mêmes salariés de la société de services parapétroliers américaine Booz, Allen & Hamilton au moment où ils écrivent.

⁸³ Cavoulacos, Deffarges & McArthur, *ibid.*, p. 14.

⁸⁴ Cf. 2.1.1.3.

2.2.1.2.1 Un statu quo pendant la première partie de la phase de révolution technologique

C'est sous cette forme que les sociétés de services parapétroliers abordent la première partie de la phase de révolution technologique, du début des années 1970 au milieu des années 1980, en Mer du Nord et en Alaska. Or, c'est bien l'ensemble des opérations sous-jacentes au projet d'exploration-production d'hydrocarbures – y compris celles dont les sociétés de services parapétroliers ont la charge –, qui sont concernées par les problèmes nouveaux que posent les développements pétroliers et gaziers dans ces zones offshore. Mais, ainsi qu'il a été précisé ci-dessus, les compagnies pétrolières continuent de réaliser elles-mêmes la très grande majorité de ces opérations, en dépit de l'accélération technologique et en raison de l'absence de contrainte financière jusqu'à 1985. Autrement dit, les opérations qu'elles confient aux sociétés de services parapétroliers restent peu nombreuses, et pour l'essentiel très étroitement délimitées. Par voie de conséquence, les relations de sous-traitance entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers ne changent pas fondamentalement de forme d'organisation industrielle, pendant ces quinze premières années de la phase de révolution technologique⁸⁵.

En particulier, la relation d'autorité en cours de prestation demeure, les compagnies pétrolières continuant à agir comme des donneurs d'ordres, et les sociétés de services parapétroliers comme de simples exécutants de ces ordres. Cependant, une différence essentielle est que ces ordres concernent dorénavant les processus de création de technologies, conduits dans les prestations confiées aux sociétés de services parapétroliers. Les compagnies pétrolières en sont donc, pour l'essentiel, les maîtres d'œuvre. Les sociétés de services parapétroliers ne jouent alors qu'un rôle très limité dans cette création de technologies. Elles sont en cela peu concernées par les contraintes de ressources humaines et financières. Finalement, si les sociétés de services parapétroliers apparaissent comme les réceptacles de nouvelles techniques développées sur les projets d'exploration-production d'hydrocarbures en Mer du Nord et en Alaska, elles n'en sont cependant pas les véritables artisans. En un mot, elles ne possèdent pas les compétences technologiques associées.

⁸⁵ Cavoulacos, Deffarges et McArthur (ibid., p. 14) le confirment : le mode de sous-traitance traditionnelle est encore à l'œuvre au cours des années 80.

2.2.1.2.2 1986 : le choc du contre-choc pétrolier

Au moment du contre-choc pétrolier de 1986, la situation des sociétés de services parapétroliers, en termes d'organisation industrielle, n'est donc guère différente de celle qui prévalait au début des années 1970. Mais ce contre-choc transforme radicalement l'environnement de ces sociétés.

2.2.1.2.2.1 Un vaste mouvement de concentration industrielle

Tout d'abord, elles subissent de plein fouet la réduction d'activité des compagnies pétrolières, décidée en réponse à l'effondrement des prix des hydrocarbures. Mais dans le même temps, elles font face à l'opportunité d'intégrer les opérations industrielles constitutives du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, dont les compagnies pétrolières se séparent à l'occasion de leur mouvement de recentrage sur leurs compétences foncières. Or, la structure très concurrentielle du secteur parapétrolier le rend inapte à affronter ces deux transformations radicales de son environnement. Les petites sociétés de services spécialisés, dont il est composé en très grande majorité, n'ont pas les ressources nécessaires pour résister durablement à la baisse de leur volume d'affaire. Nombreuses sont celles qui font rapidement faillite. Les autres résistent péniblement, et ne sont bien sûr pas en situation d'élargir leurs frontières en internalisant les compétences délaissées par les compagnies pétrolières.

Mais cet environnement est aussi particulièrement favorable à un mouvement de concentration industrielle du secteur parapétrolier. En effet, seul un accroissement de leur taille semble susceptible de permettre aux sociétés de services parapétroliers de survivre, en leur fournissant une assise financière plus solide, un portefeuille d'activités plus diversifié tout au long du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, une dimension mondiale, et un carnet de clientèle plus fourni. Cette concentration doit aussi permettre aux sociétés de services parapétroliers d'être en situation de marchandage plus favorable vis-à-vis des compagnies pétrolières⁸⁶. Enfin, elles doivent posséder des ressources financières et humaines étendues si elles veulent intégrer les opérations dont se sont dessaisies les compagnies pétrolières, et, à partir de là, se doter des compétences requises en engageant des processus de création de technologies. Par ailleurs, la chute des cours boursiers de

⁸⁶ Cf. Haefelin, *ibid.*, p. 130.

nombreuses sociétés de services parapétroliers, en raison de leur corrélation étroite avec le prix du pétrole, ouvre de nombreuses opportunités d'acquisitions et de prise de contrôle du capital à moindre coût, pour celles qui ont les ressources suffisantes.

Effectivement, il s'est produit dès le milieu des années 1980 un vaste mouvement de concentration industrielle dans le secteur parapétrolier⁸⁷. A l'issue de multiples faillites, de nombreuses acquisitions en bourse, et de fusions mutuellement consenties, le nombre de sociétés de services parapétroliers s'est fortement réduit, et le secteur est aujourd'hui dominé, soit directement soit par le jeu des participations au capital, par quatre puissants groupes intégrés de dimension mondiale : Schlumberger, Halliburton, Baker&Hugues, et Dresser⁸⁸.

2.2.1.2.2.2 Une intégration technologique

L'intégration qu'ils ont réalisée renvoie tout d'abord au fait que ces sociétés se sont donné les moyens d'offrir aux compagnies pétrolières l'ensemble des services parapétroliers, que la myriade de petites sociétés spécialisées offraient jusqu'au début des années 1980. Mais ces grandes sociétés de services parapétroliers, issues de la vague de concentration post contre-choc, ne se sont pas arrêtées là. Leur nouvelle taille, à travers les avantages qu'elle leur a procurés en termes de solidité financière, de diversification, d'implantation mondiale, et de volume d'affaires, leur a permis d'intégrer les opérations constitutives du projet d'exploration-production d'hydrocarbures délaissées par les compagnies pétrolières, suite au contre-choc pétrolier de 1986, et de développer leur propres compétences dans un certain nombre de domaines technologiques importants⁸⁹.

Ce mouvement d'intégration technologique, en termes de compétences détenues, des sociétés prestataires de services parapétroliers, qui fait écho à celui opposé de désintégration technologique des compagnies pétrolières, peut être illustré de différentes façons. Tout d'abord, il se traduit par une embauche importante d'ingénieurs dans les domaines de compétences qui se transforment profondément⁹⁰. De nombreux ingénieurs,

⁸⁷ Haefelin (ibid., p. 251-262) retrace les étapes de ce mouvement de concentration sur le marché des services de géophysique, ainsi que sur celui des services liés au forage (ibid., p. 305-319) ; cf. aussi Annexe D.

⁸⁸ Cf. Haefelin, ibid., p. 13.

⁸⁹ Haefelin (ibid., p. 206-215) l'illustre en détail dans le cas de Schlumberger et de Halliburton ; cf. Annexe D.

⁹⁰ Kendell (ibid., p. 3) cite les métiers du traitement et de l'interprétation des données sismiques, en forte croissance depuis 1982.

débauchés par les compagnies pétrolières à partir de 1986, ont rapidement été réembauchés par les grandes sociétés de services parapétroliers. Ensuite, on observe que les grandes sociétés parapétrolières ont progressivement été en situation d'offrir les services attachés aux opérations industrielles du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, que les compagnies pétrolières réalisaient auparavant par elles-mêmes. On peut citer, parmi les exemples les plus illustratifs, le forage, la construction et l'entretien des puits⁹¹.

En dernière analyse, les frontières des sociétés de services parapétroliers, définies en termes de compétences possédées, ont été étendues. Cette construction de compétences s'est traduite par un engagement important de ressources financières et humaines, dans un certain nombre de domaines clés. Cavoulacos, Deffarges et McArthur l'illustrent bien⁹² : « [...] les sociétés parapétrolières ont investi largement dans la technologie [...]. Une tendance qu'illustre parfaitement l'acquisition pendant la décennie 1985-95 de compétences sismiques par Schlumberger. » Et un peu plus loin⁹³ : « Certains parapétroliers sont aujourd'hui en mesure de proposer la plupart des compétences autrefois chasse gardée des compagnies pétrolières. »

Les sociétés de services parapétroliers, qui n'avaient jusqu'au contre-choc pétrolier de 1986 qu'un rôle limité en matière de création de nouvelles technologies dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, sont dorénavant des acteurs incontournables de cette création, dans des domaines technologiques puissamment complémentaires de ceux des compagnies pétrolières. « Le développement des nouvelles technologies de l'exploration-production a exigé une redéfinition des rôles entre compagnies pétrolières et compagnies de services »⁹⁴. Cette redéfinition ne saurait manquer d'avoir un impact sur la forme d'organisation industrielle des relations qu'elles entretiennent.

2.2.2 Le resserrement des liens entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers

Depuis le contre-choc pétrolier de 1986, et le mouvement consécutif de redéfinition des frontières respectives des compagnies pétrolières et des sociétés de services

⁹¹ Cf. Haefelin, *ibid.*, p. 130 ; Masseron, *ibid.*, p. 114.

⁹² Cavoulacos, Deffarges & McArthur, *ibid.*, p. 14.

⁹³ Cavoulacos, Deffarges & McArthur, *ibid.*, p. 15.

⁹⁴ Martin, 2000b, p. 51.

parapétroliers, les unes et les autres sont engagées dans des processus de création de technologies complémentaires, pour chaque projet d'exploration-production sur lequel elles travaillent ensemble. Dès lors, la forme d'organisation industrielle de cette nouvelle relation de sous-traitance doit permettre de coordonner, de manière efficace, les décisions qu'elles prennent dans ces processus. Cette efficacité se décline suivant deux axes⁹⁵.

Premièrement, le savoir technologique créé par la compagnie pétrolière, et celui créé par la société de services parapétroliers, doivent pouvoir être échangés, parce qu'ils sont étroitement complémentaires. Du fait de cette complémentarité de leurs compétences, aucune nouvelle technologie ne pourrait être développée dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures sans coordination étroite, sur le plan des connaissances, entre les compagnies pétrolières et les sociétés parapétrolières, à l'intérieur de chaque projet.

Deuxièmement, les coûts irrécouvrables qui résultent de cet état d'apprentissage permanent des compagnies pétrolières et des sociétés de services parapétroliers⁹⁶, dans les projets d'exploration-production d'hydrocarbures, doivent pouvoir être partagés entre elles. Ce partage est requis en raison du caractère invariablement innovant, et donc simultanément incertain et irréversible, des investissements. En outre, ce partage des coûts irrécouvrables, mis en œuvre par la compagnie pétrolière et la société parapétrolière, doit absolument être crédible pour les engager dans des processus de création de technologies complémentaires. Ceci exige que l'une et l'autre y prennent des engagements irréversibles.

2.2.2.1 L'inadaptation de la relation de sous-traitance traditionnelle

Or, ces deux fonctions de partage du savoir et des coûts sont très mal remplies par le mode de sous-traitance traditionnelle, à l'œuvre entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers pendant la phase de tranquillité technologique, et la première partie de celle de révolution technologique.

Tout d'abord, la subordination, en cours de prestation, de la société de services parapétroliers à l'autorité de la compagnie pétrolière, est incompatible avec la création de savoirs technologiques complémentaires. En effet, la société de services parapétroliers possède des compétences qui ne sont pas celles de la compagnie pétrolière, en vertu de quoi la seconde est proprement incapable de dicter à la première quelles sont les décisions

⁹⁵ Cf. Première partie, 2.3.1.1 et 2.4.1.1.

⁹⁶ C'est-à-dire de leur position toujours en deçà d'une frontière d'efficacité technologique.

technologiques à prendre. Seul un processus d'apprentissage conduit de manière décentralisée, par la société de services parapétroliers, est susceptible d'engendrer les technologies complémentaires dont la compagnie pétrolière a besoin pour mener à bien le projet d'exploration-production.

De plus, l'horizon temporel de la relation de sous-traitance traditionnelle, qui coïncide avec celui de la prestation ciblée dont la compagnie pétrolière passe commande à la société parapétrolière, est trop bref pour les engager l'une et l'autre dans un processus d'innovation commun, qui sera caractérisé par de fortes irréversibilités (tant sur le plan cognitif que financier). En outre, cette absence d'engagement des parties dans la durée, qui provient de la réactivation de la concurrence par la compagnie pétrolière à chaque appel d'offres, laisse le champ libre à des comportements non coopératifs, voire même opportunistes, dans la relation⁹⁷.

Enfin, si la rémunération à prix fixe de la société de services parapétroliers peut convenir à la réalisation d'une prestation technologiquement bien spécifiée dès la commande, elle est en revanche complètement inadaptée à la conduite d'un processus de création de technologies par nature incertain, que la société parapétrolière doit assurer. Ce dernier impose en effet à la société parapétrolière d'encourir des coûts irrécouvrables, qu'il serait plus efficace de partager avec la compagnie pétrolière, alors qu'elle les supporte intégralement lorsqu'elle est rétribuée à prix fixe. Ainsi, une telle rémunération à prix tiré de la prestation de sous-traitance, en dépit de son caractère manifestement incitatif, n'est pas susceptible d'engager la société de services parapétroliers dans un processus de création de technologies⁹⁸.

Les contrats de sous-traitance traditionnelle entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers sont donc caractérisés par une forte inefficience dynamique, qui semble compromettre sérieusement leur aptitude à créer ensemble les nouvelles technologies requises dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. Ces dernières sont pourtant absolument nécessaires dans le contexte de durcissement continu des conditions exogènes de l'offre d'hydrocarbures, qui caractérise la phase de révolution technologique. Ce constat appelle donc une redéfinition de la forme

⁹⁷ Du type aléa moral, ou renégociation du prix contractuel ; Baudry (ibid., p.53) illustre cela avec un modèle très simple de théorie des jeux, qui conduit à la solution archétypale du dilemme du prisonnier.

⁹⁸ Ces inefficacités du contrat à prix tiré, pour organiser la relation de sous-traitance en régime de changement technologique, sont étudiées par Teece, ibid., p. 260.

d'organisation industrielle des relations entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers – relations dont la dimension technologique est devenue prédominante à partir du contre-choc pétrolier de 1986. Ceci est aussi relevé par Perruchet⁹⁹ : « La spécialisation nécessaire est assurée par les sociétés de service, dont la créativité et la souplesse sont les caractéristiques principales. L'organisation de la sous-traitance devient alors un enjeu crucial. »

2.2.2.2 Les nouveaux contrats de sous-traitance

A partir de la fin des années 1980, les contrats de sous-traitance traditionnelle sont effectivement peu à peu abandonnés dans l'industrie. Les relations entre les compagnies pétrolières et les sociétés parapétrolières sont dorénavant gérées par le biais de contrats bien plus sophistiqués, qui exhibent de nouveaux mécanismes aux vertus dynamiques manifestes.

2.2.2.2.1 Des prestations intégrées et clés en main

Tout d'abord, la désintégration des compagnies pétrolières, et l'intégration des sociétés parapétrolières, conduit ces dernières à fournir des prestations intégrées et clés en main. Il en résulte une responsabilisation technologique accrue des sociétés parapétrolières. Par le passé en effet, elles étaient nombreuses à intervenir sur un projet d'exploration-production d'hydrocarbures, pour n'y réaliser souvent qu'une opération technique précise. Aucune ne jouait un rôle technologique particulier. Mais à présent, il est courant qu'une seule société de services parapétroliers soit chargée de conduire, et de fournir clefs en main à la compagnie pétrolière, une campagne sismique par exemple, ou une campagne de forages. Elle est alors l'interlocuteur technologique privilégié de la compagnie pétrolière – et même son véritable partenaire technologique (cf. *infra*).

Cette première transformation de la relation de sous-traitance parapétrolière est confirmée par Cavoulacos, Deffarges et McArthur¹⁰⁰ : « Ces “méga-sous-traitants” [...] sont désormais capables d'intervenir comme intégrateurs de systèmes et de programmes à la place des majors, en apportant à l'industrie pétrolière une technologie de pointe ». En outre, les grandes sociétés parapétrolières intégrées peuvent elles-mêmes être amenées à

⁹⁹ Perruchet, *ibid.*, p. 257.

sous-traiter un certain nombre de prestations particulières, à des sociétés de services de second rang¹⁰¹. Cette sous-traitance en cascade est à l'image de ce que Aoki¹⁰² décrit dans son modèle d'organisation industrielle de type J, qui peut s'appliquer tant au plan intra qu'inter-firmes¹⁰³.

2.2.2.2.2 Une rémunération globale

Cette nouvelle responsabilité technologique des sociétés de services parapétroliers se traduit aussi dans de nouveaux modes de rémunération contractuelle. Celle-ci est en effet de plus en plus souvent évaluée par rapport à la rentabilité globale du projet.

Cavoulacos, Deffarges et McArthur¹⁰⁴ en fournissent une illustration avec le développement du gisement de pétrole et de gaz naturel d'Andrew, en Mer du Nord britannique¹⁰⁵. Les auteurs révèlent le mode de rémunération mis en œuvre entre les compagnies pétrolières partenaires et les sociétés de services parapétroliers, chargées de la construction de la plate-forme de production et du forage des puits de développement. Le budget pour ces opérations avait été estimé à 560 M\$. Il a été convenu que les sous-traitants supporteraient 54% des coûts dépassant le budget initial – plafonnés à 40 M\$ – le cas échéant. Dans le cas contraire, ils devaient recevoir plus de 50% des économies réalisées. La phase de développement de ce projet a été caractérisée par des performances excellentes : elle a été conduite en six mois de moins que prévu, pour un coût de 444 M\$, et les sociétés de services se sont partagé une prime d'environ 69 M\$.

Le premier intérêt d'un tel mode de rémunération, en termes de structure d'incitations, est d'orienter les décisions de la société parapétrolière et de la compagnie pétrolière vers un objectif commun dans le projet d'exploration-production. Ce type de rémunération permet aussi aux partenaires de la relation de sous-traitance de partager les coûts irrécouvrables qu'ils doivent nécessairement encourir pour conduire leurs processus

¹⁰⁰ Cavoulacos, Deffarges & McArthur, *ibid.*, p. 15.

¹⁰¹ Cavoulacos, Deffarges & McArthur, *ibid.*

¹⁰² Aoki, 1988, chap. 6.

¹⁰³ Cf. par exemple Bouvier-Patron, 1994a.

¹⁰⁴ Cavoulacos, Deffarges & McArthur, *ibid.*

¹⁰⁵ Andrew a été découvert en 1974 par 116 mètres de fond, mais n'était pas exploitable de manière économique avec les technologies de l'époque ; il n'a été mis en production qu'en 1996 ; les compagnies pétrolières associées sur ce projet sont BP, qui en est l'opérateur (avec 62,75% des parts), Lasmo (16,21%), Mitsubishi (11,18%), Kerr McGee (6,66%) et Talisman (3,20%).

d'apprentissage¹⁰⁶. Il favorise en cela leur engagement conjoint dans l'activité de création de technologies complémentaires. Par ailleurs, ce type de rémunération conduit les sociétés parapétrolières à supporter une partie du risque industriel et économique global, et les incite donc à l'innovation¹⁰⁷. Martin¹⁰⁸ relève ce « [...] caractère décisif de la réorganisation des relations entre compagnies pétrolières et compagnies de service dans le sens d'une association plus étroite de ces dernières aux risques et aux bénéfices des opérations entreprises. »

2.2.2.2.3 Une stabilité et une continuité renforcées

De plus, le partage des coûts irrécouvrables associé au mode de rémunération globale stabilise grandement la relation et garantit sa continuité, grâce à l'irréversibilité des engagements pris par la compagnie pétrolière et la société de services parapétroliers, une fois que le processus de création de technologies commun est en marche. Cette irréversibilité procède du caractère irrécouvrable des investissements innovants, et de leur forte spécificité par rapport à la relation nouée, en raison de la complémentarité des processus d'apprentissage des partenaires. Dans le même ordre d'idées, les nouveaux contrats de sous-traitance contiennent parfois des clauses explicites de reconduction de la relation d'un projet à un autre, pour les sociétés parapétrolières dont les prestations sont jugées satisfaisantes – quoiqu'il s'agisse plus souvent d'un mécanisme implicite.

Pour Bauquis¹⁰⁹, ces stratégies d'organisation et de relation entre les compagnies pétrolières et leurs sous-traitants constituent un des trois facteurs clés du progrès technologique, ayant permis de réduire les coûts unitaires et les délais dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures.

2.2.2.3 Les coopérations technologiques verticales

Mais ces mécanismes inclus dans les nouveaux contrats vont encore plus loin. Ils confèrent en effet à la relation de sous-traitance entre compagnies pétrolières et sociétés parapétrolières une forme d'organisation industrielle très proche de la coopération

¹⁰⁶ Cf. Première partie, 2.4.1.1.

¹⁰⁷ Cavoulacos, Deffarges & McArthur, *ibid.*

¹⁰⁸ Martin, *ibid.*, p. 56.

¹⁰⁹ Bauquis, 2000, p. 72.

verticale.

2.2.2.3.1 Le cercle vertueux de la coopération dans les nouveaux contrats

La grille d'analyse des formes d'organisation industrielle proposée par Imai et Itami¹¹⁰ permet de l'illustrer. La poursuite par les partenaires d'un objectif commun dans le projet d'exploration-production d'hydrocarbures, induite par la rémunération à la fois intéressée et solidaire des sociétés de services parapétroliers, confère le caractère organisationnel O_1 à ces nouveaux contrats. La prise d'engagements irréversibles des partenaires y engendre quant à elle le caractère organisationnel O_2 , dès qu'ils amorcent les processus d'apprentissage complémentaires et effectuent les investissements associés. O_1 et O_2 se renforcent alors mutuellement à travers la création d'une quasi-rente relationnelle, ainsi que le suggère le cercle vertueux de la coopération¹¹¹.

Qui plus est, ce cercle voit ses vertus étendues d'un projet d'exploration-production à un autre, grâce au mécanisme de reconduction du contrat en cas de prestation jugée satisfaisante. En effet, le fait que la société parapétrolière ne se sente pas impliquée dans une relation dont la fin est programmée, contrairement à ce qui se produisait avec la relation de sous-traitance traditionnelle, est réputé induire un comportement coopératif de sa part¹¹². Celui-ci favorise en retour l'activation, par la compagnie pétrolière, du mécanisme de reconduction de la relation de sous-traitance.

Enfin, même si le caractère hiérarchique (O_1+O_2) est affirmé dans les nouveaux contrats de sous-traitance, la compagnie pétrolière et la société de services parapétroliers demeurent néanmoins fondamentalement engagées dans la poursuite de leur intérêt individuel, et conduisent leurs processus d'apprentissage de manière décentralisée (caractère marchand M_1). Elles conservent aussi leur indépendance juridique, comme dans tout contrat, et peuvent mettre fin à tout moment à la relation (caractère marchand M_2).

Au final, ces nouveaux contrats de sous-traitance dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures ont donc bien la nature implicite de coopérations verticales, entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers. Or, ce sont bien ces coopérations qui sont prescrites en matière de coordination des relations de sous-

¹¹⁰ Imai & Itami, *ibid.*

¹¹¹ Cf. Baudry, 1993, p. 59 ; et Première partie, 1.4.2.1.2.

traitance en régime de changement technologique, par l'approche dynamique de l'organisation industrielle¹¹³. Martin ébauche une conclusion très similaire¹¹⁴ : « De sous-traitantes, ces dernières [les compagnies de services] se sont muées en partenaires, contraintes à des obligations de résultat, ce que traduisent bien les nouveaux contrats de services. Cette responsabilité partagée semble avoir renforcé encore le processus de changement technologique. » Cavoulacos, Deffarges et McArthur en donnent une illustration concrète¹¹⁵ : « [...] Schlumberger [...] a largement contribué à la création du marché des services “clés en main” et [...] travaille désormais en étroite collaboration avec Shell et BP. »

2.2.2.3.2 Des coopérations explicites

Dans certains cas, la relation de sous-traitance prend explicitement la forme d'une coopération technologique. Une compagnie pétrolière et une société parapétrolière s'engagent alors dans un accord à horizon temporel long, dans le cadre duquel elles définissent des objectifs technologiques communs. Le plus souvent, les partenaires technologiques concrétisent un tel accord par la création d'une *joint venture*, qui constitue une forme d'organisation plus irréversible qu'une simple coordination contractuelle, et ce afin de renforcer son caractère coopératif.

Perruchet relève aussi l'existence de telles coopérations explicites¹¹⁶ : « En outre, l'industrie parapétrolière occupe une place importante et ses liens avec les groupes pétroliers sont très étroits. Il s'agit alors de classiques contrats de services, mais parfois une collaboration de long terme peut s'instaurer. » Jacquard¹¹⁷ confirme que la coopération technologique entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers peut prendre différentes formes, associées à différents degrés d'engagement des partenaires : « Qu'il s'agisse de consortiums, de partenariats, voire d'alliances, l'objectif recherché est d'abord de rationaliser l'effort par la synergie des compétences avec, en toile de fond, le partage du risque technologique. Une nouvelle typologie de la R&D pétrolière

¹¹² Ce résultat peut être démontré grâce à un modèle simple de théorie des jeux ; cf. par exemple Jacquemin, 1987, p. 3.

¹¹³ Cf. Première partie, 2.3.2.3 et 2.4.2.3.

¹¹⁴ Martin, *ibid.*, p. 51 ; cf. aussi Haefelin, *ibid.*, p. 116.

¹¹⁵ Cavoulacos, Deffarges & McArthur, *ibid.*, p. 15.

¹¹⁶ Perruchet, *ibid.*, p. 254.

¹¹⁷ Jacquard, 1997, p. 10.

est ainsi en train de se mettre en place, dans laquelle les sous-traitants d'hier seront les partenaires de demain. »

2.2.2.4 La meilleure efficience statique de la relation de sous-traitance

Les nouveaux contrats de sous-traitance de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, apparus progressivement à partir de la fin des années 1980, se distinguent donc des anciens du point de vue de leur efficience dynamique, nettement meilleure. Mais l'efficience statique des relations entre les compagnies pétrolières et les sociétés parapétrolières s'améliore aussi, de la phase de tranquillité à celle de révolution technologique.

2.2.2.4.1 Le développement du concept de qualité industrielle

En premier lieu, le concept de qualité industrielle se développe et se diffuse fortement à partir des années 1980, dans de nombreux secteurs industriels d'envergure. On peut expliquer ce phénomène par un faisceau de facteurs concomitants : le ralentissement de la croissance économique mondiale, l'intensification de la concurrence, l'attention accrue portée sur la minimisation des coûts, la difficulté rencontrée par les sous-traitants pour répondre aux exigences de leurs donneurs d'ordres, et aussi la supériorité avérée du système japonais de production industrielle¹¹⁸. Avec ce nouvel outil, les compagnies pétrolières peuvent observer de manière beaucoup plus satisfaisante la qualité des prestations qui leur sont fournies par les sociétés parapétrolières¹¹⁹. Ceci réduit le phénomène d'aléa moral qui pouvait se manifester dans la relation de sous-traitance en phase de tranquillité technologique. En outre, la qualité des prestations fournies par les sociétés parapétrolières peut dorénavant être aussi vérifiée, ce qui en fait une variable de la relation de sous-traitance qui peut être contractualisée.

2.2.2.4.2 Des mécanismes contractuels efficaces

Les mécanismes contenus dans les nouveaux contrats de sous-traitance, efficaces sur le plan dynamique, le sont aussi sur le plan statique. En effet, les sociétés de services

¹¹⁸ Cf. par exemple Baudry, 1993, p. 51.

¹¹⁹ Cf. Symonds, 1994.

parapétroliers ne sont plus intégralement bénéficiaires des gains qu'elles pourraient réaliser en trichant sur la qualité de la prestation, car elles sont à présent rémunérées par rapport à la rentabilité globale du projet – et non plus à prix fixe comme avec les contrats de sous-traitance traditionnelle. Au contraire, une mauvaise qualité des opérations sous-traitées du projet d'exploration-production peut affecter sa rentabilité globale, et par voie de conséquence réduire la rémunération du sous-traitant opportuniste.

Enfin, même si la qualité ne fait pas l'objet d'une contractualisation, le mécanisme de reconduction de la relation de sous-traitance réduit lui aussi le phénomène d'aléa moral. En effet, la société parapétrolière qui triche sur la qualité prend le risque que ce défaut soit observé par la compagnie pétrolière, et que cette dernière refuse alors de reconduire le contrat. On retrouve ici le fait que la perspective de répétition de la relation de sous-traitance de court terme, sur un horizon temporel infini – c'est-à-dire, dont les parties n'anticipent pas la fin –, est susceptible d'induire un comportement coopératif tacite de leur part.

Conclusion

Pendant la phase de tranquillité technologique de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, les sociétés prestataires de services parapétroliers sont donc dans une situation de totale sujétion vis-à-vis des compagnies pétrolières.

Tout d'abord, les frontières des sociétés parapétrolières sont très étroites, tandis que celles des compagnies pétrolières sont très étendues. L'industrie parapétrolière est très concurrentielle, tandis que quelques compagnies pétrolières dominent l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. Et la plupart des sociétés parapétrolières ne proposent que quelques services spécialisés et très standardisés.

Ensuite, ces inégalités importantes se déclinent dans la forme d'organisation industrielle de la relation de sous-traitance. Les sociétés de services parapétroliers sont en concurrence pour réaliser un nombre restreint de prestations ponctuelles et standardisées, commandées par les compagnies pétrolières. Pour remporter des affaires, elles doivent proposer les coûts de prestations les plus bas possibles, et sont donc obligées de faire des efforts dans ce sens. Mais les fruits de ces efforts sont accaparés par les compagnies

pétrolières, à travers le mécanisme d'appel d'offres concurrentiel. Les sociétés de services parapétroliers ne peuvent pas non plus tirer quelque profit du mode de rémunération à prix tiré, en faisant des efforts en cours de prestation pour réduire leurs coûts, parce qu'elles sont *quasi*-intégrées par les compagnies pétrolières le temps de cette prestation.

Cette relation de sous-traitance traditionnelle est réputée induire des gaspillages économiques importants en matière d'allocation des ressources dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. Mais les opérations du projet d'exploration-production qui sont sous-traitées sont relativement peu nombreuses. Et les compagnies pétrolières dévouent leurs ressources à assurer leur expansion dans un contexte de forte croissance du marché mondial des hydrocarbures, plutôt qu'à chercher à réduire leurs coûts.

Il faut attendre le contre-choc pétrolier de 1986, soit quinze ans après l'enclenchement de la révolution technologique, pour observer un vaste mouvement de désintégration technologique des compagnies pétrolières. Un autre lui fait écho, qui commence par une concentration de l'industrie parapétrolière, puis qui se prolonge par intégration technologique des grandes sociétés de services parapétroliers. Ils induisent une redéfinition profonde des rôles des unes et des autres, en matière de création des nouvelles technologies nécessaires à l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, dans le sens d'une responsabilisation accrue des secondes.

Cette redéfinition entraîne à son tour une transformation organisationnelle d'envergure des relations entre les compagnies pétrolières et les sociétés parapétrolières. De nouveaux contrats de sous-traitance apparaissent, qui traduisent un renforcement des liens qu'elles entretiennent. Ces nouveaux contrats assurent une coordination de type coopératif entre elles, qui est requise afin qu'elles puissent créer ensemble les nouvelles technologies de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures.

CHAPITRE 3

DES SIMPLES ASSOCIATIONS AUX COOPÉRATIONS TECHNOLOGIQUES ENTRE LES COMPAGNIES PÉTROLIÈRES INTERNATIONALES

La dernière relation nouée dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures à laquelle nous nous intéressons, sous l'angle des rapports qu'entretient son organisation industrielle avec l'accélération technologique, est celle entre les compagnies pétrolières internationales elles-mêmes.

Pendant la phase de tranquillité technologique de l'industrie, les relations entre compagnies pétrolières apparaissent comme un moyen mis à leur disposition pour poursuivre un objectif d'efficacité statique. Il s'agit alors pour elles de parvenir à engendrer une richesse maximale avec les ressources dont elles disposent. Le projet d'exploration-production d'hydrocarbures, dans lequel les compagnies pétrolières engagent leurs ressources, est donc à nouveau placé au centre de l'analyse. Ses caractéristiques extrêmes permettent de comprendre que les compagnies pétrolières ont intérêt à nouer des associations entre elles (Section 3.1).

Pendant la phase de révolution technologique de l'industrie, les compagnies pétrolières sont confrontées à une difficulté supplémentaire : créer des nouvelles technologies afin de parvenir à explorer, développer, et exploiter, des gisements d'hydrocarbures toujours plus complexes. Dans ce contexte, les relations qu'elles nouent doivent leur permettre de soulager les contraintes d'ordres cognitif et financier, qui menacent la viabilité de cette création de technologies. Il apparaît alors que de véritables coopérations technologiques entre compagnies pétrolières remplacent les simples associations qu'elles formaient en phase de tranquillité technologique (Section 3.2).

3.1 LES ASSOCIATIONS ENTRE COMPAGNIES PETROLIERES

La façon dont les compagnies pétrolières allouent leurs ressources entre plusieurs projets d'exploration-production d'hydrocarbures répond à certaines caractéristiques technologiques¹ structurantes de ces derniers. Il s'agit d'une part des économies d'échelles colossales qui s'y manifestent, et d'autre part des risques importants auxquels ils sont exposés.

3.1.1 Les économies d'échelle dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures

Les sources d'économies d'échelle dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures sont multiples. En outre, elles sont localisées non seulement au niveau du projet d'exploration-production, mais aussi à des niveaux d'opérations plus intégrés – bassin sédimentaire, pays, voire même sous-continent.

3.1.1.1 Les indivisibilités

La première source d'économies d'échelle qu'il est possible de relever est l'existence d'indivisibilités, qui désigne – dans le cadre d'une analyse de long terme – le fait que l'augmentation de la quantité produite requiert un accroissement, en nombres discrets, de certains équipements ou de certaines opérations de production. Les économies d'échelle procèdent alors de la nécessaire utilisation à pleine capacité de ces facteurs indivisibles, afin d'obtenir le rapport le plus élevé possible de la quantité produite aux quantités de facteurs utilisées.

Un des exemples les plus importants d'indivisibilités qui se manifestent dans un projet d'exploration-production d'hydrocarbures, concerne l'utilisation de plates-formes en mer pour forer les puits de développement, et héberger les infrastructures de production. Au début des années 1990, par exemple, les connaissances technologiques en vigueur permettent à une telle plate-forme de forer au maximum une quarantaine de puits, et de traiter une production de l'ordre d'une à deux dizaines de kbep/jour². Des projets offshore

¹ Au sens traditionnel.

² Cf. graphiques correspondants en Annexe F.

importants³ peuvent ainsi requérir la construction de plusieurs plates-formes de production⁴. Chaque plate-forme coûtant typiquement une centaine de millions de dollars⁵, l'optimum technico-économique requiert que le nombre de plates-formes construites soit déterminé de façon à ce que chacune soit utilisée au maximum de ses capacités⁶.

Un autre exemple important d'indivisibilités qui se manifestent au niveau du projet d'exploration-production concerne le forage des puits de développement, par lesquels doit s'écouler la production d'hydrocarbures. Chaque puits coûte typiquement quelques millions de dollars, et quelques dizaines de puits sont typiquement forés⁷. La détermination du nombre et de l'emplacement optimal des puits doit permettre de drainer la zone du réservoir la plus large possible, sans courir le risque de forer un puits au-delà des limites de l'accumulation. En dernière analyse, la productivité économique des puits doit être pesée contre le coût de forage d'un puits supplémentaire.

Enfin, on peut citer comme autre exemple important d'indivisibilités dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, les usines de liquéfaction du gaz naturel, quand ce dernier doit être transporté sur grandes distances⁸. Pour des raisons techniques de taille minimale efficace, celles-ci sont construites par tranches de capacité⁹. Leur nombre doit encore être déterminé de façon à ce que chacune soit utilisée à pleine capacité. En revanche, le phénomène d'indivisibilités ne se manifeste pas, avec une usine de GNL, au niveau d'un projet d'exploration-production, mais à celui, plus large, de l'ensemble des projets qui utilisent l'usine pour transporter le gaz qu'ils produisent.

3.1.1.2 Les coûts fixes

Une deuxième source d'économies d'échelle procède de l'existence de coûts fixes,

³ Typiquement, avec des réserves prouvées supérieures à une centaine de Mbep.

⁴ Le champ géant d'Ekofisk, en Mer du Nord norvégienne, en comprend près d'une vingtaine ; cf. Bruggeman, *ibid.*, p. 52.

⁵ Cf. 0.1.4.3.2.

⁶ On notera cependant que ce type d'indivisibilités est surtout à l'œuvre en phase de révolution technologique, et très peu pendant celle de tranquillité technologique, quand les développements offshore se faisaient en eaux peu profondes sans que de telles plates-formes ne soient requises.

⁷ Cf. 0.1.4.

⁸ Ainsi, un nombre important d'usines de GNL existe pour transporter le gaz naturel produit dans les pays d'Asie du Sud-Est (Indonésie, Malaisie, Brunei) vers le Japon, qui en est un gros consommateur ; deux sont en service pour transporter le gaz naturel algérien vers la France (Skidda-Fos et Arzew-Montoir) ; DeAnne et Afsaneh (1990, p. 73) recensent les pays exportateurs de GNL, et donnent les volumes exportés.

⁹ Chaque tranche constitue un « train » de GNL ; il traite à peu près 300 Mpc/j, et sa construction coûte environ 600 M\$; cf. par exemple DeAnne & Afsaneh, *ibid.*, p. 77-81.

à différents niveaux opérationnels de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. Le coût fixe peut être considéré comme une forme extrême d'indivisibilité, du type tout ou rien. Il renvoie à un équipement, ou à une opération de production, dont la réalisation est nécessaire pour pouvoir obtenir la moindre production, mais sur lequel l'échelle de la production n'a ensuite aucune influence pour une grande plage de valeurs. L'idée est alors la même que précédemment : une fois que l'opération ou l'équipement est réalisé, il convient d'amortir son coût sur une quantité produite importante.

Le facteur fondamental à l'origine de coûts fixes dans l'industrie d'exploration-production est le gisement d'hydrocarbures lui-même. En effet, découvrir un gisement d'hydrocarbures requiert tout un ensemble de dépenses, qui ne dépendent pas – autrement que d'un point de vue statistique – de ses réserves prouvées, c'est-à-dire de la quantité d'hydrocarbures qu'il est possible d'en extraire. On relève au nombre de ces dépenses celle d'acquisition du permis d'exploration sur la zone géographique considérée. Elle s'élève typiquement à quelques millions de dollars, mais peut atteindre des valeurs de l'ordre de 100 M\$¹⁰. Le coût fixe qu'elle représente pousse rationnellement la compagnie pétrolière à extraire le maximum d'hydrocarbures en cas de découverte d'un gisement économiquement exploitable, mais aussi à explorer au maximum la zone considérée à la recherche de tels gisements. Un autre exemple concerne les dépenses associées aux études géologiques et géophysiques, propres à la phase d'exploration de la zone considérée. Elles s'élèvent typiquement à quelques millions de dollars, et ne dépendent pas de la quantité d'hydrocarbures découverte et extraite des gisements développés, sur la zone explorée. De la même façon, les dépenses associées aux forages d'exploration – qui se chiffrent typiquement en dizaines de millions de dollars – sont requises pour permettre la production ultérieure d'hydrocarbures, sans pour autant dépendre de la quantité qui sera extraite des gisements découverts et développés.

Mais il est aussi possible de relever l'existence de certains types de coûts fixes moins spécifiques à l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, comme ceux d'implantation d'une filiale à l'étranger, les frais administratifs liés à l'activité du siège de la compagnie pétrolière, etc. Le niveau opérationnel auquel les économies d'échelle associées se manifestent est bien plus vaste que le simple projet d'exploration-production,

¹⁰ L'exemple de BP a déjà été cité, qui a payé en 1996 un bonus d'exploration de près de 100 M\$, pour acquérir un permis d'exploration au Venezuela.

puisque'il s'agit de tous les projets entrepris dans un même pays, voire de l'ensemble des projets entrepris par la compagnie pétrolière considérée.

3.1.1.3 Les relations géométriques

Enfin, la dernière source d'économies d'échelle importante, dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, est celle qui procède des relations géométriques existant entre les surfaces et les volumes des multiples bacs et conduites, présents sur tout projet d'exploration-production. Elle se manifeste plus particulièrement quand la construction d'une canalisation de transport est requise. En effet, le coût de construction d'une conduite¹¹ est proportionnel à la surface S de tôle utilisée, où $S = 2\pi r \cdot l$ avec r le rayon du cercle section et l la longueur de la canalisation, tandis que sa capacité de transport est elle proportionnelle au volume V de la canalisation, où $V = \pi r^2 \cdot l$. Le coût moyen de construction de la conduite¹² est donc une fonction décroissante de sa capacité de transport, ce qui témoigne bien de l'existence d'économies d'échelle¹³. Par ailleurs, ces relations géométriques, et les économies d'échelle associées, peuvent se manifester au niveau restreint d'un seul projet d'exploration-production d'hydrocarbures, mais aussi à celui d'un ensemble de projets qui partagent un oléoduc ou un gazoduc commun, voire à celui encore plus large d'un bassin sédimentaire.

3.1.1.4 Une incitation à la concentration des ressources

Ce qui importe en matière d'organisation industrielle dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, est que ces économies d'échelle créent un avantage déterminant à la concentration des ressources disponibles. Autrement dit, avec une quantité donnée de ressources, une compagnie pétrolière engendrera des richesses d'autant plus importantes, *ceteris paribus*, qu'elle concentrera ces ressources sur un nombre restreint de projets.

En outre, ce que l'identification des multiples sources d'économies d'échelle dans l'industrie d'exploration-production permet de relever, est que cet avantage procuré par la

¹¹ Dont l'ordre de grandeur est la dizaine de M\$; cf. 0.1.4.3.

¹² Qui représente près d'un tiers du coût moyen de mise en œuvre de la conduite en mer, mais la majeure partie de ce coût moyen à terre ; cf. Masseron, *ibid.*, p. 135.

¹³ Cf. Moore, 1959.

concentration des ressources se manifeste à tous les niveaux opérationnels. C'est bien sûr le cas au niveau du projet d'exploration-production lui-même, avec le phénomène d'indivisibilités lié aux plates-formes offshore, celui de coût fixe requis pour découvrir le gisement, etc. Mais le bassin sédimentaire est aussi un échelon de l'analyse auquel se manifestent des économies d'échelle, telles celles attachées au coût fixe qui est requis pour obtenir une bonne connaissance géologique de ce bassin. Des économies d'échelle se manifestent de manière similaire au niveau d'un pays, telles celles liées à l'amortissement des frais fixes d'implantation d'une filiale. Et lorsqu'on considère les économies d'échelle associées à la construction de conduites de transport des hydrocarbures, c'est l'ensemble de ces niveaux opérationnels qui peut être concerné. Avec le transport du gaz naturel par conduite¹⁴, et celui réalisé avec la chaîne du gaz naturel liquéfié (GNL), c'est à l'échelle du sous-continent que ces économies d'échelle peuvent se manifester.

3.1.2 Les risques dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures

Les différents risques présents dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures ont été inventoriés précédemment¹⁵. Ils jouent un rôle important du point de vue de l'allocation de leurs ressources par les compagnies pétrolières. Il convient donc de les rappeler.

3.1.2.1 Un recensement

La première catégorie est celle des risques techniques :

- le risque de découverte renvoie au caractère non certain, mais probabilisable, de la découverte d'un gisement d'hydrocarbures, au stade de l'exploration,
- le risque de développement caractérise le volume des réserves d'hydrocarbures récupérables, sur un gisement découvert,
- le risque d'exploitation regroupe l'ensemble des risques techniques qui sont susceptibles de se manifester pendant la phase de production d'un projet.

¹⁴ Il est environ six fois plus coûteux à l'unité énergétique transportée que celui du pétrole ; cf. Karnik & Valais, *ibid.*, p. 481.

¹⁵ Cf. 0.1.

La deuxième catégorie est celle des risques économiques et financiers :

- le risque prix caractérise le prix de vente des hydrocarbures qui sera réalisé sur toute la durée de vie d'un projet,
- le risque de taux de change est susceptible d'avoir un impact sur les résultats d'exploitation de la compagnie pétrolière, quand ils sont exprimés dans sa monnaie nationale,
- le risque de taux d'intérêt peut renchérir ou réduire le coût d'accès au capital.

La troisième catégorie est celle des risques politiques :

- le risque de fiscalité expose la compagnie pétrolière à des modifications unilatérales, de la part de l'État propriétaire, des termes fiscaux selon lesquels le surplus engendré par un projet d'exploration-production est partagé entre eux,
- le risque de transférabilité des capitaux peut contraindre la compagnie pétrolière à convertir les recettes du projet, libellées en dollars, en monnaie nationale du pays où est localisé le projet,
- la phase de tranquillité technologique de l'industrie a vu croître, sur sa fin, le risque d'expropriation des actifs pétroliers des compagnies pétrolières, par les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures.

La quatrième et dernière catégorie est celle des risques d'environnement :

- le risque d'environnement physique peut contraindre la compagnie pétrolière à interrompre momentanément l'exploitation d'un gisement d'hydrocarbures, ainsi que le risque d'environnement politique.

3.1.2.2 Une incitation à la diversification des ressources

Il est raisonnable de faire l'hypothèse que les compagnies pétrolières sont averses au risque. Ainsi ces risques importants, présents tout au long de la durée de vie d'un projet d'exploration-production d'hydrocarbures, incitent les compagnies pétrolières à diversifier l'allocation des ressources qu'elles possèdent. En effet, une compagnie pétrolière obtiendra

une espérance d'utilité de gain plus importante¹⁶, *ceteris paribus*, en répartissant les ressources dont elle dispose sur plusieurs projets caractérisés par des risques qui ne sont pas parfaitement corrélés, plutôt qu'en les allouant sur un seul projet risqué.

3.1.3 La solution organisationnelle à l'antagonisme entre économies d'échelle et risques

Cette incitation à la diversification dans l'allocation des ressources s'oppose donc à celle que procure aux compagnies pétrolières l'existence d'économies d'échelle dans l'industrie, qui les pousse au contraire à concentrer l'allocation de ces mêmes ressources. Cet antagonisme est relevé par Dixit¹⁷ : « When risk and scale economies coexist, a tradeoff arises. One standard economic response to risk is to pool it with other, less than perfectly correlated risks (diversification). This clashes with the standard response to economies of scale – greater specialization. »

3.1.3.1 Un antagonisme pied à pied

Il importe de relever que cette opposition entre les économies d'échelle et les risques existe pied à pied, c'est-à-dire pour chaque niveau opérationnel de l'industrie.

Ainsi, les coûts fixes encourus pour découvrir un gisement poussent la compagnie pétrolière à concentrer ses ressources sur ce gisement ; mais le risque attaché au volume des réserves qui seront récupérées sur ce gisement, incite au contraire la compagnie pétrolière à diversifier ses investissements sur plusieurs gisements. De même, l'apprentissage de la géologie d'un bassin sédimentaire constitue un coût fixe, qui incite la compagnie pétrolière à explorer intensivement ce bassin, une fois cet apprentissage réalisé ; mais le risque de découverte est dans une large mesure spécifique au bassin considéré, et la compagnie pétrolière cherche donc à être présente sur différents bassins sédimentaires, afin de diversifier ce risque. Au niveau d'un pays, l'incitation de la compagnie pétrolière à la concentration de ses ressources provient, par exemple, du coût fixe que constitue l'implantation d'une filiale ; tandis que le risque de fiscalité, celui de transférabilité des capitaux, celui d'environnement politique, ou celui d'expropriation des

¹⁶ Cf. Von Neumann & Morgenstern, 1944.

actifs, poussent la compagnie pétrolière à diversifier ses engagement dans plusieurs pays. Enfin, la réalisation d'investissements importants dans une infrastructure de transport du gaz naturel – par conduite ou chaîne de liquéfaction – pousse la compagnie pétrolière à concentrer ses ressources sur un marché gazier¹⁸ ; à l'opposé, le risque prix spécifique à chacun de ces marchés l'incite à être présente sur plusieurs d'entre eux, ou encore à rechercher une diversification avec la production de pétrole¹⁹.

En résumé, aucun niveau opérationnel de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures n'est propice, du point de vue de ses déterminants « technologiques », à la seule concentration des ressources à allouer, ou au contraire à la seule diversification de ces ressources. On peut donc s'attendre, sous contrainte des ressources dont elles disposent, à ce que les compagnies pétrolières ne soient ni totalement concentrées sur un projet d'exploration-production d'hydrocarbures, un bassin sédimentaire, un pays, ou un sous-continent, ni présentes sur un nombre extrêmement important de projets, sur la totalité des bassins sédimentaires du globe, dans l'ensemble des pays dotés de ressources d'hydrocarbures, ou sur tous les sous-continent²⁰.

3.1.3.2 L'allocation individuelle de ses ressources par une compagnie pétrolière

Une première possibilité pour une compagnie pétrolière consiste à rechercher, au niveau individuel, un compromis optimal entre ces incitations contradictoires. Il consiste à sacrifier, à chacun des différents niveaux opérationnels, une partie des gains réalisables à travers les économies d'échelle, mais à gagner en contrepartie en prenant moins de risques²¹. A l'optimum, la dernière unité investie doit rapporter, en termes de diversification des risques, autant que ce qu'elle coûte en termes de non-mobilisation d'économies d'échelles latentes. La compagnie pétrolière alloue alors au mieux les ressources dont elle dispose entre les différents projets d'exploration-production

¹⁷ Dixit, 1993, p. 501.

¹⁸ Marchés dont l'échelle est le sous-continent : Japon et « tigres » asiatiques, Europe continentale, Amérique du Nord.

¹⁹ Les prix contractuels du gaz naturel sont indexés sur les prix de produits énergétiques de substitution ; ils suivent en cela les fluctuations du prix du pétrole avec un retard d'environ six mois.

²⁰ Bien évidemment, la taille de la compagnie pétrolière entre en ligne de compte.

²¹ L'analyse duale est équivalente : il s'agit de sacrifier une partie des gains permis par la diversification des risques, en concentrant l'allocation des ressources de manière à mobiliser davantage les économies d'échelle.

d'hydrocarbures²².

3.1.3.3 Supériorité de la solution associative

La solution qui consiste, pour plusieurs compagnies pétrolières, à mettre leurs ressources en commun en s'associant sur différents projets d'exploration-production d'hydrocarbures, apparaît cependant bien meilleure. Schématiquement, de telles associations permettent en effet aux compagnies pétrolières de diversifier davantage les risques qu'elles encourent, tout en engageant la même quantité de ressources sur les différents projets, ce qui revient à mobiliser le même degré d'économies d'échelle. Cette logique est à l'œuvre à tous les niveaux opérationnels.

Tout d'abord, deux projets distincts sont caractérisés par des risques de développement et d'exploitation indépendants. A ce titre, mieux vaut pour deux compagnies pétrolières détenir chacune des parts dans chaque projet, plutôt que la totalité des parts dans un projet pour l'une, et la totalité des parts dans l'autre projet pour la seconde. Ce raisonnement s'applique aussi à la diversification du risque de découverte, et du risque d'environnement physique, si les deux projets considérés sont situés dans deux bassins sédimentaires différents. Il s'applique encore à la diversification des risques de fiscalité, de transférabilité des capitaux, d'environnement politique, et d'expropriation des actifs, si les deux projets sont localisés dans deux pays distincts. Le risque de prix est quant à lui diversifié grâce à une telle association, si un des projets produit du pétrole et l'autre du gaz naturel, ou si les deux produisent du gaz naturel mais qu'il est vendu sur deux marchés différents. Cependant, un tel partage associatif d'activités dans des sous-continentaux différents peut aussi être requis pour diversifier les risques d'environnement politique²³, de fiscalité, ou d'expropriation des actifs²⁴.

Cette analyse permet donc de comprendre que si les projets d'exploration-production sont suffisamment nombreux, et si leurs risques ne sont pas parfaitement corrélés, alors le fait de nouer des associations permet *a priori* aux compagnies pétrolières d'atteindre l'échelle d'activité efficace, sans qu'aucune d'entre elles n'ait à subir un risque

²² Cf. Nalebuff et Varian (1983) pour une modélisation d'un problème très proche d'allocation de ressources, en présence de risques et d'économies d'échelle.

²³ Dans l'éventualité d'un conflit entre nations voisines, par exemple.

²⁴ Dont l'histoire des rapports entre compagnies pétrolières et États propriétaires montre qu'ils peuvent ne pas être indépendants entre pays voisins.

trop préjudiciable²⁵ (ceci à chaque niveau opérationnel). En permettant un partage des risques et une mobilisation des économies d'échelle²⁶, l'organisation industrielle, qui prend la forme d'associations entre compagnies pétrolières, constitue ainsi un puissant levier de gains dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, en termes d'efficience statique²⁷.

3.1.3.4 Les caractéristiques des associations entre compagnies pétrolières

Il convient de s'intéresser à présent aux caractéristiques de ces associations entre compagnies pétrolières, nouées à la poursuite d'un objectif d'efficience statique. On peut commencer par attester la pertinence empirique du phénomène des associations dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, que Frankel²⁸ n'hésite pas à qualifier de trait endémique de cette industrie.

3.1.3.4.1 Une première évaluation empirique

Nos calculs effectués sur un échantillon de 2571 projets d'exploration-production d'hydrocarbures mis en production entre 1945 et 2000, issu d'une base de données constituée par la société de conseil WoodMackenzie, révèlent que moins d'un tiers des projets sont conduits par une compagnie pétrolière seule (29% exactement), que près de la moitié regroupent au moins trois compagnies pétrolières (48% exactement), le nombre maximum de compagnies pétrolières associées sur un projet s'élevant à 12. Il reste à démontrer empiriquement que cette forme d'organisation industrielle poursuit bien un objectif d'efficience statique. C'est l'objectif assigné au travail empirique réalisé plus loin²⁹. Mais il est possible, dans l'immédiat, de relever un certain nombre de traits caractéristiques que doivent afficher ces associations, si elles sont effectivement nouées à la poursuite de cet objectif d'efficience statique.

²⁵ Cf. par exemple Taverne, *ibid.*, p. 21.

²⁶ Cf. Rullière & Torre, *ibid.*, p. 215-16.

²⁷ Même si l'estimation précise de ces gains d'efficience statique semble assez délicate, on peut en mesurer l'importance, au vu de l'ampleur des investissements en jeu et des risques auxquels ils sont exposés.

²⁸ Frankel, 1969.

²⁹ Cf. *infra* 3.2.3.

3.1.3.4.2 Une simple mise en commun de ressources

Tout d'abord, il suffit d'une simple mise en commun de leurs ressources par plusieurs compagnies pétrolières, pour qu'elles parviennent à concilier les objectifs antagonistes de mobilisation des économies d'échelle et de diversification des risques. Ceci vaut qu'on qualifie cette organisation entre compagnies pétrolières de simple association, plutôt que de véritable coopération.

A la limite, il est même possible d'imaginer que chaque compagnie pétrolière soit seule en charge de la conduite des opérations industrielles dans un certain nombre de projets d'exploration-production, et que les associations ne soient réalisées qu'à travers de simples participations financières des unes et des autres dans les différents projets. Un tel système de pures prises de participations financières des différentes compagnies pétrolières, dans des projets pour lesquels elles n'ont aucune responsabilité opérationnelle, semble tout à fait capable de leur procurer les gains d'efficacité statique attendus. Chaque compagnie pétrolière y conserve son identité. Et ce système d'associations n'appelle aucune co-opération au sens propre entre les compagnies pétrolières, c'est-à-dire qu'il n'est nullement nécessaire qu'elles conduisent des opérations industrielles en commun, dans quelque projet d'exploration-production d'hydrocarbures que ce soit.

Ces caractéristiques ne sont pas démenties par l'organisation interne des associations entre compagnies pétrolières, telle qu'elle est empiriquement observable en phase de tranquillité technologique. Celle-ci consiste en effet à ce que chaque compagnie pétrolière associée détienne, dans le projet d'exploration-production, une participation qui lui est propre. Elle constitue sa quote-part au financement des coûts du projet, ainsi naturellement que sa quote-part dans les recettes qu'il engendre. Mais dans l'association, une compagnie pétrolière appelée « opérateur » se distingue : c'est elle qui a la responsabilité de la conduite de l'ensemble des opérations industrielles dans le projet, ainsi que de la gestion des relations avec les différents interlocuteurs³⁰ (État propriétaire, sous-traitants). Il est fréquent que ce soit elle qui détienne la participation la plus importante dans l'association, mais ce n'est pas nécessairement le cas. C'est elle qui prend l'ensemble des décisions dans le projet d'exploration-production d'hydrocarbures, et « le ou les autres partenaires se cantonnent alors à un rôle de contrôle et à une gestion financière de leur

³⁰ Cf. par exemple Taverne, *ibid.*, p. 31.

participation »³¹.

3.1.3.4.3 Neutralité des parts et de l'identité des différents associés

Ces associations entre compagnies pétrolières doivent exhiber encore d'autres caractéristiques particulières, si elles poursuivent effectivement le seul objectif de gains d'efficience statique.

En premier lieu, les parts détenues dans une association par les différentes compagnies pétrolières n'importent pas. La seule chose qui compte, sous l'angle des gains d'efficience statique recherchés, est que chaque compagnie pétrolière soit présente sur suffisamment de projets différents, caractérisés par des risques imparfaitement corrélés, afin de pouvoir diversifier ces derniers. On peut néanmoins relever que l'établissement de telles associations induit des coûts de coordination, qui sont d'autant plus importants que l'est le nombre de partenaires. Dans tous les cas, ces coûts doivent être inférieurs aux gains d'efficience statique procurés par l'association.

Enfin, l'identité des différents partenaires d'une association est elle aussi complètement neutre vis-à-vis des bénéfices qui en sont attendus en termes d'efficience statique. En effet, il importe peu à une compagnie pétrolière X que son associé soit la compagnie pétrolière Y ou la compagnie pétrolière Z, si le seul objectif de l'association est de diversifier ses risques et de mieux exploiter les différentes sources d'économies d'échelle.

Les associations entre compagnies pétrolières sur les projets d'exploration-production d'hydrocarbures sont donc, sur le plan empirique, extrêmement répandues. Nous avançons qu'en phase de tranquillité technologique, les compagnies pétrolières mettent en place cette organisation industrielle dans l'objectif d'améliorer l'efficience de l'allocation de leurs ressources, en leur permettant de concilier les objectifs contradictoires de mobilisation des économies d'échelle et de diversification des risques. Si tel était le cas, alors ces associations entre compagnies pétrolières devraient exhiber un certain nombre de traits marquants : il pourrait s'agir de simples participations financières des unes et des autres, sans aucune implication opérationnelle de la majorité des partenaires ; les

³¹ Perruchet, *ibid.*, p. 220 ; une relation d'agence s'instaure ainsi entre la compagnie pétrolière opératrice et les autres associés, que nous choisissons de ne pas étudier plus en détail.

participations des différents partenaires pourraient s'établir à des valeurs très variées ; et leurs identités respectives n'auraient aucune sorte d'importance par rapport à l'objectif visé. Ces quelques éléments devront nous aider à vérifier ou infirmer cette thèse formulée avec l'approche statique de l'organisation industrielle, à l'occasion d'un travail empirique plus poussé³².

3.2 LES COOPERATIONS TECHNOLOGIQUES ENTRE COMPAGNIES PETROLIERES

A partir du début des années 1970, et de l'entrée de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures dans sa phase de révolution technologique, les compagnies pétrolières ne peuvent plus se contenter de prendre des décisions relatives à l'allocation de leurs ressources. Elles doivent aussi créer des technologies, dont elles ne disposent pas *ex nihilo*, pour accéder à des gisements d'hydrocarbures de plus en plus difficiles à découvrir, développer et produire. Ces nouvelles technologies doivent encore leur permettre, à partir du contre-choc pétrolier de 1986, de réduire leurs coûts de production afin de surmonter l'environnement de prix devenu concurrentiel. Dès lors, les objectifs et les contraintes des compagnies pétrolières, liés à la problématique de l'allocation optimale de leurs ressources qui les occupait entièrement en phase de tranquillité technologique, se doublent de nouveaux objectifs et de nouvelles contraintes, liés à cette nouvelle problématique de création de technologies. Il s'agit pour elles d'assurer la viabilité de leur activité de création de technologies, que des contraintes inter-temporelles d'ordres cognitif et financier menacent. Les relations que les compagnies pétrolières nouent entre elles constituent un levier à la poursuite de cet objectif de création de technologies, et il convient à présent d'étudier leur organisation industrielle.

Pour être efficaces en matière de création de technologies, les compagnies pétrolières ont été amenées à se concentrer sur quelques compétences foncières³³, et à externaliser un nombre important d'opérations techniques du projet d'exploration-production d'hydrocarbures. Nous allons montrer à présent que ce mouvement de désintégration technologique a engendré une diversité des « couloirs technologiques » des

³² Cf. *infra* 3.2.3.

compagnies pétrolières³⁴.

3.2.1 La diversité des couloirs technologiques des compagnies pétrolières

En phase de tranquillité technologique, soit jusqu'au début des années 1970, les compagnies pétrolières possédaient toutes, *grosso modo*, les mêmes technologies. Ceci tient à ce que le rythme d'innovation était réduit, et à ce que ces innovations étaient dans une large mesure les fruits de progrès scientifiques et techniques autonomes³⁵. Par nature, ces avancées technologiques étaient donc extensivement codifiées dans des brevets. Ainsi, dès qu'une nouvelle technologie apparaissait dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, n'importe quelle compagnie pétrolière pouvait facilement y accéder, et la maîtriser avec un minimum d'apprentissage, quelle que soit la technologie qu'elle possédait avant. Par voie de conséquence, les meilleures technologies se diffusaient rapidement dans toute l'industrie, et l'homogénéité technologique entre compagnies pétrolières y prédominait.

3.2.1.1 La diversité des origines technologiques issue de la désintégration des compagnies pétrolières

Suite à l'enclenchement de la révolution technologique, au début des années 1970, les compagnies pétrolières opèrent un mouvement de désintégration. Ce mouvement s'inscrit dans l'espace des compétences technologiques qu'elles possèdent. Il est conduit en réponse au changement de régime technologique, transcrit à la fois dans la nécessité faite aux compagnies pétrolières d'imaginer et de mettre en œuvre de façon ininterrompue des nouvelles options productives, et corrélativement, dans le nouveau mode de production de ces avancées technologiques – nommément l'apprentissage³⁶. Il permet aux compagnies pétrolières de réagir, dans un premier temps, à l'apparition d'une contrainte de ressources

³³ Cf. 2.2.1.1.

³⁴ Cf. Première partie, 2.2.1.1.1, pour une justification du terme de couloir technologique d'une firme, préféré à celui de trajectoire technologique.

³⁵ Cf. 0.2.1.3.

³⁶ L'importance de l'apprentissage dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, depuis l'enclenchement de l'accélération technologique, est soulignée par de nombreux auteurs ; cf. par exemple Bourgeois, 1999, p. 773 ; Bauquis, 2000, p. 72.

humaines, aussitôt qu'elles entrent dans la phase de révolution technologique³⁷. Il s'accélère ensuite, à partir du contre-choc pétrolier de 1986, en réponse au resserrement brutal de la contrainte de ressources financières que subissent les compagnies pétrolières, liée elle aussi à la situation d'apprentissage permanent dans laquelle elles se trouvent³⁸.

3.2.1.1.1 La faible rationalité associée au mouvement de recentrage

C'est en opérant un recentrage sur leurs compétences foncières, que les compagnies pétrolières parviennent à alléger ces contraintes de ressources humaines et financières, et à renforcer la viabilité de leurs processus de création de technologies³⁹. Ce qui importe est le degré de rationalité dont les compagnies pétrolières font preuve à l'occasion de ce recentrage, dont la faiblesse ne saurait manquer d'être relevée.

En effet, la définition de leur compétences technologiques par les compagnies pétrolières, est déjà en elle-même un exercice complètement nouveau. L'ensemble de choix dans lequel est formulée la décision de recentrage n'est ainsi pas clairement défini. S'il s'agit clairement de se séparer de telles compétences et de conserver telles autres, les compagnies pétrolières ne savent pas concrètement comment mettre cela en œuvre. De manière encore plus flagrante, c'est l'ensemble des états du monde auxquels ces différents choix sont susceptibles de conduire, que les compagnies pétrolières sont incapables de définir⁴⁰. Cela ne tient pas à quelque incapacité intrinsèque des compagnies pétrolières, mais bien à la nature de l'activité de création de technologies, qui est radicalement incertaine. Elle consiste en effet, précisément, à construire de manière procédurale l'environnement technologique de demain, en conséquence de quoi cet environnement est impossible à définir *ex ante*. Enfin, attacher un revenu et une probabilité d'occurrence à chacun des états du monde futurs est aussi un exercice insoluble. L'un comme l'autre sont contingents à un ensemble bien trop vaste de variables d'environnement.

3.2.1.1.2 Le caractère déterminant des succès courants

Face à cette complexité des décisions à prendre pour opérer ce mouvement de

³⁷ Cf. 2.2.1.1.1.

³⁸ Cf. 2.2.1.1.2.

³⁹ Cf. 2.2.1.1.2.1.

⁴⁰ Cf. par exemple Dosi & Orsenigo, 1988, p. 17-18.

recentrage sur leurs compétences foncières, il semble que les compagnies pétrolières n'ont pas d'alternative à l'issue qui consiste à adopter des règles de décision extrêmement simples. Celle qui paraît être suivie dans la plupart des cas consiste à considérer – de manière rationnellement limitée –, que les succès courants conditionneront les succès futurs. Ainsi, les résultats enregistrés par les compagnies pétrolières pendant la décennie 1970, ont largement contribué à orienter leurs politiques de recentrage sur leurs compétences foncières. Et les aspects locaux, cumulatifs et tacites des processus de création de technologies aidant (cf. *infra*), ces mêmes résultats, par nature hautement aléatoires, ont même pu contribuer à déterminer les profils technologiques actuels des compagnies pétrolières.

A titre d'exemple, l'orientation fortement gazière de Total aujourd'hui, alors qu'elle avait un profil très pétrolier du fait de son implantation au Moyen-Orient avant les années 1970, doit certainement beaucoup aux découvertes de gaz importantes qu'elle réalise dans le delta de la Mahakam, en Indonésie, dans les années 1970⁴¹. A l'inverse, l'orientation fortement pétrolière de BP et Arco, aujourd'hui, est sans doute étroitement liée à la découverte par ces deux compagnies du gisement super-géant de Prudhoe Bay sur les rivages nord de l'Alaska⁴², en 1968, et à l'absence prolongée d'accord avec l'administration américaine pour pouvoir exploiter les quantités très importantes de gaz naturel contenues dans ce gisement⁴³.

Les compagnies pétrolières, dont on peut supposer qu'elles avaient toutes, initialement, une frontière technologique semblable, auraient dû conduire ce mouvement de recentrage sur leurs compétences foncières en ordre serré, s'il avait été soumis à une rationalité forte. Mais à l'inverse, ce mouvement s'opère en ordre dispersé, et rompt l'homogénéité à la faveur de la diversité technologique entre compagnies pétrolières. Ainsi, d'un point de départ technologiquement identique, les compagnies pétrolières se retrouvent dans les starting-blocks de la course technologique avec des profils de compétences différents.

⁴¹ Cf. Oil & Gas Journal, 2000.

⁴² Cf. Petroleum Economist, 1998.

⁴³ Cf. BP Annual Report, 1979, p. 21 ; le gaz de Prudhoe Bay est réinjecté dans le gisement, afin de maintenir sa pression.

3.2.1.2 De la diversité des origines à celle des couloirs technologiques

Dans un deuxième temps analytique de la phase de révolution technologique, les compagnies pétrolières conduisent des processus de création de technologies dans leurs différents projets d'exploration-production d'hydrocarbures. Leur efficacité en la matière dépend de leur capacité à desserrer les contraintes de ressources financières et humaines qui se manifestent dans ces processus, et donc de la qualité du mouvement de recentrage sur les compétences foncières qui a précédé. Simultanément, les processus d'apprentissage, grâce auxquels les nouvelles technologies sont imaginées et mises en œuvre, enrichissent les compétences des compagnies pétrolières qui y sont mobilisées. C'est dans ces séquences bouclées que se manifestent les phénomènes tacites, locaux et cumulatifs de la création de technologies⁴⁴.

Ceux-ci s'enclenchent donc à partir de la diversité initiale des compétences foncières, à laquelle a conduit le mouvement de recentrage en ordre dispersé des compagnies pétrolières. Dès lors, chaque compagnie pétrolière progresse, pendant la phase de révolution technologique, à l'intérieur d'un couloir technologique qui lui est propre. « [...] la multiplication des techniques et leur complexification conduisent à une spécialisation progressive des groupes, dont les domaines de prédilection sont forcément différents »⁴⁵. Mais malgré cette hétérogénéité nouvelle, il demeure des groupes stratégiques qui rassemblent des compagnies pétrolières aux couloirs technologiques proches⁴⁶.

3.2.1.3 Les réorganisations internes des compagnies pétrolières

L'accélération technologique a requis un recentrage des compagnies pétrolières sur leurs compétences foncières, puis engendré une diversité de leurs couloirs technologiques ; elle a aussi exigé d'elles qu'elles mettent en œuvre des réorganisations internes.

En phase de tranquillité technologique, leur organisation interne était proche de celle de la firme de type A, décrite par Aoki⁴⁷. Les ingénieurs étaient très spécialisés – les

⁴⁴ Cf. Première partie, 2.2.1.1.

⁴⁵ Perruchet, *ibid.*, p. 257.

⁴⁶ Cf. par exemple Gaffard, 1990a ; le travail empirique qui suit se propose de tester la pertinence de ces groupes stratégiques.

⁴⁷ Aoki, 1988, 1990 ; cf. aussi Première partie, 2.1.2.2.2.

géologues, les géophysiciens, les ingénieurs réservoirs, les ingénieurs de procédés, les ingénieurs de construction, les ingénieurs économistes – et chacun était en charge de tâches très bien spécifiées, dans la conduite d'un projet d'exploration-production d'hydrocarbures. Ils communiquaient très peu entre eux, et n'en étaient de toute façon pas capables en raison de leur spécialisation extrêmement poussée. Quoiqu'il en soit, ils n'en avaient pas besoin, dans la mesure où les problèmes posés par les projets d'exploration-production étaient bien connus, bien spécifiés, et bien résolus sitôt que chaque ingénieur savait formuler la parcelle de solution correspondant à sa spécialité, et que l'ensemble était bien coordonné. Cette coordination était effectuée sur le mode hiérarchique, c'est-à-dire confiée à l'autorité individuelle du chef de service. Grâce à une circulation verticale de l'information, il était rapidement informé d'un problème à résoudre, en informait rapidement ses subordonnés, en le spécifiant au passage afin qu'il leur soit intelligible, puis restituait rapidement la parcelle de solution à sa propre hiérarchie.

Il serait exagéré de dire que suite à l'enclenchement de la révolution technologique, les compagnies pétrolières ont transformé rapidement leur organisation interne, à l'image de celle de la firme J décrite par Aoki⁴⁸, afin d'améliorer leur capacité d'apprentissage. Ainsi que le relève Greene⁴⁹ au sujet des compagnies pétrolières, « one of the biggest obstacles to strategic change has always been the lack of acceptance by the organization of changes in their identities and practices ». Les compagnies pétrolières n'ont visiblement ressenti la nécessité de ces transformations qu'à la suite du contre-choc pétrolier de 1986. Et elles semblent n'avoir commencé à les mettre progressivement en œuvre que depuis le début des années 1990.

Les transformations observées vont effectivement dans le sens d'une amélioration de leur capacité d'apprentissage. Ainsi, elles se sont réorganisées de manière à décentraliser davantage les processus de décisions – en témoigne leur constitution de plus en plus fréquente en centres de profits. Ceci s'accompagne généralement d'une réduction du nombre de niveaux hiérarchiques. Il s'agit aussi de décloisonner les métiers, et d'intensifier la circulation horizontale de l'information, ce qui passe principalement par la mise en place du travail en équipes. La Society of Petroleum Engineers l'appelait déjà de ses vœux en 1994, lors d'un colloque international sur les technologies de récupération

⁴⁸ Cf. note précédente.

⁴⁹ Greene, 1985, p. 271.

assistée des hydrocarbures, intitulé : « *Overcoming today's challenges through shared technology, teamwork, and innovation* »⁵⁰. Plus récemment, l'Association Française des Techniciens du Pétrole soulignait aussi la nécessité de la compétence globale et du travail en équipe des ingénieurs, afin de surmonter les défis technologiques posés à l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures : « Le cloisonnement entre les disciplines va disparaître notamment avec l'organisation d'équipes intégrées. Les ingénieurs [...] devront avoir des compétences en géologie, forage et réservoir »⁵¹.

3.2.2 Des simples associations aux véritables coopérations technologiques entre compagnies pétrolières

Le mouvement de redéfinition des frontières technologiques des compagnies pétrolières ne saurait manquer de transformer l'organisation industrielle des relations qu'elles nouent ensemble, de la phase de tranquillité à celle de révolution technologique. En phase de tranquillité technologique, la poursuite d'un objectif d'efficience statique en matière d'allocation de leur ressources poussait les compagnies pétrolières à former des associations sur les projets d'exploration-production d'hydrocarbures, afin de concilier mobilisation des économies d'échelle et diversification des risques. Si ces déterminants d'ordre statique continuent clairement à se manifester pendant la phase de révolution technologique, ils se doublent de déterminants d'ordre dynamique, liés aux contraintes qui pèsent sur leur activité de création de technologies.

Sur le plan cognitif, il s'agit pour une compagnie pétrolière d'établir des relations avec d'autres aux compétences proches, afin d'accéder à leur savoir technologique, et d'accroître ainsi sa capacité à intégrer les changements de son environnement technologique, à s'y intégrer, et au final à l'endogénéiser⁵². Sur le plan financier, ces mêmes relations doivent permettre à la compagnie pétrolière de partager, avec ses partenaires, les coûts irrécouvrables qu'elle encourt dans ses processus de création de technologies, ce qui contribue à en améliorer la viabilité et à en intensifier le rythme⁵³.

⁵⁰ SPE, 1994.

⁵¹ AFTP, 2000, p. 33.

⁵² Cf. Première partie, 2.3.1.2.

⁵³ Cf. Première partie, 2.4.1.

3.2.2.1 L'inefficacité dynamique des simples associations

Les simples associations que les compagnies pétrolières formaient, en phase de tranquillité technologique, sont inopérantes pour leur procurer l'efficacité dynamique requise en phase de révolution technologique. En effet, une telle association consiste en une simple mise en commun de leurs ressources sur un projet d'exploration-production d'hydrocarbures. Elles se traduisent par des prises de participations financières des unes et des autres dans le projet, tandis qu'une seule d'entre elles est en charge de la conduite des diverses opérations industrielles.

Or premièrement, les différentes compagnies pétrolières partenaires du projet doivent impérativement conduire ensemble ces opérations, et par voie de conséquence les processus d'apprentissage sous-jacents, si elles veulent pouvoir partager le savoir technologique qui y est créé⁵⁴. Il n'est donc pas suffisant qu'elles nouent de simples associations financières pour se procurer cette efficacité accrue, en matière de création de technologies. Il faut qu'elles s'engagent dans de véritables co-opérations industrielles.

Deuxièmement, cette conduite conjointe de processus d'apprentissage communs n'est possible que si elles possèdent des compétences proches. Or, l'association traditionnelle entre compagnies pétrolières est complètement neutre vis-à-vis de l'identité des partenaires. Elle ne fait en particulier aucun cas des profils technologiques des associés. On identifie là une raison supplémentaire de son incapacité à procurer aux compagnies pétrolières l'efficacité dynamique qu'elles recherchent.

Troisièmement, si l'association traditionnelle permet aux compagnies pétrolières partenaires de partager les coûts irrécouvrables associés au processus de création de technologies commun, elle ne leur offre pas des garanties suffisantes de stabilité pour les engager dans un tel processus. Or le caractère crédible de l'accord de partage de ces coûts irrécouvrables est absolument nécessaire, et ne peut provenir que de l'irréversibilité des engagements que les partenaires y prennent⁵⁵. Il est apparu que le meilleur garant de cette crédibilité était précisément le partage du savoir technologique, très fortement spécifique à la coopération mise en œuvre, qui est créé dans les processus d'apprentissage conduits conjointement par les partenaires. Mais l'association traditionnelle entre compagnies

⁵⁴ Cf. Première partie, 2.3.2.1.5.

⁵⁵ Cf. Première partie, 2.4.1.1.

pétrolières confie la conduite des opérations industrielles à une seule d'entre elles. Ceci ne permet pas aux différents partenaires de partager le savoir technologique créé, et prive au final la relation nouée d'une de ses plus puissantes sources de stabilité.

Pour finir, il peut être souhaitable que d'autres types de mécanismes viennent renforcer la stabilité des relations nouées entre les compagnies pétrolières, en phase de révolution technologique – mécanismes dont l'association traditionnelle prévalant en phase de tranquillité technologique pouvait très bien se passer. Il s'agit notamment de la forme juridique que les partenaires confèrent à l'association. Les associations traditionnelles prennent très généralement la forme de *Joint Operating Companies*. Ce sont des sociétés purement juridiques, qui servent principalement à incorporer la propriété du titre minier commune aux partenaires, et à regrouper les fonds des différents partenaires destinés à financer le projet d'exploration-production commun, sans aucune autre forme d'engagement de leur part⁵⁶. En particulier, une telle JOC n'a pas de salariés propres, pas de locaux propres, etc., et chaque partenaire y conserve intégralement son identité. Finalement, l'engagement d'une compagnie pétrolière dans une JOC apparaît facilement réversible. Au contraire, les relations à vocation technologique entre compagnies pétrolières peuvent requérir la constitution de *Joint Ventures*⁵⁷. Celles-ci impliquent un degré d'irréversibilité supérieur dans la relation, puisque les partenaires sont alors impliqués en tant que propriétaires du capital de la nouvelle société. Celle-ci, filiale commune, peut être appelée à conduire différents projets d'exploration-production d'hydrocarbures en nom propre, et possède ses propres salariés, ses propres locaux, etc⁵⁸.

Finalement, les simples associations que les compagnies pétrolières nouaient, en phase de tranquillité technologique, sont inadaptées, en phase de révolution technologique, pour leur procurer une meilleure efficacité en matière de création de technologies.

3.2.2.2 Les coopérations entre compagnies pétrolières aux compétences proches

Afin d'améliorer la viabilité de leur activité de création de technologies, des compagnies pétrolières aux compétences similaires, c'est-à-dire évoluant dans des couloirs

⁵⁶ Cf. Taverne, *ibid.*, p. 31.

⁵⁷ Cf. par exemple Taverne, *ibid.*, p. 27.

⁵⁸ Cf. Taverne, *ibid.*, p. 31 ; Rulhière & Torre, 1995, p. 225.

technologiques proches, doivent nouer de véritables co-opérations industrielles. En réalisant ensemble les différentes opérations du projet d'exploration-production d'hydrocarbures, les partenaires de ces coopérations conduisent des processus d'apprentissage communs. Chacun y mobilise ses compétences, qui s'enrichissent les unes les autres, parce qu'elles sont similaires sans être parfaitement identiques. L'efficacité du processus de création de technologies en est améliorée sur le plan cognitif. Les compagnies pétrolières partenaires peuvent partager naturellement le savoir technologique créé en commun.

Les coûts irrécouvrables, qui sont encourus dans le processus de création de technologies commun, sont eux aussi naturellement partagés entre les compagnies pétrolières partenaires. La nécessaire stabilité de la relation est garantie par le partage du savoir technologique créé conjointement, qui constitue un actif hautement spécifique à cette relation. Cette stabilité peut être renforcée par la constitution d'une *Joint Venture* entre les compagnies pétrolières partenaires. Le cercle vertueux de la coopération s'enclenche : « [...] la durabilité favorise les apprentissages collectifs et la création de ressources spécifiques ; celles-ci renforcent à leur tour la stabilité du projet, puisqu'en abandonnant ce dernier les firmes perdraient le bénéfice des apprentissages collectifs »⁵⁹.

Enfin, il convient de relever que tout en étant préférables aux simples associations sur le plan de l'efficacité dynamique, les coopérations technologiques entre compagnies pétrolières ne sont pas défavorisées du point de vue de leur efficacité statique. En effet, elles aussi permettent aux compagnies pétrolières partenaires de mobiliser de manière satisfaisante les économies d'échelle, aux différents niveaux opérationnels de l'industrie, tout en diversifiant leurs risques.

L'analyse théorique révèle donc que les coopérations technologiques constituent une forme d'organisation industrielle des relations entre compagnies pétrolières qui est préférable, en phase de révolution technologique, aux simples associations. On s'attend donc à ce que ces dernières soient à l'œuvre entre les compagnies pétrolières, en phase de tranquillité technologique, et à ce qu'elles soient remplacées par les premières, en phase de révolution technologique. Le simple fait d'observer que les compagnies pétrolières ont été, de tout temps, associées pour conduire les projets d'exploration-production

d'hydrocarbures, ne permet pas de tester cette transformation. On aimerait pouvoir montrer que les objectifs poursuivis par ces associations / coopérations diffèrent d'une période à l'autre. Pour dépasser ce constat d'apparente stabilité, nous tentons à présent de mettre empiriquement à jour d'éventuelles hétérogénéités des associations / coopérations, de la phase de tranquillité à celle de révolution technologique, puis de les interpréter.

3.2.3 Transformation de l'organisation industrielle entre compagnies pétrolières internationales : un test empirique

Afin de tester la portée de l'analyse précédente, relative à la transformation de l'organisation industrielle entre compagnies pétrolières, nous réalisons ici une étude empirique de statistique descriptive. Elle a trait à l'évolution de la structure des associations / coopérations entre compagnies pétrolières internationales, sur les projets d'exploration-production d'hydrocarbures, pendant la période 1945-2004⁶⁰.

3.2.3.1 Les données

Les données qui servent de matière première pour conduire cette étude empirique, sont issues d'une base constituée par la société de conseil WoodMacKenzie. Cette base de données recense les projets d'exploration-production d'hydrocarbures entrepris à travers le monde. Les Etats-Unis en sont cependant exclus, de même que les pays à économies centrales planifiées avant qu'ils ne s'ouvrent aux investissements privés (ex-URSS, Chine). La période historique qu'elle couvre est vaste, puisqu'on trouve dans cette base les grandes découvertes pétrolières liées à la phase d'internationalisation de l'industrie (1920-1960). Cependant, afin d'avoir un nombre de projets d'exploration-production entrepris chaque année qui soit significatif, nous arrêtons la date d'origine de l'étude à 1945.

Pour chaque projet d'exploration-production d'hydrocarbures recensé, les informations recueillies sont les suivantes :

- le groupement de champs d'hydrocarbures auquel appartient le projet,
- le nom du champ d'hydrocarbures,
- le pays dans lequel est localisé le projet, et sa situation à terre ou en mer,

⁵⁹ Foray, 1991, p. 795.

- le type d'hydrocarbures contenus dans le champ (pétrole, gaz, condensats),
- l'état d'avancement du projet (développement probable, en cours de développement, en production, production terminée),
- le type de développement mis en œuvre (à terre, plate-forme en mer, système de production flottant, système de production sous-marin, forage à long déport réalisé à partir du rivage),
- la date de mise en production, celle d'autorisation de développement, et celle de découverte,
- la profondeur d'eau pour un projet offshore,
- les réserves récupérables de pétroles du projet,
- les réserves récupérables d'autres hydrocarbures liquides du projet,
- les réserves récupérables de gaz naturel du projet,
- les réserves récupérables restantes pour chacun des trois types d'hydrocarbures,
- le pic de production pour chacun des trois types d'hydrocarbures,
- les investissements totaux du projet,
- les coûts d'exploitation totaux du projet,
- les noms des différentes compagnies pétrolières présentes sur le projet, leurs participations respectives, ainsi que l'identification de celle qui opère le projet.

En raison des difficultés classiquement rencontrées pour accéder à certaines données détenues par les compagnies pétrolières, de nombreuses informations ne sont pas renseignées de manière exhaustive (en particulier les réserves d'hydrocarbures, les investissements, et les coûts d'exploitation).

3.2.3.2 La méthode d'analyse

Le travail empirique conduit ici se décline en deux volets. Le premier s'intéresse à la structure des associations / coopérations entre compagnies pétrolières, et à son évolution dans le temps. Le second évalue les distances entre les différentes compagnies pétrolières, telles qu'elles peuvent être mesurées sur la base de leurs stratégies d'associations / coopérations, et leur évolution d'une phase technologique de l'industrie à l'autre.

⁶⁰ Pour les dates supérieures à 2000, il s'agit naturellement de projets en cours de développement.

3.2.3.2.1 Concentration et inégalité des associations / coopérations entre compagnies pétrolières

La structure des associations / coopérations entre compagnies pétrolières peut être résumée par deux paramètres fondamentaux : leur concentration d'une part, et leur inégalité d'autre part⁶¹. L'indicateur de concentration utilisé est l'indice de Hirschman-Herfindahl, et celui d'inégalité est le coefficient de Gini.

3.2.3.2.1.1 L'indice de concentration de Hirschman-Herfindahl

Soit un projet d'exploration-production d'hydrocarbures sur lequel N compagnies pétrolières, indicées par i , $i \in \{1, \dots, N\}$, sont associées. Désignons par s_i la participation

(*share*) de la compagnie pétrolière i dans le projet. On a bien évidemment :
$$\sum_{i=1}^N s_i = 1$$

L'indice de Hirschman-Herfindahl H de l'association est calculé de la façon suivante :

$$H = \sum_{i=1}^N s_i^2$$

Il tient compte de la totalité des compagnies pétrolières impliquées dans le projet, tout en attribuant un poids plus fort à celles qui y ont une participation importante, du fait de sa nature quadratique. Il dépend à la fois de l'inégalité des participations détenues par les différentes compagnies pétrolières, et de leur nombre N ⁶². Il convient donc de relever que l'application qu'il définit n'est pas injective, c'est-à-dire qu'il n'est pas possible de reconstituer la structure de l'association (définie par les s_i , $i \in \{1, \dots, N\}$), à partir de son indice de Hirschman-Herfindahl. La valeur de H peut approcher zéro (si un très grand nombre de compagnies pétrolières détiennent la même participation dans le projet) et être égale à un (si et seulement si une seule compagnie pétrolière est présente sur le projet). Enfin, pour un nombre N donné de compagnies pétrolières associées sur le projet, H est d'autant plus élevé que les participations des firmes sont inégales.

C'est en fait l'inverse $1/H$ de l'indice de Hirschman-Herfindahl, qui sera calculé. Celui-ci est en effet plus parlant, puisqu'il donne le nombre équivalent de compagnies pétrolières associées sur le projet. Il s'agit du nombre (en général non entier) de

⁶¹ Cf. par exemple Lecaillon, 1988, p. 25.

⁶² Cf. Lecaillon, *ibid.*, p. 29.

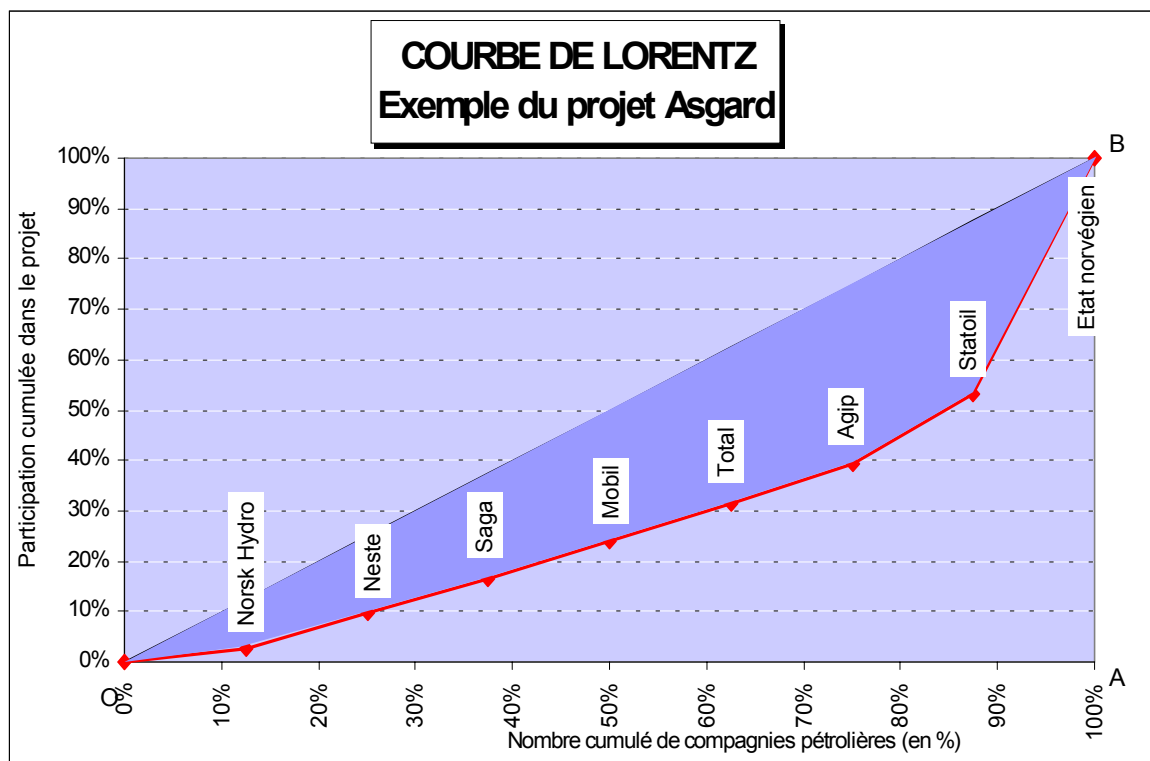
compagnies pétrolières associées sur le projet, qui redonnerait la même valeur de H , si chacune y détenait la même participation. Prenons l'exemple du projet d'exploration-production de Asgard, en Mer du Nord norvégienne, mis en production en 1999⁶³. Les partenaires sur ce projet sont au nombre de huit : Statoil, opérateur (13,55%), l'État norvégien (46,95%), Agip (7,90%), Total (7,65%), Mobil (7,35%), Saga (7,00%), Neste (7,00%) et Norsk Hydro (2,60%). L'indice de Hirschman-Herfindahl de l'association entre compagnies pétrolières sur ce projet vaut 27%, et le nombre équivalent de compagnies pétrolières vaut 3,7. Cette association réelle est donc équivalente à une association virtuelle entre 3,7 compagnies pétrolières, détenant chacune 27% du projet.

3.2.3.2.1.2 Le coefficient de Gini, indicateur d'inégalité

Le coefficient de Gini – indicateur d'inégalité – d'une association / coopération entre compagnies pétrolières, est quant à lui calculé à partir de sa courbe de Lorentz. Celle-ci représente la participation cumulée des compagnies pétrolières associées sur le projet, en fonction de leur nombre cumulé (en termes relatifs, c'est-à-dire exprimé en pourcentage), quand les partenaires sont classés par ordre croissant de participation détenue. Ainsi, la courbe de Lorentz pour l'association entre compagnies pétrolières sur le projet de Asgard, évoqué ci-dessus, est la suivante :

⁶³ Picard, 1998.

Graphique N°9 : COURBE DE LORENTZ DU PROJET ASGARD



On voit donc que la courbe de Lorenz est située au-dessous de la première diagonale, ou confondue avec elle si et seulement si toutes les compagnies pétrolières détiennent la même participation dans le projet. Elle est d'autant plus éloignée de cette diagonale que les participations détenues par les différentes compagnies pétrolières sont inégales. Le coefficient de Gini de l'association est égal au rapport de l'aire de la surface hachurée, comprise entre la première diagonale et la courbe de Lorenz, à l'aire du triangle OAB, soit 0,5. Il est égal à zéro si et seulement si toutes les compagnies pétrolières détiennent la même participation dans le projet (aucune inégalité), et il tend vers un dans une configuration très improbable, selon laquelle un très grand nombre de compagnies pétrolières participent au projet avec une participation infinitésimale, tandis qu'une autre y détient seule la quasi-totalité des parts (inégalité extrême). A l'instar de l'indice de Hirschman-Herfindahl, l'application que définit le coefficient de Gini n'est pas injective : deux associations de structures différentes peuvent être caractérisés par le même coefficient de Gini. Dans l'exemple de l'association entre compagnies pétrolières sur le projet de Asgard, on trouve un coefficient de Gini égal à 43%.

La combinaison des deux indicateurs, l'un de concentration – indice de Hirschman-

Herfindahl – et l'autre d'inégalité – coefficient de Gini – permet de résumer de manière satisfaisante la structure d'une association entre compagnies pétrolières. Ainsi, sur le projet de Asgard, on sait que le nombre équivalent de compagnies pétrolières est égal à 3,7 (structure peu concentrée), et la valeur élevée du coefficient de Gini (43%) révèle que cette structure est aussi inégale – le nombre réel de compagnies pétrolières partenaires étant ainsi bien supérieur à 3,7 (8 en réalité).

Ce sont donc ces deux indicateurs que l'on calcule pour la totalité des associations entre compagnies pétrolières, sur les 2571 projets d'exploration-production d'hydrocarbures mis en production pendant la période 1945-2004. La date de mise en production des projets est choisie pour représenter l'échelle des temps, car c'est à ce moment-là que l'environnement technico-économique de l'industrie est le plus susceptible d'avoir un impact sur la structure de l'association⁶⁴. Les projets dont la date de mise en production est postérieure à 2000 sont bien évidemment des projets en cours de développement. Les indicateurs de concentration et d'inégalité sont donnés en valeurs moyennes annuelles, c'est-à-dire calculés sur l'ensemble des projets mis en production une même année.

Lorsqu'une rupture de tendance apparaît dans l'évolution d'un des deux indicateurs structurels, elle est approchée linéairement de la façon suivante :

- i) la date de rupture est estimée graphiquement, à vue d'œil,
- ii) pour chaque sous-période ainsi distinguée, une régression linéaire (par la méthode des moindres carrés ordinaires) de l'indicateur est effectuée par rapport à la date de mise en production, sur la totalité des projets (afin de tenir compte du poids de chaque année),
- iii) les moindres carrés ordinaires des résidus sont calculés avec la régression linéaire en plusieurs parties, sur l'ensemble de la période d'étude,
- iv) l'ajustement de la date de rupture, en itérant les étapes ii) et iii), permet de déterminer celle qui minimise ces moindres carrés ordinaires totaux.

On trouve alors la meilleure approximation linéaire, en plusieurs phases, de l'évolution de l'indicateur avec la rupture de tendance initialement diagnostiquée.

⁶⁴ Les investissements les plus importants, ceux de développement, précèdent en effet de peu (et parfois suivent un peu) cette mise en production.

3.2.3.2.2 Distances entre compagnies pétrolières, mesurées sur leurs associations / coopérations

D'après l'analyse théorique, il est aussi intéressant de rechercher si l'identité des compagnies pétrolières est un facteur discriminant des associations qu'elles forment, et si ce caractère discriminant évolue dans le temps. Pour cela, il est nécessaire de construire un indice de dissimilarité entre les compagnies pétrolières. Le mieux serait en fait de disposer d'une distance entre elles. On pense d'abord à la distance euclidienne simple.

3.2.3.2.2.1 Inadaptation de la distance euclidienne simple

Soient alors N compagnies pétrolières indicées par i , $i \in \{1, \dots, N\}$, et M projets d'exploration-production d'hydrocarbures indicés par m , $m \in \{1, \dots, M\}$. Désignons par s_i^m la participation de la compagnie pétrolière i dans le projet m . La distance euclidienne simple d entre deux compagnies pétrolières CP_i et CP_j est :

$$d(CP_i, CP_j) = \sqrt{\sum_{m=1}^M (s_i^m - s_j^m)^2}$$

Mais elle ne semble pas adaptée à l'usage que nous voulons en faire. Considérons en effet le cas simple d'un projet sur lequel sont associées une compagnie pétrolière X , avec une participation de 90%, et une compagnie pétrolière Y avec une participation de 10%. Sur un tel projet, la distance euclidienne simple entre X et Y vaut $d(X, Y) = 0,8$. La compagnie pétrolière Y serait alors plus éloignée de la compagnie pétrolière X , avec laquelle elle est associée, que d'une compagnie pétrolière tierce Z qui n'est pas impliquée sur le projet (car alors $d(Y, Z) = 0,1$). Il semble ainsi nécessaire de tenir compte du nombre de projets n_{ij} , $n_{ij} \in \{0, \dots, M\}$, sur lesquels les compagnies pétrolières CP_i et CP_j sont associées.

3.2.3.2.2.2 Définition d'un indice de dissimilarité

On peut alors définir l'application δ suivante sur l'ensemble des compagnies pétrolières :

$$\delta(CP_i, CP_j) = \sqrt{\sum_{m=1}^M (s_i^m - s_j^m)^2 / (n_{ij} + 1)}$$

Le dénominateur est choisi de façon à ce que l'application δ soit définie, même pour deux compagnies pétrolières qui ne sont associées sur aucun projet ($n_{ij} = 0$). Cette application δ est un indice de dissimilarité car⁶⁵ :

- elle est symétrique ; pour tout couple de compagnies pétrolières (CP_i, CP_j) , on a :

$$\delta(CP_i, CP_j) = \delta(CP_j, CP_i)$$
- pour toute compagnie pétrolière CP_i , on a : $\delta(CP_i, CP_i) = 0$

En revanche, δ n'est pas une distance, car l'inégalité triangulaire n'est pas respectée. Celle-ci stipule que pour tout triplet de compagnies pétrolières (CP_i, CP_j, CP_k) , on a :

$$\delta(CP_i, CP_k) \leq \delta(CP_i, CP_j) + \delta(CP_j, CP_k)$$

Considérons en effet, par exemple, les trois projets suivants, avec les participations associées pour trois compagnies pétrolières X , Y et Z :

- projet 1 : $x^1=100\%$ $y^1=0\%$ $z^1=0\%$
- projet 2 : $x^2=50\%$ $y^2=50\%$ $z^2=0\%$
- projet 3 : $x^3=0\%$ $y^3=50\%$ $z^3=50\%$

L'indice de dissimilarité δ entre les compagnies pétrolières sur ces trois projets prend les valeurs suivantes :

- $\delta(X, Y) = \sqrt{(1^2 + 0^2 + 0,5^2)/(1+1)} = \sqrt{0,625}$
- $\delta(X, Z) = \sqrt{(1^2 + 0,5^2 + 0,5^2)/(0+1)} = \sqrt{1,5}$
- $\delta(Y, Z) = \sqrt{(0^2 + 0,5^2 + 0^2)/(1+1)} = \sqrt{0,125}$

et on vérifie que l'inégalité triangulaire n'est pas respectée :

$$\sqrt{1,5} > \sqrt{0,625} + \sqrt{0,125} \quad \text{c'est-à-dire} \quad \delta(X, Z) > \delta(X, Y) + \delta(Y, Z)$$

3.2.3.2.2.3 Transformation de l'indice de dissimilarité en distance

Cependant, on sait qu'il est toujours possible de transformer un indice de dissimilarité en une distance respectant le même ordre sur les couples⁶⁶. Cette distance D est définie par rapport à δ de la façon suivante :

$$D(CP_i, CP_i) = \delta(CP_i, CP_i) = 0 \quad \text{pour toute compagnie pétrolière } CP_i,$$

⁶⁵ Cf. par exemple Celeux et al., 1989, p. 49.

⁶⁶ Cf. par exemple Diday et al., 1982, p. 47.

et $D(CP_i, CP_j) = \delta(CP_i, CP_j) + c$ pour tout couple de compagnies pétrolières (CP_i, CP_j) , $i \neq j$, avec $c = \max_{k,l,m} \{ \delta(CP_k, CP_m) - \delta(CP_k, CP_l) - \delta(CP_l, CP_m) \}$

On sait que c est strictement positif puisque δ ne vérifie pas l'inégalité triangulaire. Ainsi, dans l'exemple précédent, $c = \delta(X, Z) - \delta(X, Y) - \delta(Y, Z) = \sqrt{1,5} - \sqrt{0,625} - \sqrt{0,125}$, et on obtient les distances suivantes entre les compagnies pétrolières X , Y et Z :

$$D(X, Y) = \sqrt{1,5} - \sqrt{0,125} \quad D(X, Z) = 2 \times \sqrt{1,5} - \sqrt{0,625} - \sqrt{0,125} \quad D(Y, Z) = \sqrt{1,5} - \sqrt{0,625}$$

avec à présent : $D(X, Z) = D(X, Y) + D(Y, Z)$; l'inégalité triangulaire est respectée.

On dispose donc d'une distance D entre compagnies pétrolières. $D(X, Y)$ est d'autant plus faible que les compagnies pétrolières X et Y sont souvent associées d'une part, et que leurs participations sont proches dans les projets où elles sont associées d'autre part. Il est alors possible de calculer une matrice des distances entre compagnies pétrolières. Mais pour se faire une idée précise et juste des stratégies d'associations des compagnies pétrolières, il est nécessaire de disposer d'un échantillon suffisamment important de projets, afin que chacune soit impliquée sur un nombre significatif d'entre eux. Ceci nous oblige à n'étudier que les associations entre compagnies pétrolières de taille majeure, et qui plus est à ne les étudier que sur des longues périodes.

Ainsi, les calculs sont conduits sur un échantillon de 32 compagnies pétrolières internationales, et pour deux sous-périodes : 1945-1985 d'une part, et 1986-2004 d'autre part (ces dates sont toujours celles de mise en production du projet d'exploration-production d'hydrocarbures). Sur le plan théorique, la date charnière de 1969-1970, qui sépare les phases de tranquillité et de révolution technologique de l'industrie, aurait aussi pu être retenue. Mais nous aurions alors été contraints de réduire considérablement l'échantillon des compagnies pétrolières étudiées, puisque seule sept d'entre elles sont impliquées sur plus de dix projets, parmi les 328 mis en production entre 1945 et 1969 qui sont recensés dans la base. La date charnière de 1985-1986 permet de résoudre ce problème, puisque l'accroissement du nombre de projets recensés (986 exactement sur la période 1945-1985) conduit à étendre le nombre de compagnies pétrolières étudiées à 32 (le critère retenu, quelque peu arbitraire, consiste à ne retenir que les compagnies pétrolières impliquées sur au moins sept projets). En outre, le choix de la date charnière de 1985-1986 est justifié sur le plan théorique. Les compagnies pétrolières ne sont en effet soumises à la fois aux contraintes de ressources humaines, et à celles de ressources

financières, qu'à partir du contre-choc pétrolier de 1986. Cette date marque leur engagement dans le mouvement de recentrage sur leurs compétences foncières⁶⁷.

3.2.3.3 L'évolution de la structure des associations / coopérations entre compagnies pétrolières

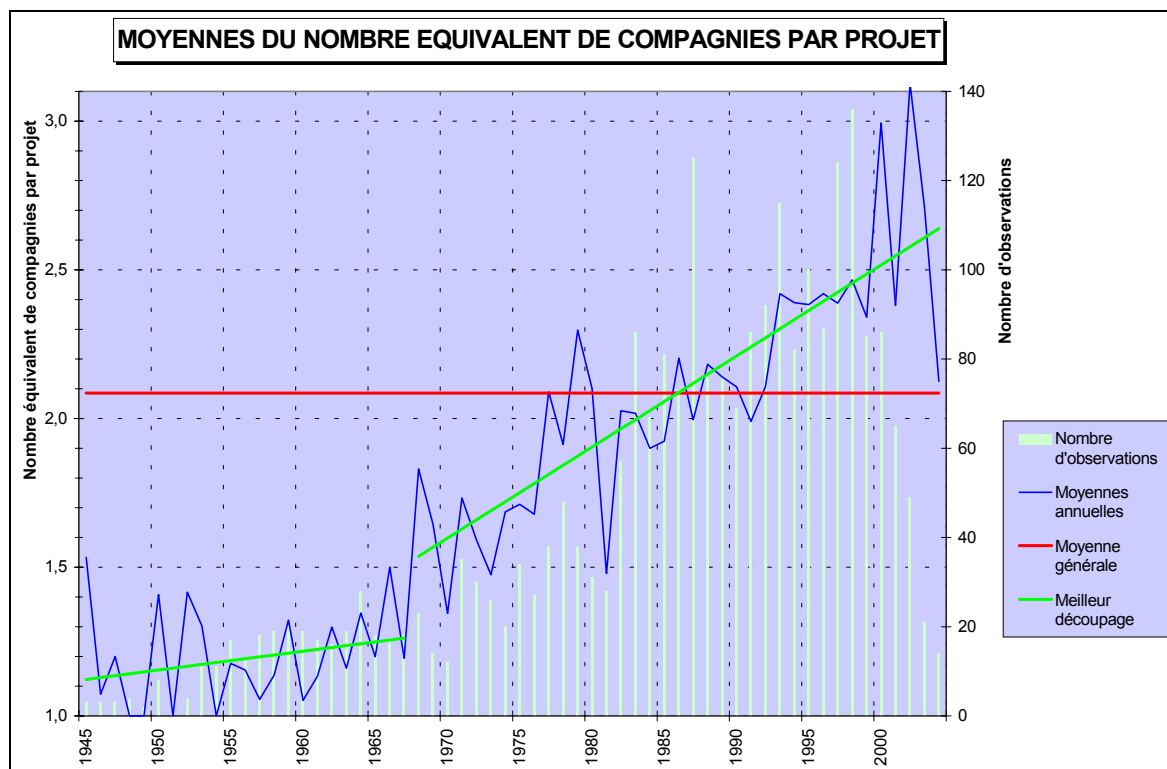
Nous étudions à présent les moyennes annuelles et les distributions annuelles du nombre équivalent de compagnies pétrolières par projet d'exploration-production d'hydrocarbures, puis du coefficient de Gini des associations / coopérations sur ces projets. On observe tout d'abord que les associations / coopérations entre compagnies pétrolières sont de moins en moins concentrées sur la période d'étude.

3.2.3.3.1 Des associations / coopérations de moins en moins concentrées à partir de 1968

Le graphique suivant est relatif aux moyennes annuelles du nombre équivalent de compagnies pétrolières par projet d'exploration-production d'hydrocarbures :

⁶⁷ Cf. 2.2.1.1.2.

Graphique N°10 : EVOLUTION DU NOMBRE EQUIVALENT DE COMPAGNIES PAR PROJET D'EXPLORATION-PRODUCTION



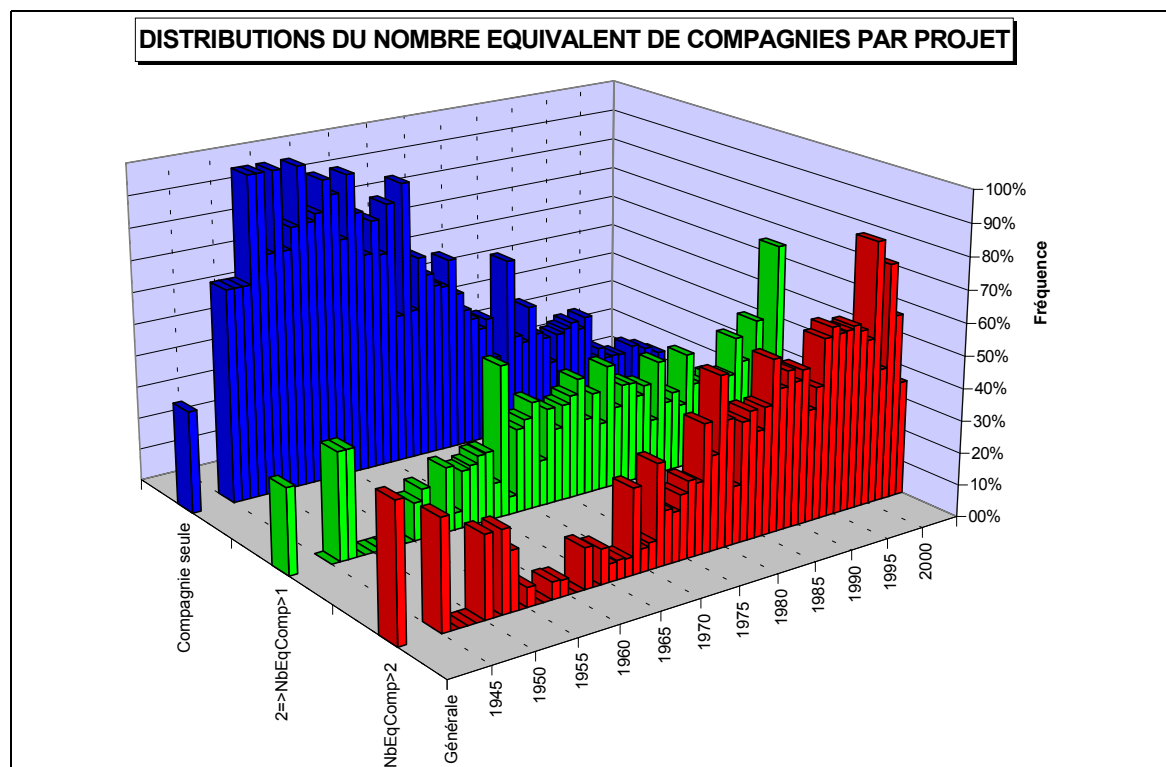
Le calcul des moyennes, par année de mise en production, du nombre équivalent de compagnies pétrolières par projet d'exploration-production d'hydrocarbures, laisse apparaître une augmentation sur la période d'observation. La moyenne générale, sur toute la période d'observation, s'élève à 2,1 ; l'écart type sur cette même période s'élève à 1,1. Les moyennes annuelles sont toutes inférieures à la moyenne générale de 1945 à 1978, et elles lui sont toutes supérieures à partir de 1992.

Une observation plus fine de ces moyennes annuelles révèle une première phase de relative stabilité du nombre équivalent de compagnies pétrolières par projet, puis une seconde d'augmentation assez régulière. Une estimation par approximation linéaire en deux parties (avec une régression par partie) par la méthode des moindres carrés des résidus confirme cette observation : elle conduit à mettre en évidence un point de rupture entre 1967 et 1968 :

- jusqu'en 1967, le nombre équivalent de compagnies par projet est stable autour de 1,2 (observation C1 ; il augmente en fait très légèrement, de 0,1 toutes les 15,8 années en moyenne⁶⁸),
- à partir de 1968, ce nombre augmente plus fortement, de 0,1 toutes les 3,3 années en moyenne (observation C2) ; suivant cette dernière tendance, les compagnies pétrolières vont à plus de 2,5 par projet à partir de l'an 2000.

Le graphique suivant, relatif aux distributions du nombre équivalent de compagnies pétrolières par projet, analyse plus en détail cette tendance révélée par les moyennes :

Graphique N°11 : EVOLUTION DE LA DISTRIBUTION DU NOMBRE EQUIVALENT DE COMPAGNIES PAR PROJET D'EXPLORATION-PRODUCTION



L'information majeure révélée par ce graphique est que la hausse, à partir de 1968, du nombre équivalent de compagnies pétrolières par projet, est largement due à la baisse importante de la proportion de projets entrepris par une compagnie seule :

⁶⁸ Cette numérotation des observations en matière de concentration (C#) ou d'inégalité (I#), sur la période de tranquillité technologique (#1) ou de révolution technologique (#2), sera mobilisée pour la synthèse des résultats.

- 80% des projets mis en production entre 1945 et 1967 sont entrepris par une compagnie pétrolière seule (observation C11),
- cette proportion tombe à 26% sur l'ensemble des projets mis en production à partir de 1968, date à partir de laquelle elle décroît de 10% toutes les 7,6 années en moyenne, pour terminer à 10% sur l'ensemble des projets mis en production à partir de l'an 2000 (observation C21).

Ce graphique révèle aussi que cette baisse de la proportion de projets d'exploration-production d'hydrocarbures entrepris par une compagnie pétrolière seule est compensée, pour la plus grande partie, par la hausse de la proportion de projets dont le nombre équivalent de compagnies est strictement supérieur à deux :

- seulement 6% des projets mis en production entre 1945 et 1967 sont entrepris par plus de deux compagnies en nombre équivalent (observation C12),
- cette proportion passe à 46% sur l'ensemble des projets mis en production à partir de 1968, croît sensiblement à partir de cette date (augmentation de 10% toutes les 8,3 années en moyenne), pour terminer à 61% sur l'ensemble des projets mis en production à partir de l'an 2000 (observation C22).

En revanche, on constate logiquement, d'après ce qui précède, que la proportion de projets d'exploration-production d'hydrocarbures qui ne sont pas entrepris par une compagnie pétrolière seule, mais qui simultanément impliquent au plus deux compagnies en nombre équivalent, n'affiche pas de tendance aussi marquée. Passant de 14% des projets mis en production entre 1945 et 1967, à 28% sur l'ensemble des projets mis en production à partir de 1968, cette proportion est certes en augmentation d'une période à l'autre. Mais elle ne croît que très peu sur la période 1968-2004 (augmentation de 10% toutes les 94,8 années en moyenne), pour ne terminer qu'à 29% sur l'ensemble des projets mis en production à partir de l'an 2000.

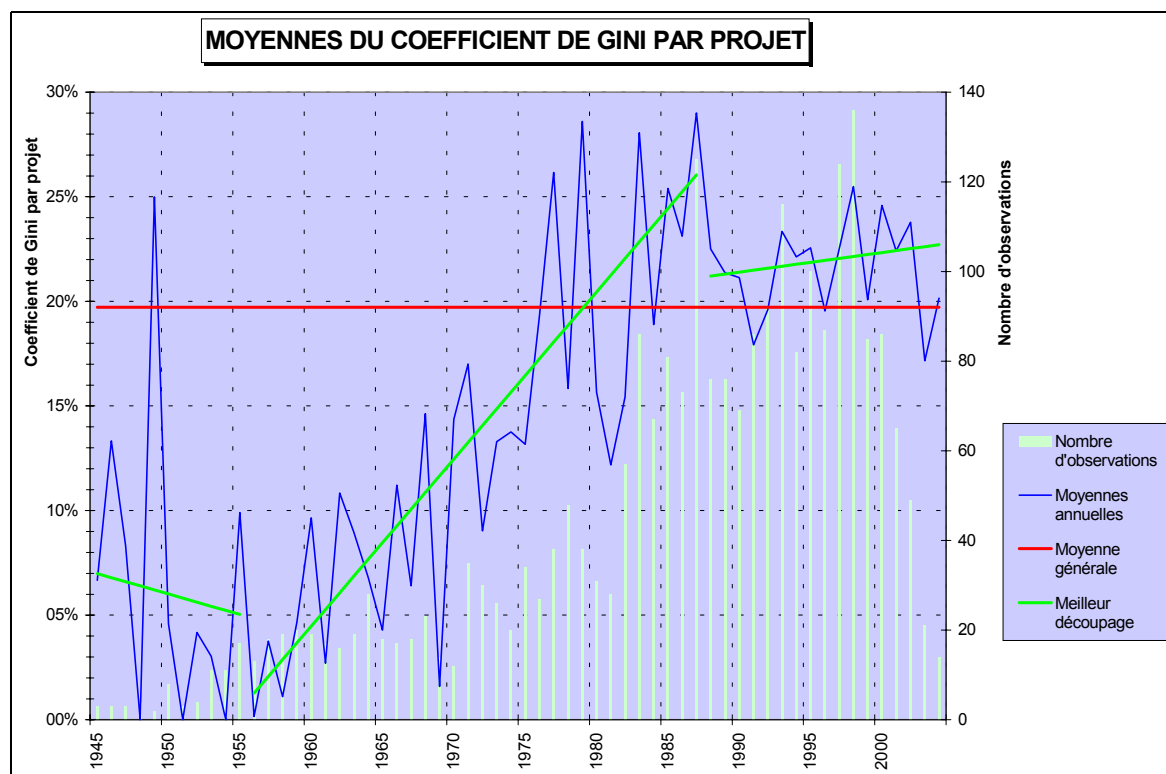
Au niveau le plus agrégé, il est donc possible de retenir à ce stade que les associations / coopérations entre compagnies pétrolières sont de moins en moins concentrées sur la période 1945-2004.

3.2.3.3.2 Des associations / coopérations de moins en moins inégales à partir de 1983

Voyons ce qu'il en est de l'inégalité de leur structure ; le graphique suivant est

relatif aux moyennes annuelles du coefficient de Gini par projet d'exploration-production d'hydrocarbures :

Graphique N°12 : EVOLUTION DU COEFFICIENT DE GINI PAR PROJET D'EXPLORATION-PRODUCTION



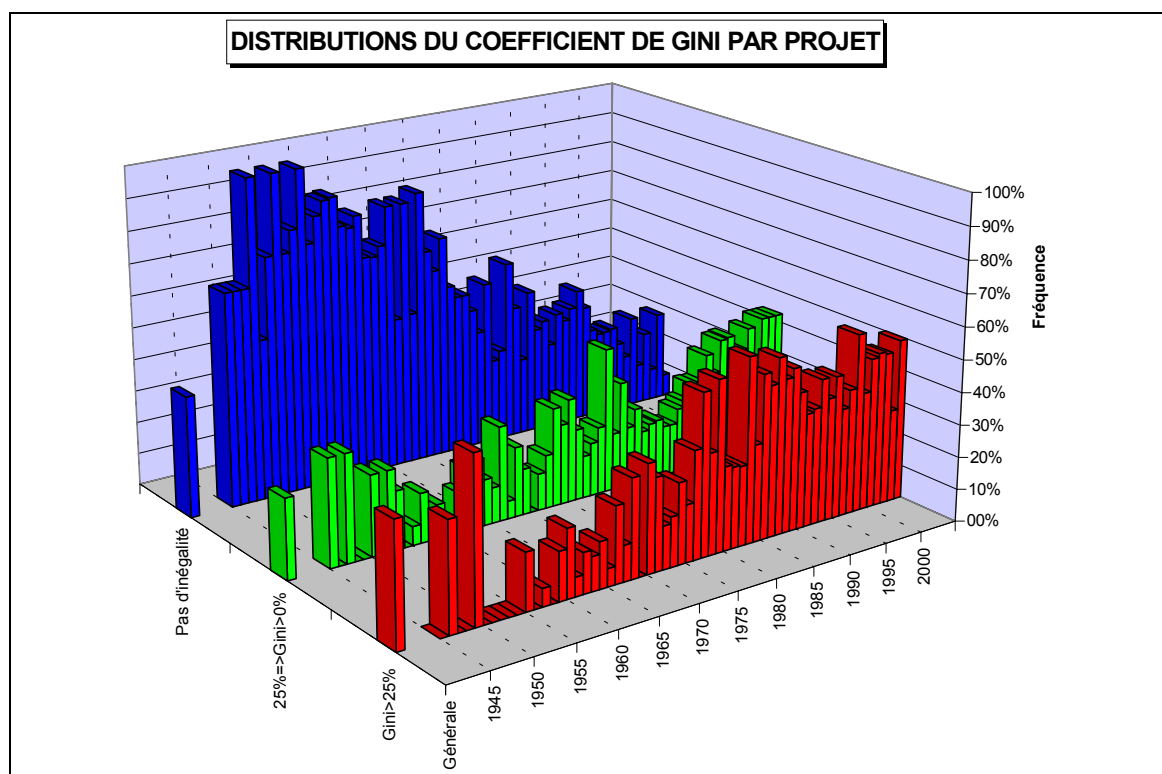
Le calcul des moyennes, par année de mise en production, du coefficient de Gini par projet d'exploration-production d'hydrocarbures, laisse encore apparaître une augmentation sur la période d'observation. La moyenne générale, sur toute la période d'observation, s'élève à 20% ; l'écart type sur cette même période s'élève aussi à 20%.

Une observation plus fine des moyennes annuelles laisse apparaître une première phase d'augmentation assez régulière du coefficient de Gini par projet d'exploration-production d'hydrocarbures, puis une seconde, plus brève, pendant laquelle ce coefficient est globalement stable. L'ajout d'une toute première phase de relative stabilité du coefficient de Gini par projet, entre 1945 et 1955, à la valeur moyenne de 6%, améliore légèrement l'estimation par approximation linéaire (conduite alors en trois parties) et critère des moindres carrés des résidus. On observe ensuite que :

- la phase de croissance s'étend de 1956 à 1987, pendant laquelle le coefficient de Gini par projet augmente de 5% toutes les 6,3 années en moyenne ; suivant cette tendance, ce coefficient dépasse 25% à partir de 1986,
- la phase de relative stabilité s'étend de 1988 à 2004, à une valeur moyenne de 22% (il s'y produit en fait une très légère croissance, de 5% toutes les 53,4 années en moyenne).

Le graphique suivant, relatif aux distributions du coefficient de Gini par projet d'exploration-production d'hydrocarbures, analyse plus en détail cette tendance révélée par les moyennes :

Graphique N°13 : EVOLUTION DE LA DISTRIBUTION DU COEFFICIENT DE GINI PAR PROJET D'EXPLORATION-PRODUCTION

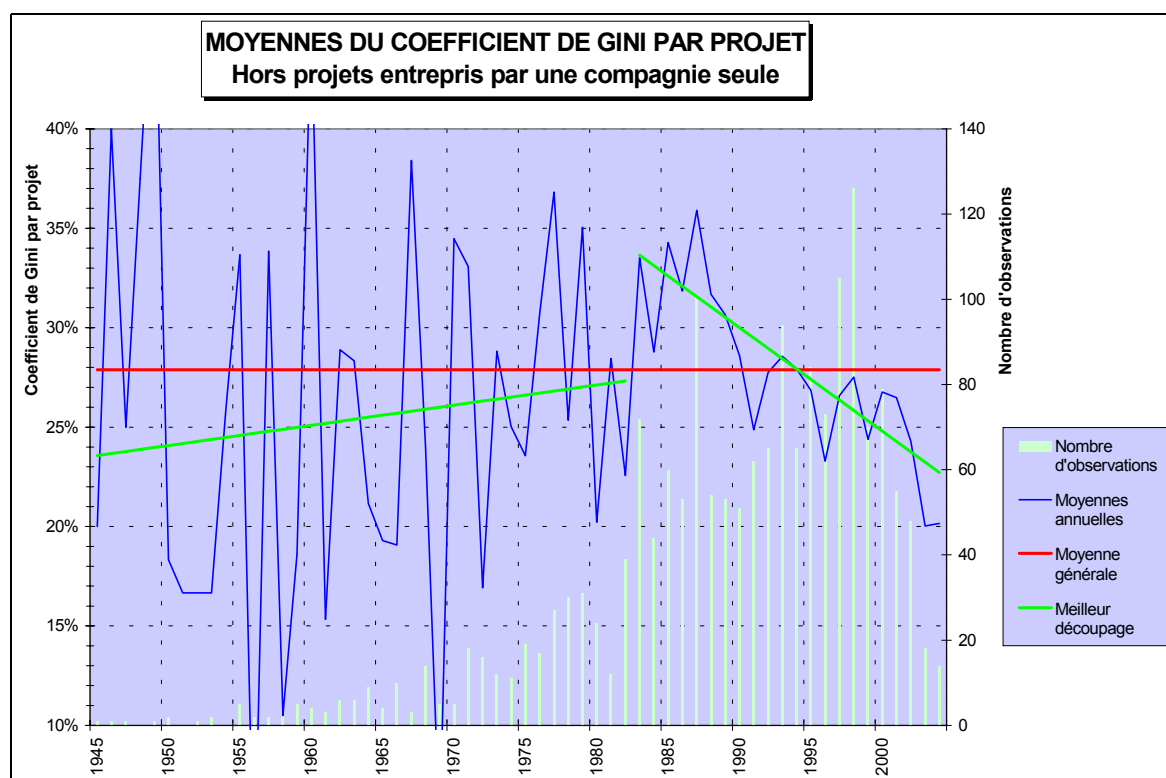


Ce graphique révèle que la hausse, à partir de 1956, du coefficient de Gini par projet d'exploration-production d'hydrocarbures, est largement due à la baisse importante de la proportion de projets dont tous les participants détiennent des parts égales. Mais il convient de relever que cet ensemble de projets, caractérisés par l'absence d'inégalité entre partenaires, englobe celui des projets entrepris par une compagnie pétrolière seule (l'absence d'inégalité est dans ce cas triviale). Il se peut donc que la hausse observée du coefficient de Gini par projet soit explicable par la baisse de la proportion de projets

entrepris par une compagnie seule, diagnostiquée ci-dessus.

Il importe donc d'étudier le coefficient de Gini par projet, sachant que le projet n'est pas entrepris par une compagnie pétrolière seule. Le graphique des moyennes du coefficient de Gini par projet d'exploration-production d'hydrocarbures est alors le suivant :

Graphique N°14 : EVOLUTION DU COEFFICIENT DE GINI PAR PROJET D'EXPLORATION-PRODUCTION HORS PROJETS ENTREPRIS PAR UNE COMPAGNIE SEULE



Sur le début de la période d'étude, le nombre d'observations par année est faible, et il n'est pas possible d'interpréter les résultats obtenus. En revanche, ce graphique laisse apparaître que le coefficient de Gini par projet d'exploration-production d'hydrocarbures suit une tendance baissière, sur une seconde partie de la période d'étude. Une estimation par approximation linéaire en deux parties (avec une régression par partie) par la méthode des moindres carrés des résidus confirme cette observation. Elle conduit à mettre en évidence un point de rupture entre 1982 et 1983 :

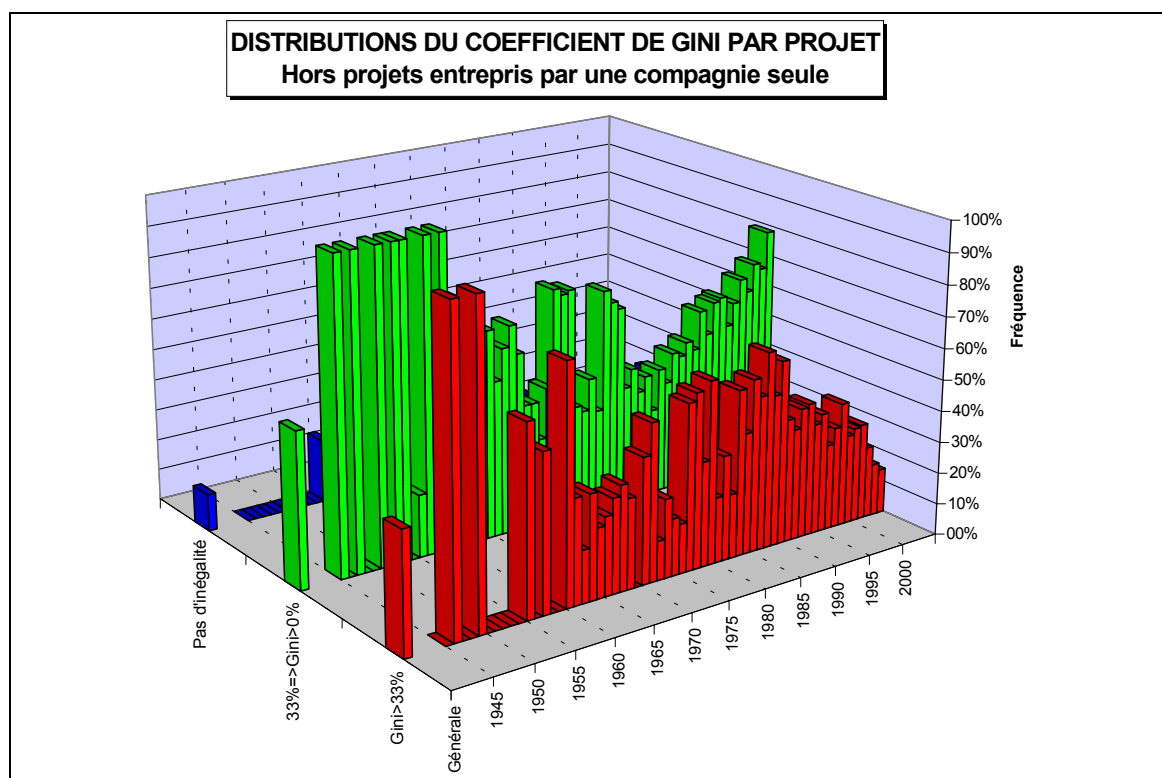
- avant 1983, le coefficient de Gini par projet d'exploration-production d'hydrocarbures n'affiche aucune tendance claire, en fluctuant autour d'une valeur moyenne de 26%,

- à partir de 1983, le coefficient de Gini par projet baisse assez fortement, débutant en tendance de 34% en 1983 pour finir à 23% en 2004, ce qui correspond à une baisse de 5% toutes les 9,6 années en moyenne (observation I2).

En tout état de cause, plus aucune tendance significative à l'augmentation du coefficient de Gini par projet n'est observable sur la période d'étude, une fois que les projets entrepris par une compagnie pétrolière seule ont été évacués de l'échantillon. C'est donc bien la baisse de la proportion que représentent ces projets solitaires, qui explique la hausse, initialement observée, du coefficient de Gini par projet.

Le graphique suivant, relatif aux distributions du coefficient de Gini par projet d'exploration-production d'hydrocarbures, hors projets entrepris par une compagnie seule, analyse plus en détail cette tendance révélée par les moyennes :

Graphique N°15 : EVOLUTION DE LA DISTRIBUTION DU COEFFICIENT DE GINI PAR PROJET D'EXPLORATION-PRODUCTION HORS PROJETS ENTREPRIS PAR UNE COMPAGNIE SEULE



Même si cela n'est pas visible sur ce graphique, la proportion de projets d'exploration-production d'hydrocarbures caractérisés par l'absence d'inégalité entre les partenaires, est à peu près stable sur l'ensemble de la période, autour d'une valeur

moyenne de 12%. Mais l'analyse que ce graphique doit contribuer à enrichir est celle de la tendance baissière du coefficient de Gini par projet d'exploration-production d'hydrocarbures, observée sur l'ensemble des projets mis en production à partir de 1983. La valeur (par ailleurs arbitraire) discriminante de 1/3, pour le coefficient de Gini par projet, est intéressante pour cela. Sur l'ensemble des projets mis en production à partir de 1983, la proportion de ceux dont le coefficient de Gini est compris entre 0 (au sens strict) et 1/3 (au sens large), et la proportion de ceux dont le coefficient de Gini est strictement supérieur à 1/3, sont proches, valant respectivement 49% et 40%. Mais les tendances qu'elles affichent l'une et l'autre sont différentes :

- la proportion de projets dont le coefficient de Gini est compris entre 0 et 1/3, croît assez fortement sur la période (+10% toutes les 6,7 années en moyenne), débutant en tendance à 33% en 1983 pour finir à 65% en 2004 (observation I21),
- tandis que la proportion de projets dont le coefficient de Gini est strictement supérieur à 1/3, décroît assez fortement sur la période (-10% toutes les 6,5 années en moyenne), débutant en tendance à 56% en 1983 pour finir à 23% en 2004 (observation I22).

Voici donc, en résumé, ce qu'il est possible de retenir de cette analyse de la concentration et de l'inégalité caractéristiques de la structure des associations / coopérations entre compagnies pétrolières, sur les projets d'exploration-production d'hydrocarbures mis en production entre 1945 et 2004. Du point de vue de cette date de mise en production, trois périodes sont à distinguer :

- 1^{ère} période (de 1945 à 1967) : la structure des associations est très concentrée (1,2 compagnies par projet en nombre équivalent) et très peu inégale (coefficient de Gini à 6%), parce que 80% des projets sont entrepris par une compagnie pétrolière seule,
- 2^{ème} période (de 1968 à 1982)⁶⁹ : la structure des associations se déconcentre rapidement (+0,1 compagnie par projet en nombre équivalent toutes les 3,1 années, pour atteindre 2,0 en fin de période), et son inégalité augmente aussi rapidement (+5% toutes les 10,5 années pour le coefficient de Gini par projet, qui atteint 19% en fin de période), parce que la proportion de projets qui sont entrepris par une compagnie pétrolière seule diminue fortement (-10% toutes les 5,1 années, pour atteindre 31% en fin de période),

⁶⁹ Une approximation linéaire est réalisée sur la période 1968-1982, pour les deux indicateurs, afin d'obtenir les chiffres de tendance ; idem entre 1983 et 2004 pour la troisième période.

tandis que celle de projets impliquant plus de deux compagnies en nombre équivalent augmente fortement (+10% toutes les 6,6 années, pour atteindre 38% en fin de période),

- 3^{ème} période (de 1983 à 2004) : la structure des associations continue à se déconcentrer, à un rythme encore plus soutenu (+0,1 compagnie par projet en nombre équivalent toutes les 2,7 années, pour atteindre 2,7 en fin de période), en raison de la poursuite de la baisse – quoique plus modérée – de la proportion de projets entrepris par une compagnie pétrolière seule (-10% toutes les 7,8 années, pour atteindre 7% en fin de période), et de la poursuite de la hausse – elle aussi plus modérée – de la proportion de projets impliquant plus de deux compagnies en nombre équivalent (+10% toutes les 9,6 années, pour atteindre 62% en fin de période) ; en matière d'inégalité de la structure des associations, deux effets contradictoires se superposent : la poursuite de la baisse de la proportion de projets entrepris par une compagnie pétrolière seule tend, comme pour la période précédente, à faire augmenter le coefficient de Gini par projet ; mais les projets qui ne sont pas entrepris par une compagnie seule, qui sont en proportion de plus en plus importante, voient leur coefficient de Gini baisser rapidement (-5% toutes les 9,6 années, pour atteindre 23% en fin de période) ; au total, le coefficient de Gini par projet est globalement stable sur la période, à la valeur de 23%.

3.2.3.4 L'évolution des distances entre compagnies pétrolières

Nous nous intéressons à présent au caractère discriminant de l'identité des compagnies pétrolières qui s'associent / coopèrent. Les matrices des distances entre compagnies pétrolières, calculées pour chacune des périodes 1945-1985, et 1986-2004, permettent de l'évaluer. Les compagnies pétrolières y sont classées par ordre de taille décroissant⁷⁰.

3.2.3.4.1 Matrice des distances pour la période 1945-1985

La matrice (symétrique) des distances entre compagnies pétrolières, calculée pour l'ensemble des projets mis en production entre 1945 et 1985, est la suivante :

⁷⁰ L'échantillon de compagnies pétrolières retenu a été construit en 1998, soit avant la dernière vague de méga-fusions dans l'industrie ; cf. Annexe C pour une présentation des principales.

Tableau N°11 : MATRICE DES DISTANCES ENTRE COMPAGNIES PETROLIERES / PERIODE 1945-1985

Distance D 1945-1985																																
	Shell	Exxon	BP	Mobil	Chevron	Amoco	Agip	Total	Texaco	Statoil	Arco	Elf	YPF	Conoco	Phillips	Unocal	Norsk Hydro	Occidental	BHP	Repsol	Petrobras	Santos	Amerada Hess	Saga	Finna	Gulf Canada	Lasmo	British Gas	Enterprise	Wintershall	Preussag	OMV
Shell	0,0	7,8	9,5	8,7	9,4	10,3	16,9	11,4	8,5	8,8	11,5	14,7	11,3	9,2	11,3	11,8	11,2	11,4	9,9	9,3	11,3	12,7	9,2	9,1	11,8	11,2	11,2	9,9	8,8	11,6	11,6	9,7
Exxon	7,8	0,0	8,8	7,9	9,7	9,5	16,1	8,4	9,6	7,4	9,5	10,6	9,1	7,9	9,1	10,0	7,8	9,2	8,3	9,6	9,2	11,2	7,9	7,8	10,0	8,9	8,9	8,4	7,6	9,6	9,6	8,1
BP	9,5	8,8	0,0	9,5	8,3	11,7	13,2	9,2	9,5	8,9	8,5	13,6	9,1	7,5	9,1	9,9	8,8	9,2	8,3	9,6	8,3	11,2	8,9	7,7	10,0	8,8	8,9	8,3	8,9	9,6	9,6	8,8
Mobil	8,7	7,9	9,5	0,0	8,4	9,3	13,2	8,1	8,3	7,3	8,2	13,5	7,6	7,4	7,9	9,6	8,3	8,7	8,7	9,2	7,5	10,9	7,5	7,5	8,7	8,3	7,8	8,0	7,2	7,7	8,3	7,7
Chevron	9,4	9,7	8,3	8,4	0,0	11,7	9,0	9,1	8,5	8,7	9,3	8,4	8,9	8,1	8,9	7,6	8,7	9,0	8,2	9,4	9,0	11,1	8,7	8,6	9,9	8,6	8,7	9,0	8,7	9,4	9,4	8,6
Amoco	10,3	9,5	11,7	9,3	11,7	0,0	16,9	11,4	11,6	11,2	11,5	12,3	11,3	11,3	11,3	11,8	11,2	11,4	11,3	11,6	9,9	12,7	8,3	11,2	11,9	11,2	11,2	9,2	8,5	11,6	11,6	11,2
Agip	16,9	16,1	13,2	13,2	9,0	16,9	0,0	9,1	16,0	9,2	13,1	8,6	15,8	15,8	9,0	16,1	9,2	15,9	15,9	16,0	13,1	16,6	11,8	9,2	8,6	15,8	13,0	13,1	15,8	16,0	16,0	15,8
Total	11,4	8,4	9,2	8,1	9,1	11,4	9,1	0,0	7,8	6,8	8,7	7,6	8,3	7,6	6,9	9,3	6,8	8,4	8,4	8,9	7,3	10,8	7,3	6,8	7,3	7,9	8,0	8,3	8,0	7,1	8,9	7,9
Texaco	8,5	9,6	9,5	8,3	8,5	11,6	16,0	7,8	0,0	8,5	7,7	9,1	8,7	7,9	8,7	9,6	8,4	8,8	7,5	9,2	7,7	11,0	8,5	8,4	7,4	8,4	7,1	8,0	8,4	9,2	9,2	8,4
Statoil	8,8	7,4	8,9	7,3	8,7	11,2	9,2	6,8	8,5	0,0	8,4	8,2	7,8	6,9	6,8	9,1	6,6	8,0	7,9	8,6	7,9	10,6	7,0	6,6	7,2	7,2	7,3	7,9	6,9	8,6	8,6	6,9
Arco	11,5	9,5	8,5	8,2	9,3	11,5	13,1	8,7	7,7	8,4	0,0	9,9	8,6	8,4	7,9	9,5	8,3	7,2	8,6	7,7	8,6	10,9	8,3	8,2	8,7	8,2	7,1	8,6	8,3	9,1	9,1	8,2
Elf	14,7	10,6	13,6	13,5	8,4	12,3	8,6	7,6	9,1	8,2	9,9	0,0	13,3	13,3	8,5	13,7	8,2	13,4	9,0	13,5	13,3	14,4	9,4	8,4	8,6	13,2	8,5	13,3	11,2	13,5	13,5	13,2
YPF	11,3	9,1	9,1	7,6	8,9	11,3	15,8	8,3	8,7	7,8	8,6	13,3	0,0	7,9	8,0	9,2	7,6	8,2	8,1	8,0	7,1	10,7	7,7	7,6	9,3	7,6	7,7	7,6	7,7	8,8	8,8	7,6
Conoco	9,2	7,9	7,5	7,4	8,1	11,3	15,8	7,6	7,9	6,9	8,4	13,3	7,9	0,0	7,9	9,1	7,4	8,1	8,0	8,6	8,0	10,6	7,5	6,9	9,2	7,3	7,4	8,0	7,0	8,6	8,6	7,3
Phillips	11,3	9,1	9,1	7,9	8,9	11,3	9,0	6,9	8,7	6,8	7,9	8,5	8,0	7,9	0,0	9,2	6,7	8,2	8,1	8,7	8,1	10,7	7,1	6,7	7,1	7,6	7,3	7,6	7,7	8,7	8,7	7,6
Unocal	11,8	10,0	9,9	9,6	7,6	11,8	16,1	9,3	9,6	9,1	9,5	13,7	9,2	9,1	9,2	0,0	9,0	9,3	9,3	9,7	9,3	11,3	9,0	9,0	10,1	9,0	9,0	9,2	9,0	9,7	9,7	9,0
Norsk Hydro	11,2	7,8	8,8	8,3	8,7	11,2	9,2	6,8	8,4	6,6	8,3	8,2	7,6	7,4	6,7	9,0	0,0	7,8	7,8	8,5	7,7	10,5	6,8	6,5	7,2	6,9	7,1	7,7	7,1	8,5	8,5	6,8
Occidental	11,4	9,2	9,2	8,7	9,0	11,4	15,9	8,4	8,8	8,0	7,2	13,4	8,2	8,1	8,2	9,3	7,8	0,0	8,3	7,6	8,3	10,8	7,9	7,8	9,4	7,8	7,9	8,3	7,9	8,9	8,9	7,8
BHP	9,9	8,3	8,3	8,7	8,2	11,3	15,9	8,4	7,5	7,9	8,6	9,0	8,1	8,0	8,1	9,3	7,8	8,3	0,0	8,8	8,2	10,7	7,9	7,7	9,4	7,7	6,8	8,2	7,8	8,8	8,8	7,7
Repsol	9,3	9,6	9,6	9,2	9,4	11,6	16,0	8,9	9,2	8,6	7,7	13,5	8,0	8,6	8,7	9,7	8,5	7,6	8,8	0,0	8,8	11,0	8,5	8,4	9,8	8,4	8,5	8,8	8,5	9,3	9,3	8,4
Petrobras	11,3	9,2	8,3	7,5	9,0	9,9	13,1	7,3	7,7	7,9	8,6	13,3	7,1	8,0	8,1	9,3	7,7	8,3	8,2	8,8	0,0	10,7	7,9	7,7	9,4	7,7	7,4	8,2	7,8	8,8	8,8	7,7
Santos	12,7	11,2	11,2	10,9	11,1	12,7	16,6	10,8	11,0	10,6	10,9	14,4	10,7	10,6	10,7	11,3	10,5	10,8	10,7	11,0	10,7	0,0	10,6	10,5	11,3	7,2	10,6	10,7	10,6	11,0	11,0	10,5
Amerada Hess	9,2	7,9	8,9	7,5	8,7	8,3	11,8	7,3	8,5	7,0	8,3	9,4	7,7	7,5	7,1	9,0	6,8	7,9	7,9	8,5	7,9	10,6	0,0	6,8	8,0	7,1	7,3	7,2	6,6	8,5	8,5	6,9
Saga	9,1	7,8	7,7	7,5	8,6	11,2	9,2	6,8	8,4	6,6	8,2	8,4	7,6	6,9	6,7	9,0	6,5	7,8	7,7	8,4	7,7	10,5	6,8	0,0	7,2	6,7	7,0	7,7	6,7	8,5	8,5	6,7
Finna	11,8	10,0	10,0	8,7	9,9	11,9	8,6	7,3	7,4	7,2	8,7	8,6	9,3	9,2	7,1	10,1	7,2	9,4	9,4	9,8	9,4	11,3	8,0	7,2	0,0	9,1	8,3	8,5	9,1	9,8	9,8	9,1
Gulf Canada	11,2	8,9	8,8	8,3	8,6	11,2	15,8	7,9	8,4	7,2	8,2	13,2	7,6	7,3	7,6	9,0	6,9	7,8	7,7	8,4	7,7	7,2	7,1	6,7	9,1	0,0	7,0	7,7	7,0	8,5	8,5	6,7
Lasmo	11,2	8,9	8,9	7,8	8,7	11,2	13,0	8,0	7,1	7,3	7,1	8,5	7,7	7,4	7,3	9,0	7,1	7,9	6,8	8,5	7,4	10,6	7,3	7,0	8,3	7,0	0,0	7,8	7,2	8,5	8,5	7,0
British Gas	9,9	8,4	8,3	8,0	9,0	9,2	13,1	8,3	8,0	7,9	8,6	13,3	7,6	8,0	7,6	9,2	7,7	8,3	8,2	8,8	8,2	10,7	7,2	7,7	8,5	7,7	7,8	0,0	7,2	8,8	8,8	7,7
Enterprise	8,8	7,6	8,9	7,2	8,7	8,5	15,8	8,0	8,4	6,9	8,3	11,2	7,7	7,0	7,7	9,0	7,1	7,9	7,8	8,5	7,8	10,6	6,6	6,7	9,1	7,0	7,2	7,2	0,0	8,5	8,5	6,8
Wintershall	11,6	9,6	9,6	7,7	9,4	11,6	16,0	7,1	9,2	8,6	9,1	13,5	8,8	8,6	8,7	9,7	8,5	8,9	8,8	9,3	8,8	11,0	8,5	8,5	9,8	8,5	8,5	8,8	8,5	0,0	7,3	8,4
Preussag	11,6	9,6	9,6	8,3	9,4	11,6	16,0	8,9	9,2	8,6	9,1	13,5	8,8	8,6	8,7	9,7	8,5	8,9	8,8	9,3	8,8	11,0	8,5	8,5	9,8	8,5	8,5	8,8	8,5	7,3	0,0	8,4
OMV	9,7	8,1	8,8	7,7	8,6	11,2	15,8	7,9	8,4	6,9	8,2	13,2	7,6	7,3	7,6	9,0	6,8	7,8	7,7	8,4	7,7	10,5	6,9	6,7	9,1	6,7	7,0	7,7	6,8	8,4	8,4	0,0

Pour chaque compagnie pétrolière, relevée sur les lignes de la matrice, est grisée la case qui correspond au partenaire le plus proche (relevé sur les colonnes ; on précise que la relation de plus proche partenaire n'est pas symétrique).

3.2.3.4.2 Matrice des distances pour la période 1986-2004

La matrice des distances entre compagnies pétrolières, calculée pour l'ensemble des projets mis en production entre 1986 et 2004, est la suivante (le même travail

d'identification du partenaire principal est effectué) :

Tableau N°12 : MATRICE DES DISTANCES ENTRE COMPAGNIES PETROLIERES / PERIODE 1986-2004

Distance D 1986-2004	Shell	Exxon	BP	Mobil	Chevron	Amoco	Agip	Total	Texaco	Statoil	Arco	Elf	YPF	Conoco	Phillips	Unocal	Norsk Hydro	Occidental	BHP	Repsol	Petrobras	Santos	Amerada Hess	Saga	Fina	Gulf Canada	Lasmo	British Gas	Enterprise	Wintershall	Preussag	OMV
Shell	0,0	5,6	6,8	6,9	6,7	11,7	8,4	7,2	6,0	6,4	7,1	6,7	9,3	6,9	8,5	11,7	6,7	11,5	7,7	11,5	9,4	14,1	7,6	6,7	9,3	11,1	9,3	7,8	7,4	11,2	11,1	8,4
Exxon	5,6	0,0	6,9	7,2	10,4	10,6	7,8	7,7	7,5	5,8	6,8	6,2	10,0	6,7	7,8	10,7	5,8	10,4	10,0	10,3	8,6	13,4	6,9	6,2	7,1	9,9	10,0	7,3	6,4	10,0	9,9	8,3
BP	6,8	6,9	0,0	8,8	7,1	10,6	8,4	6,8	8,6	7,0	6,3	7,3	10,0	6,1	10,0	10,6	7,4	10,4	6,8	8,0	7,9	13,3	6,8	7,7	6,8	9,9	8,5	6,6	6,9	10,0	7,3	7,3
Mobil	6,9	7,2	8,8	0,0	6,4	8,1	6,7	6,2	6,6	5,6	6,1	7,0	7,7	6,0	7,3	8,8	5,8	10,2	6,7	7,5	7,4	7,2	6,4	5,8	7,1	6,8	7,1	10,2	6,1	7,7	9,7	6,4
Chevron	6,7	10,4	7,1	6,4	0,0	8,7	5,9	6,7	5,6	6,5	6,6	5,8	7,8	6,0	6,9	7,1	7,7	8,4	5,9	8,4	6,5	10,1	7,5	6,0	6,3	7,6	7,8	8,4	7,0	7,9	7,6	7,4
Amoco	11,7	10,6	10,6	8,1	8,7	0,0	8,0	9,0	8,6	7,5	9,2	8,2	8,2	8,4	6,3	9,2	7,2	8,8	8,3	8,7	8,5	12,4	5,8	7,1	6,3	8,0	7,2	5,9	5,9	8,3	8,0	7,8
Agip	8,4	7,8	8,4	6,7	5,9	8,0	0,0	6,7	7,2	6,6	6,6	5,9	11,4	9,5	6,1	11,9	6,8	11,7	9,5	11,6	8,2	14,2	8,8	6,7	6,1	11,3	7,1	6,4	7,0	9,5	11,2	11,2
Total	7,2	7,7	6,8	6,2	6,7	9,0	6,7	0,0	5,6	5,4	7,9	5,4	6,7	6,2	6,5	7,8	5,3	7,1	6,8	7,0	5,5	12,4	6,8	5,4	6,3	8,0	6,0	7,5	8,3	5,5	7,9	6,9
Texaco	6,0	7,5	8,6	6,6	5,6	8,6	7,2	5,6	0,0	7,2	6,2	7,1	7,6	6,6	6,4	8,7	7,6	8,3	7,7	8,2	5,5	10,0	7,4	6,7	7,7	7,4	5,9	6,5	7,8	7,7	7,4	6,5
Statoil	6,4	5,8	7,0	5,6	6,5	7,5	6,6	5,4	7,2	0,0	6,8	5,6	7,7	5,3	6,1	8,8	5,0	8,4	7,8	8,3	6,1	12,2	5,9	5,1	5,5	7,5	7,8	7,3	5,7	6,9	7,4	6,2
Arco	7,1	6,8	6,3	6,1	6,6	9,2	6,6	7,9	6,2	6,8	0,0	7,3	8,4	6,1	6,4	9,3	8,3	5,3	7,4	8,9	6,8	12,5	6,9	6,3	5,9	8,2	6,1	6,5	7,4	8,4	8,2	8,1
Elf	6,7	6,2	7,3	7,0	5,8	8,2	5,9	5,4	7,1	5,6	7,3	0,0	10,1	6,5	7,5	10,8	5,5	8,1	7,9	6,9	10,3	13,4	6,6	5,7	6,6	10,0	7,0	8,1	6,7	10,2	10,0	9,9
YPF	9,3	10,0	10,0	7,7	7,8	8,2	11,4	6,7	7,6	7,7	8,4	10,1	0,0	7,4	7,0	8,3	7,0	7,9	6,0	7,8	6,0	12,0	8,0	6,8	7,1	6,8	7,1	7,8	7,3	6,1	6,7	6,5
Conoco	6,9	6,7	6,1	6,0	6,0	8,4	9,5	6,2	6,6	5,3	6,1	6,5	7,4	0,0	6,3	8,6	5,4	8,1	7,5	8,0	6,2	12,1	6,3	5,3	6,0	7,1	6,3	7,1	5,7	7,5	7,1	6,3
Phillips	8,5	7,8	10,0	7,3	6,9	6,3	6,1	6,5	6,4	6,1	6,4	7,5	7,0	6,3	0,0	8,3	5,8	7,8	6,4	7,7	7,5	9,9	6,4	5,7	5,2	6,7	5,9	5,5	6,5	7,1	6,7	5,9
Unocal	11,7	10,7	10,6	8,8	7,1	9,2	11,9	7,8	8,7	8,8	9,3	10,8	8,3	8,6	8,3	0,0	8,3	7,7	8,4	8,8	8,6	12,5	6,9	8,2	8,4	8,2	8,4	8,8	8,5	8,4	8,1	8,0
Norsk Hydro	6,7	5,8	7,4	5,8	7,7	7,2	6,8	5,3	7,6	5,0	8,3	5,5	7,0	5,4	5,8	8,3	0,0	7,8	7,0	7,7	7,4	11,9	6,1	5,0	5,5	6,6	7,0	7,7	5,8	7,0	6,6	6,3
Occidental	11,5	10,4	10,4	10,2	8,4	8,8	11,7	7,1	8,3	8,4	5,3	8,1	7,9	8,1	7,8	7,7	7,8	0,0	7,9	7,3	8,2	12,3	8,6	7,7	7,9	7,6	7,9	8,4	8,0	7,9	7,6	7,4
BHP	7,7	10,0	6,8	6,7	5,9	8,3	9,5	6,8	7,7	7,8	7,4	7,9	6,0	7,5	6,4	8,4	7,0	7,9	0,0	7,8	6,8	8,4	8,1	6,9	7,2	6,8	5,7	7,8	6,2	7,2	6,8	6,5
Repsol	11,5	10,3	8,0	7,5	8,4	8,7	11,6	7,0	8,2	8,3	8,9	6,9	7,8	8,0	7,7	8,8	7,7	7,3	7,8	0,0	8,1	12,2	6,7	7,5	6,9	7,5	7,8	8,3	6,3	6,9	7,5	5,9
Petrobras	9,4	8,6	7,9	7,4	6,5	8,5	8,2	5,5	5,5	6,1	6,8	10,3	6,0	6,2	7,5	8,6	7,4	8,2	6,8	8,1	0,0	12,1	7,3	5,8	5,8	7,3	7,6	8,1	6,2	6,8	7,2	7,0
Santos	14,1	13,4	13,3	7,2	10,1	12,4	14,2	12,4	10,0	12,2	12,5	13,4	12,0	12,1	9,9	12,5	11,9	12,3	8,4	12,2	12,1	0,0	12,3	11,9	12,0	6,0	12,0	12,2	12,0	12,0	11,9	11,8
Amerada Hess	7,6	6,9	6,8	6,4	7,5	5,8	8,8	6,8	7,4	5,9	6,9	6,6	8,0	6,3	6,4	6,9	6,1	8,6	8,1	6,7	7,3	12,3	0,0	6,3	5,9	7,8	7,1	5,6	5,4	8,1	7,8	5,7
Saga	6,7	6,2	7,7	5,8	6,0	7,1	6,7	5,4	6,7	5,1	6,3	5,7	6,8	5,3	5,7	8,2	5,0	7,7	6,9	7,5	5,8	11,9	6,3	0,0	5,5	6,4	6,8	7,6	5,5	6,3	6,4	6,0
Fina	9,3	7,1	6,8	7,1	6,3	6,3	6,1	6,3	7,7	5,5	5,9	6,6	7,1	6,0	5,2	8,4	5,5	7,9	7,2	6,9	5,8	12,0	5,9	5,5	0,0	6,8	5,8	5,6	6,5	6,5	6,8	6,5
Gulf Canada	11,1	9,9	9,9	6,8	7,6	8,0	11,3	8,0	7,4	7,5	8,2	10,0	6,8	7,1	6,7	8,2	6,6	7,6	6,8	7,5	7,3	6,0	7,8	6,4	6,8	0,0	6,8	7,5	7,0	6,8	6,4	6,0
Lasmo	9,3	10,0	8,5	7,1	7,8	7,2	7,1	6,0	5,9	7,8	6,1	7,0	7,1	6,3	5,9	8,4	7,0	7,9	5,7	7,8	7,6	12,0	7,1	6,8	5,8	6,8	0,0	7,8	6,6	6,5	6,8	6,5
British Gas	7,8	7,3	6,6	10,2	8,4	5,9	6,4	7,5	6,5	7,3	6,5	8,1	7,8	7,1	5,5	8,8	7,7	8,4	7,8	8,3	8,1	12,2	5,6	7,6	5,6	7,5	7,8	0,0	6,3	7,8	7,5	6,6
Enterprise	7,4	6,4	6,9	6,1	7,0	5,9	7,0	8,3	7,8	5,7	7,4	6,7	7,3	5,7	6,5	8,5	5,8	8,0	6,2	6,3	6,2	12,0	5,4	5,5	6,5	7,0	6,6	6,3	0,0	7,3	6,9	5,4
Wintershall	11,2	10,0	10,0	7,7	7,9	8,3	9,5	5,5	7,7	6,9	8,4	10,2	6,1	7,5	7,1	8,4	7,0	7,9	7,2	6,9	6,8	12,0	8,1	6,3	6,5	6,8	6,5	7,8	7,3	0,0	6,8	6,5
Preussag	11,1	9,9	7,3	9,7	7,6	8,0	11,2	7,9	7,4	7,4	8,2	10,0	6,7	7,1	6,7	8,1	6,6	7,6	6,8	7,5	7,2	11,9	7,8	6,4	6,8	6,4	6,8	7,5	6,9	6,8	0,0	5,9
OMV	8,4	8,3	7,3	6,4	7,4	7,8	11,2	6,9	6,5	6,2	8,1	9,9	6,5	6,3	5,9	8,0	6,3	7,4	6,5	5,9	7,0	11,8	5,7	6,0	6,5	6,0	6,5	6,6	5,4	6,5	5,9	0,0

3.2.3.4.3 Tableau des distances entre une compagnie pétrolière et chacun de ses dix plus proches associés

Le nombre moyen de compagnies concurrentes avec lesquelles une compagnie *X* noue des associations / coopérations s'élève à 9,4 sur la première période, et à 15,3 sur la seconde période. Le tableau suivant donne alors les distances moyennes, calculées pour les

32 compagnies pétrolières, entre une compagnie *X* et chacun de ses 10 plus proches associées :

Tableau N°13 : DISTANCE MOYENNE ENTRE UNE COMPAGNIE PETROLIERE ET CHACUN DE SES DIX PLUS PROCHES ASSOCIES

Associé Période	n°1	n°2	n°3	n°4	n°5	n°6	n°7	n°8	n°9	n°10
1945-1985	7,16	7,52	7,69	7,79	7,84	7,92	7,99	8,09	8,25	8,35
1986-2004	5,59	5,85	6,04	6,25	6,35	6,44	6,61	6,70	6,79	6,84

Ces résultats, en termes de distance entre compagnies pétrolières sur les projets d'exploration-production d'hydrocarbures, sont commentés dans la synthèse générale réalisée maintenant.

3.2.3.5 Des résultats conformes à la thèse de la transformation des simples associations en coopérations technologiques

Les résultats analysés ci-dessus s'avèrent compatibles avec les prescriptions théoriques, selon lesquelles l'accélération technologique qu'a vécue l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures au début des années 1970, a transformé l'organisation industrielle des relations entre compagnies pétrolières, qui de simples associations entre elles, a évolué vers de véritables coopérations technologiques.

3.2.3.5.1 Risques réduits et absence d'associations jusqu'à la fin des années 1960

La première période qui a été révélée en termes de structure des associations / coopérations entre compagnies pétrolières – 1945-1967 –, peut-elle être mise au crédit, sur le plan théorique, de la phase de tranquillité technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures ? L'observation C11, selon laquelle 80% des projets mis en production entre 1945 et 1967 sont entrepris par une compagnie pétrolière seule, contredit la thèse des associations nouées entre compagnies pétrolières en phase de tranquillité technologique.

Les hypothèses qui ont permis d'aboutir à cette prescription sont la coexistence d'économies d'échelles colossales et de risques importants, à tous les niveaux opérationnels de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. Or il convient de considérer de manière plus réaliste, que les risques subits par les compagnies pétrolières, en phase de tranquillité technologique, étaient réduits.

C'est d'abord le cas pour l'un des principaux, le risque prix, puisque pendant cette période, les prix des hydrocarbures étaient administrés de manière oligopolistique par le cartel des *majors*⁷¹. Rappelons aussi que jusqu'aux années 1960, des gisements d'hydrocarbures gigantesques sont découverts par les compagnies pétrolières, avec un coût en développement (coût marginal de long terme) sensiblement invariant sur toute la période. L'ensemble des risques techniques qui caractérisent le coût de production des hydrocarbures est ainsi réduit. Enfin, la période 1945-1967 correspond à une époque à laquelle le rapport de forces entre les compagnies pétrolières et les États propriétaires est encore très nettement à l'avantage des premières – c'est à partir de 1969 qu'il s'inverse brutalement. Les compagnies pétrolières ne sont donc que très faiblement exposées, pendant cette période, au risque de fiscalité, et à celui d'expropriation. Enfin, il a été montré⁷² qu'elles pouvaient utiliser les asymétries d'informations favorables dont elles bénéficiaient face aux États propriétaires, afin de se délester sur eux des différents risques qu'elles pouvaient éventuellement subir dans un projet d'exploration-production d'hydrocarbures.

On comprend alors que pendant la période 1945-1967, les compagnies pétrolières, engagées dans des projets d'exploration-production d'hydrocarbures caractérisés par des économies d'échelle importantes, et exposés à des risques marginaux, n'ont reçu qu'une très faible incitation à nouer des associations entre elles (conformément à l'observation C11).

3.2.3.5.2 Contraintes cognitives et coopérations à partir du début des années 1970

La deuxième période qui a été révélée en termes de structure des associations /

⁷¹ Fericelli (1985, p. 580) relève aussi cette « grande stabilité » régnant sur le marché mondial du pétrole (entre 1960 et 1970), en termes de prix.

⁷² Cf. 1.1.2.4.1.

coopérations entre compagnies pétrolières – 1968-1982 –, peut-elle être mise au crédit, sur le plan théorique, de la première partie de la phase de révolution technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures⁷³ ? L'observation C21, selon laquelle la proportion de projets entrepris par une compagnie pétrolière seule décroît de 10% tous les 7,6 années en moyenne à partir de 1968, pour terminer à 10% sur l'ensemble des projets mis en production à partir de l'an 2000, paraît bien conforme à la thèse de l'existence d'un lien entre accélération technologique et organisation industrielle des relations entre compagnies pétrolières.

Cette tendance pourrait bien sûr être imputable à une augmentation des risques subis par les compagnies pétrolières. Mais elle se manifeste dès 1968, bien avant le contre-choc pétrolier de 1986, soit à une époque où le risque économique reste faible. On pourrait aussi invoquer les risques de fiscalité et d'expropriation, qui se font nettement plus pesants à l'approche du début des années 1970. Mais on n'explique alors pas pourquoi la tendance observée se prolonge jusqu'à 2004 (la fin de la période d'étude). L'origine temporelle de cette tendance, soit 1968, est en revanche très proche du début de la phase de révolution technologique. Rappelons par exemple que le gisement géant de Prudhoe Bay, sur le rivage nord de l'Alaska, a été découvert en 1968 et mis en production en 1977⁷⁴, et que l'extension des activités pétrolières et gazières vers le nord de la Mer du Nord, qui a requis de créer des nouvelles technologies, différentes de celles précédemment mises en œuvre dans le Golfe du Mexique, s'est produite dès 1970⁷⁵. Il est donc nécessaire d'intégrer ce phénomène d'accélération technologique dans l'analyse, pour expliquer l'observation C21.

Les compagnies pétrolières sont ainsi confrontées, dès le début des années 1970, à une contrainte de ressources humaines – d'ordre cognitif –, qui compromet sérieusement la viabilité de l'activité de création de technologies dans laquelle elles sont engagées, et sans laquelle plus aucun projet d'exploration-production d'hydrocarbures n'est réalisable. Ceci les contraint à ne plus s'engager seules dans les projets qu'elles entreprennent dans les nouvelles zones d'activités pétrolières, mais les pousse au contraire à nouer des coopérations technologiques entre elles, ce qui permet de soulager la contrainte évoquée⁷⁶.

⁷³ Cf. 0.2.2.1 et 2.2.1.1.1.

⁷⁴ Cf. *Petroleum Economist*, 1998.

⁷⁵ Cf. Hassan, *ibid.*, p. 128.

⁷⁶ Cf. Première partie, 2.3.2.3.

Fonck, Sigaud et Argy corroborent cette analyse⁷⁷ : « Aujourd'hui, la plupart des compagnies ont renoncé à se lancer seules dans de grands programmes de recherche à long terme. Dans le passé, cette stratégie a souvent conduit à des échecs ou, en tout état de cause, à des opérations non rentables. Total n'échappe pas à la règle. Il y a vingt ans, nous avons été les premiers à développer la technologie des forages en eaux profondes. Cela a coûté très cher, alors que nous ne disposions pas de champs où appliquer cette technologie. »

On comprend alors que pendant la période 1968-1982, les compagnies pétrolières, engagées dans des projets d'exploration-production d'hydrocarbures posant des problèmes inconnus jusque-là, ont reçu une forte incitation à nouer des coopérations technologiques entre elles, afin de surmonter leur contrainte d'ordre cognitif (conformément à l'observation C21).

3.2.3.5.3 Contraintes financières et coopérations à partir du contre-choc pétrolier de 1986

La troisième période qui a été révélée en termes de structure des associations / coopérations entre compagnies pétrolières – 1983-2004 –, peut-elle être mise au crédit, sur le plan théorique, de la deuxième partie de la phase de révolution technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures⁷⁸ ? L'observation I2, selon laquelle le coefficient de Gini des coopérations entre compagnies pétrolières, hors projets entrepris par une compagnie seule, baisse assez fortement à partir de 1983, débutant en tendance de 34% à cette date pour finir à 23% en 2004, paraît elle aussi bien conforme à la thèse de l'existence d'un lien entre accélération technologique et organisation industrielle des relations entre compagnies pétrolières.

Elle n'est en effet explicable par aucun des déterminants de l'allocation des ressources dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. Comme il a été montré précédemment, la conciliation des objectifs de mobilisation des économies d'échelle et de diversification des risques, à travers la constitution d'associations entre compagnies pétrolières, est totalement insensible au fait que les partenaires y détiennent

⁷⁷ Fonck, Sigaud & Argy, 1997, p. 18.

⁷⁸ Cf. 0.2.2.2 et 2.2.1.1.2.

des participations proches, ou au contraire inégales⁷⁹.

L'observation I2 apparaît en revanche conforme à la nécessité qui est faite aux compagnies pétrolières, à partir du contre-choc pétrolier de 1986, de coopérer pour surmonter leur contrainte d'ordre financier, en partageant les coûts irrécouvrables associés à leur activité de création de technologies. Si l'estimation par approximation linéaire a conduit à identifier l'année 1983 (avant le contre-choc pétrolier) comme le début de cette phase de décroissance du coefficient de Gini des coopérations entre compagnies pétrolières, la plus forte valeur de ce coefficient en moyenne annuelle est néanmoins atteinte en 1987 (après le contre-choc pétrolier) avec une valeur de 36%, ce qui est plus conforme à l'explication avancée. Par ailleurs, comme le nombre équivalent de compagnies pétrolières qui coopèrent sur ces projets⁸⁰ augmente sur la période (+0,1 toutes les 4,0 années, pour atteindre 2,9 en fin de période), la baisse du coefficient de Gini de ces coopérations signifie nécessairement que les participations des différents partenaires se rapprochent en moyenne d'une valeur commune⁸¹, égale à $1/\text{NombreEquivalent}$ = indice de Hirschman-Herfindahl (34% en fin de période). Or, cette égalité des parts détenues par les partenaires d'un projet, vers laquelle tendent les associations entre compagnies pétrolières à partir de 1987, constitue la meilleure solution pour organiser le partage des coûts irrécouvrables qu'elles encourent dans les processus d'apprentissage conduits sur le projet d'exploration-production⁸².

On comprend alors que pendant la période 1983-2004, les compagnies pétrolières, soumises à un environnement de prix concurrentiels, et engagées dans des projets d'exploration-production d'hydrocarbures posant des problèmes toujours nouveaux, ont reçu une forte incitation à nouer des coopérations technologiques entre elles, afin de surmonter leur contrainte d'ordre financier (conformément à l'observation I2).

⁷⁹ Cf. 3.1.3.4.3.

⁸⁰ Comme il convient, les projets entrepris par une compagnie pétrolière seule sont toujours exclus, pour calculer les chiffres qui suivent.

⁸¹ Cf. 3.2.3.2.1.2.

⁸² On peut relever très simplement qu'un partage 90% / 10% entre deux partenaires ne saurait prétendre organiser un partage efficace de ces coûts.

3.2.3.5.4 L'identité des partenaires davantage discriminante en phase de révolution technologique

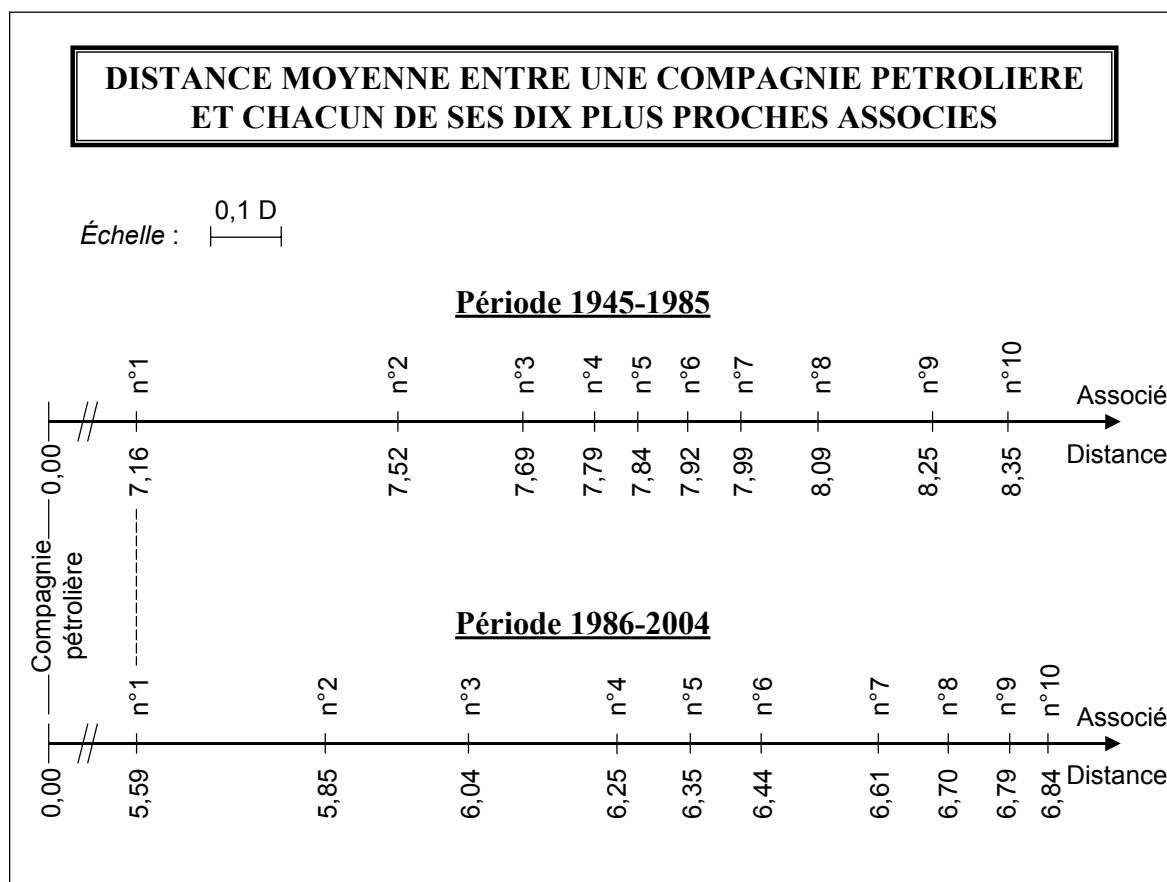
Passons à présent à l'interprétation des deux matrices de distances entre compagnies pétrolières, et au tableau de distance moyenne entre une compagnie pétrolière et chacun de ses dix plus proches associés, afin d'évaluer le caractère discriminant de l'identité des compagnies pétrolières qui s'associent sur les projets d'exploration-production d'hydrocarbures.

On relève d'abord le rapprochement qui s'opère entre les compagnies pétrolières, de la période 1945-1985 à la période 1986-2004. La distance moyenne entre deux compagnies pétrolières quelconques (et différentes) de l'échantillon, passe ainsi de 9,2 à 7,7. Ceci est bien sûr conforme à l'observation C11, selon laquelle les compagnies pétrolières vont de moins en moins souvent seules sur un projet. Mais c'est aussi la distance moyenne entre une compagnie et son plus proche partenaire, qui diminue d'une période à l'autre, passant de 7,2 à 5,6. On peut ainsi d'ores et déjà constater que, d'une période à l'autre, le plus proche partenaire d'une compagnie pétrolière se rapproche plus d'elle (variation de distance de $-1,57$), que la moyenne de toutes les compagnies de l'échantillon (variation de distance de $-1,50$). Il s'agit là d'un premier résultat conforme à la thèse d'un caractère discriminant accru de l'identité des partenaires.

Mais en dernière analyse, c'est bien la manière dont évolue, d'une période à l'autre, le distance moyenne entre une compagnie pétrolière et chacun de ses dix plus proches associés⁸³, qui constitue le meilleur test de ce caractère discriminant. Le graphique suivant représente ces distances, pour les deux périodes étudiées, sur une même échelle linéaire, dont le plus proche associé constitue l'origine :

⁸³ En vertu du tableau représenté en 3.2.3.4.3.

Graphique N°16 : DISTANCE MOYENNE ENTRE UNE COMPAGNIE PETROLIERE ET CHACUN DE SES DIX PLUS PROCHES ASSOCIES



Ce graphique illustre tout d'abord le rapprochement généralisé, de la période 1945-1985 à la période 1986-2004, entre une compagnie pétrolière X et ses associés. Ainsi, en moyenne, le dixième plus proche associé de la période 1986-2004 est plus proche de X , que son plus proche associé de la période 1945-1985 ($6,84 < 7,16$; précisons que jusqu'en 1985, plus d'un projet sur deux est entrepris par une compagnie pétrolière seule). Mais surtout, ce graphique révèle les points suivants :

- pendant la période 1945-1985, seul le plus proche associé d'une compagnie pétrolière X joue un rôle particulier, les autres étant peu différenciés (ce qui est flagrant du 3^{ème} au 7^{ème} plus proche associé) : $D(X, n^{\circ}2) - D(X, n^{\circ}1) = 2,1 \times [D(X, n^{\circ}3) - D(X, n^{\circ}2)]$
et $D(X, n^{\circ}2) - D(X, n^{\circ}1) = 1,2 \times [D(X, n^{\circ}7) - D(X, n^{\circ}3)]$
- en revanche, pendant la période 1986-2004, ce sont les trois plus proches associés d'une compagnie pétrolière X qui se distinguent nettement des autres ; la différence

d'importance que X accorde à son plus proche associé et à son deuxième plus proche associé se réduit nettement d'une période à l'autre :

$$[D(X, n^{\circ}2) - D(X, n^{\circ}1)]^{86-04} = 0,73 \times [D(X, n^{\circ}2) - D(X, n^{\circ}1)]^{45-85}$$

de même que la différence d'importance qu'elle accorde à son plus proche associé et à son troisième plus proche associé :

$$[D(X, n^{\circ}3) - D(X, n^{\circ}1)]^{86-04} = 0,85 \times [D(X, n^{\circ}3) - D(X, n^{\circ}1)]^{45-85}$$

En revanche, la différence d'importance que X accorde à son plus proche associé et à son $i^{\text{ème}}$ plus proche associé augmente d'une période à l'autre, pour tout $i \geq 4$:

$$[D(X, n^{\circ}i) - D(X, n^{\circ}1)]^{86-04} > 1 \times [D(X, n^{\circ}i) - D(X, n^{\circ}1)]^{45-85} \quad \forall i \geq 4$$

Conformément aux prescriptions des approches statique et dynamique de l'organisation industrielle, l'identité des partenaires d'une compagnie pétrolière apparaît donc bien davantage discriminante pendant la phase de révolution, que pendant celle de tranquillité technologique.

3.2.3.6 Les prolongations souhaitables de l'analyse

Les résultats empiriques sont donc conformes à la thèse de l'existence d'un lien entre accélération technologique et organisation industrielle des relations entre compagnies pétrolières. Ils appellent des prolongements, qui pourraient venir renforcer cette thèse. Tout d'abord, un travail de classification des compagnies pétrolières qui utilise la distance définie entre elles, afin d'en établir une typologie, constitue une prolongation logique de l'étude qui précède.

3.2.3.6.1 Une typologie des compagnies pétrolières

Cette typologie doit permettre de tester la thèse selon laquelle, en phase de révolution technologique, les compagnies pétrolières qui sont souvent partenaires possèdent des profils technologiques proches. Ce travail, qui n'a pas été réalisé à ce jour, devra être conduit à l'avenir. Il est néanmoins possible, dans l'immédiat, d'identifier les trois plus proches partenaires de chacune des compagnies pétrolières de l'échantillon, pour les deux périodes étudiées, ainsi que nous y engageant les résultats du graphique précédent. C'est ce que réalise le tableau suivant :

Tableau N°14 : TROIS PLUS PROCHES PARTENAIRES DE CHAQUE COMPAGNIE PETROLIERE DE L'ECHANTILLON

Compagnie	1945-1985						1986-2004					
	1 ^{er} partenaire	Dist.	2 ^{ème} partenaire	Dist.	3 ^{ème} partenaire	Dist.	1 ^{er} partenaire	Dist.	2 ^{ème} partenaire	Dist.	3 ^{ème} partenaire	Dist.
Shell	Exxon	7,8	Texaco	8,5	Mobil	8,7	Exxon	5,6	Texaco	6,0	Statoil	6,4
Exxon	Statoil	7,4	Enterprise	7,6	Norsk Hydro	7,8	Shell	5,6	Statoil	5,8	Norsk Hydro	5,8
BP	Conoco	7,5	Saga	7,7	Chevron	8,3	Conoco	6,1	Arco	6,3	British Gas	6,6
Mobil	Enterprise	7,2	Statoil	7,3	Conoco	7,4	Statoil	5,6	Norsk Hydro	5,8	Saga	5,8
Chevron	Unocal	7,6	Conoco	8,1	BHP	8,2	Texaco	5,6	Elf	5,8	Agip	5,9
Amoco	Amerada Hess	8,3	Enterprise	8,5	British Gas	9,2	Amerada Hess	5,8	Enterprise	5,9	British Gas	5,9
Agip	Elf	8,6	Fina	8,6	Phillips	9,0	Chevron	5,9	Elf	5,9	Fina	6,1
Total	Norsk Hydro	6,8	Statoil	6,8	Saga	6,8	Norsk Hydro	5,3	Statoil	5,4	Elf	5,4
Texaco	Lasmo	7,1	Fina	7,4	BHP	7,5	Petrobras	5,5	Total	5,6	Chevron	5,6
Statoil	Saga	6,6	Norsk Hydro	6,6	Phillips	6,8	Norsk Hydro	5,0	Saga	5,1	Conoco	5,3
Arco	Lasmo	7,1	Occidental	7,2	Repsol	7,7	Occidental	5,3	Fina	5,9	Conoco	6,1
Elf	Total	7,6	Norsk Hydro	8,2	Statoil	8,2	Total	5,4	Norsk Hydro	5,5	Statoil	5,6
YPF	Petrobras	7,1	OMV	7,6	Gulf Canada	7,6	Petrobras	6,0	BHP	6,0	Wintershall	6,1
Conoco	Statoil	6,9	Saga	6,9	Enterprise	7,0	Saga	5,3	Statoil	5,3	Norsk Hydro	5,4
Phillips	Norsk Hydro	6,7	Saga	6,7	Statoil	6,8	Fina	5,2	British Gas	5,5	Saga	5,7
Unocal	Chevron	7,6	OMV	9,0	Gulf Canada	9,0	Amerada Hess	6,9	Chevron	7,1	Occidental	7,7
Norsk Hydro	Saga	6,5	Statoil	6,6	Phillips	6,7	Saga	5,0	Statoil	5,0	Total	5,3
Occidental	Arco	7,2	Repsol	7,6	OMV	7,8	Arco	5,3	Total	7,1	Repsol	7,3
BHP	Lasmo	6,8	Texaco	7,5	OMV	7,7	Lasmo	5,7	Chevron	5,9	YPF	6,0
Repsol	Occidental	7,6	Arco	7,7	YPF	8,0	OMV	5,9	Enterprise	6,3	Amerada Hess	6,7
Petrobras	YPF	7,1	Total	7,3	Lasmo	7,4	Texaco	5,5	Total	5,5	Saga	5,8
Santos	Gulf Canada	7,2	OMV	10,5	Saga	10,5	Gulf Canada	6,0	Mobil	7,2	BHP	8,4
Amerada Hess	Enterprise	6,6	Saga	6,8	Norsk Hydro	6,8	Enterprise	5,4	British Gas	5,6	OMV	5,7
Saga	Norsk Hydro	6,5	Statoil	6,6	OMV	6,7	Norsk Hydro	5,0	Statoil	5,1	Conoco	5,3
Fina	Phillips	7,1	Norsk Hydro	7,2	Saga	7,2	Phillips	5,2	Saga	5,5	Statoil	5,5
Gulf Canada	OMV	6,7	Saga	6,7	Norsk Hydro	6,9	Santos	6,0	OMV	6,0	Preussag	6,4
Lasmo	BHP	6,8	OMV	7,0	Gulf Canada	7,0	BHP	5,7	Fina	5,8	Phillips	5,9
British Gas	Enterprise	7,2	Amerada Hess	7,2	Phillips	7,6	Phillips	5,5	Fina	5,6	Amerada Hess	5,6
Enterprise	Amerada Hess	6,6	Saga	6,7	OMV	6,8	OMV	5,4	Amerada Hess	5,4	Saga	5,5
Wintershall	Total	7,1	Preussag	7,3	Mobil	7,7	Total	5,5	YPF	6,1	Saga	6,3
Preussag	Wintershall	7,3	Mobil	8,3	OMV	8,4	OMV	5,9	Gulf Canada	6,4	Saga	6,4
OMV	Gulf Canada	6,7	Saga	6,7	Enterprise	6,8	Enterprise	5,4	Amerada Hess	5,7	Phillips	5,9

Ce tableau ne permet pas de tirer de conclusions définitives en matière de proximité technologique, sur le plan des compétences, des compagnies pétrolières qui coopèrent. Il permet néanmoins de faire quelques observations intéressantes.

Certaines compagnies pétrolières, parmi les plus importantes, ont une stratégie

d'association / coopération très stable de la période 1945-1985 à la période 1986-2004 (cf. Amoco, Elf), alors que d'autres ont complètement transformé la leur (cf. Chevron, Texaco, Repsol). Mais tous les cas de figures sont représentés entre ces deux extrêmes. Par ailleurs, on retrouve que les compagnies pétrolières font moins de différences entre leurs trois principaux partenaires pendant la période 1986-2004, que pendant la période 1945-1985. Certaines compagnies pétrolières présentent néanmoins des profils particuliers, par rapport à cette règle moyenne :

- Total, qui ne fait aucune différence entre ses trois principaux partenaires – accessoirement tous norvégiens – pendant la période 1945-1985,
- Statoil, Phillips, Norsk Hydro, Saga, et Fina, dans le même ordre d'idée que Total, et d'ailleurs avec globalement les mêmes plus proches partenaires (on identifie là un groupe stratégique très soudé, sur la période 1945-1985),
- Arco, qui choisit très nettement son plus proche partenaire (Occidental) pour la période 1986-2004, et Occidental qui lui rend la pareille de manière encore plus franche,
- Santos, qui adopte la même comportement vis-à-vis de Gulf Canada, mais sans la même contrepartie de la part de ce dernier,
- et enfin Wintershall, qui choisit Total comme plus proche partenaire, de façon plus nette sur la période 1986-2004 que sur la période 1945-1985.

Enfin, la dimension technologique de certaines coopérations de la période 1986-2004 transparaît à la lecture de ce tableau, laissant deviner grossièrement des groupes stratégiques de compagnies pétrolières aux compétences proches :

- Total, Texaco, Elf, Chevron, Petrobras, et Agip, dans l'offshore pétrolier profond,
- Arco et Oxy dans les technologies de pointe en exploration,
- Amoco, Enterprise, Amerada Hess, ÖMV, British Gas, et Repsol, dans les technologies du gaz,
- Mobil, Norsk Hydro, Statoil, Saga, Total, Conoco, Elf, et Exxon, sont ensemble dans la course technologique aux réserves d'hydrocarbures colossales de l'Arctique, en Norvège et en Russie⁸⁴,

⁸⁴ Il se peut aussi que ce soit dans la course technologique aux réserves colossales de bruts extra-lourds de la ceinture de l'Orénoque, au Venezuela, où Total, Statoil, Conoco, et Mobil, sont déjà impliquées.

- Shell et Exxon mettent quant à eux en commun leurs gammes de compétences très étendues.

Ces interprétations *prima facie* de la matrice des distances entre compagnies pétrolières, sur la période 1986-2004, demandent à être confirmées par une typologie.

3.2.3.6.2 Une étude approfondie des formes juridiques des associations / coopérations

Enfin, nous ne disposons pas de suffisamment de données pour tester l'éventuelle évolution de la forme juridique des associations / coopérations entre compagnies pétrolières. Sans que cela ne prétende constituer un argument définitif, notre expérience personnelle de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures nous suggère qu'un nombre croissant de ces associations / coopérations prend la forme juridique de *Joint-Ventures*. En outre, des coopérations explicites à visées technologiques sont nouées par certaines compagnies pétrolières, depuis le début des années 1990 (telle celle conclue entre BP et Statoil en 1995⁸⁵).

Conclusion

La thèse de l'existence d'un lien entre accélération technologique et organisation industrielle des relations entre compagnies pétrolières est corroborée par les faits empiriques.

L'approche statique de l'organisation industrielle permet de prescrire qu'en phase de tranquillité technologique de l'industrie, les compagnies pétrolières doivent nouer des associations entre elles, afin de concilier les objectifs contradictoires de mobilisation des économies d'échelle et de diversification des risques, qui se posent à tous les niveaux opérationnels de l'industrie. Mais la faiblesse avérée des risques auxquels les compagnies pétrolières sont exposées, pendant cette phase de tranquillité technologique, les conduit à entreprendre seules la très grande majorité des projets d'exploration-production d'hydrocarbures.

L'approche dynamique de l'organisation industrielle permet quant à elle de prescrire qu'en phase de révolution technologique de l'industrie, les compagnies pétrolières aux compétences proches doivent nouer des coopérations entre elles, afin de surmonter les contraintes d'ordre cognitif et financier qui se posent à elles dans leur activité de création de technologies. Effectivement, à partir du début des années 1970, les compagnies pétrolières entreprennent de moins en moins souvent seules les projets d'exploration-production d'hydrocarbures. De plus, à partir du contre-choc pétrolier de 1986, les coopérations qu'elles nouent se transforment, de façon à permettre un partage plus efficace des coûts irrécouvrables de la création de technologies. Et l'identité des compagnies pétrolières qui s'associent est clairement plus discriminante depuis le contre-choc pétrolier de 1986 qu'elle ne l'était avant.

⁸⁵ Paradoxalement, on remarque qu'aucune de ces deux compagnies ne figure parmi les trois plus proches partenaires de l'autre.

Conclusion de la deuxième partie

L'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures a donc vécu une accélération technologique enclenchée au début des années 1970. Elle l'a faite passer d'une phase de tranquillité technologique à une phase de véritable révolution technologique. Cette accélération technologique est initiée par le renversement de tendance du coût marginal de long terme de l'industrie dès 1970. Elle est ensuite catalysée par les nationalisations de leurs ressources d'hydrocarbures par les pays de l'OPEP au début des années 1970. Elle est enfin consacrée par le contre-choc pétrolier de 1986. Par ailleurs, elle est nettement transcrite dans l'amélioration des performances opérationnelles et économiques réalisées par l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures.

Cette accélération technologique a transformé l'organisation des relations entre chaque catégorie d'acteurs de l'industrie. En phase de tranquillité technologique, les États propriétaires ont été conduits à nationaliser l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures, en raison de la dégradation, à l'approche du début des années 1970, de l'efficience statique des contrats de concession qu'ils nouaient avec les compagnies pétrolières. A partir du contre-choc pétrolier de 1986, ils sont rattrapés par l'impératif technologique. Pour pouvoir lui faire face, ils n'ont pas d'autre solution que de se réouvrir aux compagnies pétrolières, afin de bénéficier de leurs technologies de pointe et de leur puissance financière. Leurs sociétés nationales s'engagent dorénavant aux côtés des compagnies pétrolières dans les projets d'exploration-production d'hydrocarbures, sous une forme proche de la coopération.

Les sociétés prestataires de services parapétroliers étaient, en phase de tranquillité technologique, en situation de complète sujétion vis-à-vis des compagnies pétrolières. Leurs frontières étaient très restreintes comparativement à celles des *majors*. Et elles étaient quasi-intégrées par leurs donneurs d'ordres dans le cadre des relations de sous-traitance. Avec l'enclenchement de la révolution technologique, les compagnies pétrolières s'engagent dans un vaste mouvement de désintégration, dans l'objectif de se concentrer sur quelques compétences foncières. Les sociétés de services parapétroliers opèrent un mouvement inverse d'intégration technologique, en même temps qu'un processus de concentration du secteur. Il en résulte une profonde redéfinition des rôles tenus par les unes et les autres, dans le sens d'une responsabilisation accrue des sociétés parapétrolières. Les

contrats de sous-traitance se transforment de manière parallèle. Ils exhibent dorénavant des mécanismes aux vertus dynamiques manifestes, qui en font un mode de coordination proche de la coopération verticale.

Les compagnies pétrolières internationales entreprenaient seules la grande majorité de leurs projets d'exploration-production d'hydrocarbures, en phase de tranquillité technologique. En effet, elles n'étaient alors confrontées qu'à des risques marginaux, et n'étaient en cela pas incitées à s'associer pour les diversifier. Mais depuis le début des années 1970 et l'enclenchement de la révolution technologique, les compagnies pétrolières aux compétences proches coopèrent entre elles pour conduire leurs projets. Destinées à soulager leurs contraintes cognitives dans un premier temps, ces coopérations se transforment à partir du contre-choc pétrolier de 1986, de façon à soulager en plus leurs contraintes financières.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

L'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures a vécu des transformations profondes entre les années 1920, qui marquent le début de son internationalisation, et la fin du vingtième siècle. La lecture dominante qui en est faite est bien connue. Elle fait tout d'abord état de la suprématie, dès 1928 et au niveau mondial, d'un oligopole de compagnies pétrolières internationales surpuissantes : les *majors*. Elle relate ensuite la contestation croissante, à partir de 1950, de cet oligopole sur deux fronts : l'un commun aux compagnies pétrolières d'États consommateurs d'hydrocarbures et aux compagnies pétrolières « indépendantes », et l'autre propre aux États propriétaires des ressources d'hydrocarbures. Elle s'arrête encore longuement sur les nationalisations, au début des années 1970, de l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures par ces États propriétaires, regroupés dans l'OPEP qui domine durablement le marché mondial du pétrole, le temps des deux chocs pétroliers de 1973 et 1979. Elle retrace enfin la perte, à partir du début des années 1980, de son pouvoir marché par l'OPEP – scellée par le contre-choc pétrolier de 1986 – en raison d'efficaces programmes d'économies d'énergies mis en œuvre par les pays consommateurs, et en raison du développement important de nouvelles zones de production d'hydrocarbures situées en dehors des pays de l'OPEP.

Ce travail s'est focalisé sur deux dimensions particulières de ces transformations : leur dimension technologique et leur dimension organisationnelle. Elles ne sont qu'occasionnellement prises en considération dans la lecture dominante. Jamais, à notre connaissance, elles n'ont été explicitement placées de la sorte au cœur d'une étude de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures.

La pertinence d'une lecture technologique de ces transformations a tout d'abord été démontrée. Ceci nous a conduit à mettre en évidence le phénomène d'accélération technologique dans l'industrie, qui se manifeste au début des années 1970, et qui la fait basculer brutalement d'une phase de tranquillité technologique – des années 1920 jusqu'à la fin des années 1960 – à une phase de véritable révolution technologique, toujours d'actualité. Ce phénomène est porté en germe dans la hausse du coût marginal de long terme de l'industrie au tout début des années 1970, après une période de cinquante années de décroissance. Cette hausse est un facteur déterminant de la montée en puissance des

revendications des pays de l'OPEP. L'accélération technologique est ensuite catalysée par les nationalisations de leurs ressources d'hydrocarbures par ces pays, qui concluent la montée de leurs revendications. Enfin, ce phénomène est consubstantiel de l'émergence de nouvelles zones d'activités de l'industrie situées en dehors des pays de l'OPEP, qui contribue grandement à la perte de son pouvoir de marché.

La pertinence d'une lecture de ces transformations en termes d'organisation industrielle a aussi été démontrée. Ce sont alors les formes d'organisation des relations nouées entre les différentes catégories d'acteurs de l'industrie, à la poursuite d'objectifs d'efficacité économique, qui ont été placées au centre de l'analyse. Ainsi, les nationalisations mises en œuvre par les pays de l'OPEP, en lieu et place des concessions qui les liaient jusque-là aux compagnies pétrolières, s'interprètent comme la substitution d'une organisation internalisée de l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures, à une organisation de type contractuel avec les compagnies pétrolières. Auparavant, la contestation croissante des *majors*, et le rapport de forces de plus en plus favorable dont jouissent les États propriétaires, se traduisent dans une évolution parallèle des termes contractuels et fiscaux propres à l'organisation de leurs relations, et en particulier dans l'apparition d'un nouveau type de contrats d'exploration-production d'hydrocarbures : ceux de partage de production.

Mais l'adoption de cette grille d'analyse de l'organisation industrielle a aussi permis de porter l'attention sur d'autres transformations qui se sont produites dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. Elles sont plus récentes, et n'engendrent pas sur l'économie mondiale des effets aussi spectaculaires que les chocs ou contre-chocs pétroliers. Elles n'en ont cependant pas moins une importance prépondérante à l'échelle de l'industrie. Ainsi, après avoir géré de manière autonome pendant près de vingt ans l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures, les pays de l'OPEP se réouvrent aux capitaux privés des compagnies pétrolières, à partir du début des années 1990. Sur le plan de l'organisation industrielle, cette transformation va très clairement à contresens des nationalisations opérées vingt ans plus tôt, en ce qu'elle délaisse l'internalisation qu'elles organisaient, pour revenir à une gestion externalisée de leurs ressources d'hydrocarbures par les États propriétaires.

L'attention s'est portée aussi sur des transformations à l'œuvre dans l'organisation

des relations entre les compagnies pétrolières et leurs sous-traitants, les sociétés de services parapétroliers. Jusqu'aux années 1980, c'est une relation contractuelle de sous-traitance traditionnelle qui prévaut entre elles, transcrite dans un rôle étroitement délimité des sociétés parapétrolières, ainsi que dans leur dépendance économique et dans leur sujétion vis-à-vis des compagnies pétrolières. En revanche, depuis la fin des années 1980, cette relation contractuelle de sous-traitance offre un visage complètement différent, qui traduit un rôle considérablement accru des sociétés de services parapétroliers. Il trouve son origine dans un mouvement de redéfinition des frontières respectives des compagnies pétrolières et des sociétés de services parapétroliers, à la faveur des secondes. Celles-ci interviennent dorénavant de manière beaucoup plus étendue dans les projets d'exploration-production d'hydrocarbures, avec une très large autonomie de décision, assument une partie des risques liés à ces projets en contrepartie d'un intéressement à leurs bénéfices, et sont fréquemment reconduites dans leurs fonctions.

Enfin, il a été révélé que des transformations se sont aussi produites dans l'organisation des relations entre compagnies pétrolières internationales elles-mêmes. Ainsi, jusqu'à la fin des années 1960, c'est très souvent seules que les compagnies pétrolières entreprennent leurs projets d'exploration-production d'hydrocarbures. Cette propension disparaît à partir du début des années 1970, et les compagnies pétrolières conduisent dès lors leurs activités amont en associations. Cependant, la structure même de ces associations se transforme. Jusque vers le milieu des années 1980, chacune regroupe en moyenne entre deux et trois compagnies pétrolières, sans règle claire relative aux participations prises par les différents associés. Chaque compagnie pétrolière privilégie un partenaire pour s'associer avec elle, et le choix des éventuels partenaires supplémentaires est assez indifférent. En revanche, à partir du milieu des années 1980, ce sont en moyenne plus de trois compagnies pétrolières qui sont impliquées dans chaque associations. Les participations détenues par les partenaires se rapprochent d'une valeur commune, et chaque compagnie pétrolières privilégie clairement trois partenaires – quoiqu'à des degrés sensiblement différenciés – pour s'associer avec elle.

Ce travail s'est ensuite attaché à démontrer l'existence d'un isomorphisme étroit entre la lecture technologique et la lecture organisationnelle des transformations qu'a vécues l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures.

A cette fin, il a été rappelé la ligne de fracture qui existe entre deux approches théoriques de l'organisation industrielle, quant à la prise en compte du phénomène technologique. L'une, qui a été qualifiée de statique, évacue du champ de l'analyse les problèmes économiques liés au phénomène productif, en les supposant dès ses prémisses résolus par la technologie. Elle s'intéresse alors uniquement à ceux liés au phénomène d'échange. L'autre, qui a été qualifiée de dynamique, se concentre au contraire entièrement sur les problèmes de nature productive qui se posent aux firmes, problèmes dont l'exigence concurrentielle de renouvellement permanent engage les firmes dans une activité ininterrompue de création de technologies. Une contribution théorique à cette approche dynamique de l'organisation industrielle, encore largement en chantier, a été formulée. Construisant sur la thèse de Gaffard¹, selon laquelle une firme qui doit créer des technologies est soumise à deux types de contraintes – les unes financières, et les autres cognitives –, elle s'attache à démontrer d'une part la nécessité pour cette firme d'établir des liens avec les acteurs qui composent son environnement, et d'autre part la supériorité de la forme coopérative pour organiser ces relations technologiques.

La méthodologie adoptée a alors consisté à comparer l'organisation de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures, telle qu'elle est empiriquement observable, aux prescriptions de l'approche statique de l'organisation industrielle pour la phase de tranquillité technologique de l'industrie, et à celles de l'approche dynamique pour la phase de révolution technologique.

Il a ainsi été démontré que l'approche statique proposait une lecture cohérente des nationalisations de l'exploitation de leurs ressources d'hydrocarbures par les pays de l'OPEP, qui ont mis fin au régime des concessions avec les compagnies pétrolières. En raison du mauvais partage de l'information, des investissements et des risques qu'ils organisent, ces contrats de concession sont efficaces tant que les *majors* dominent l'industrie. Mais leur efficacité se détériore à mesure que les États propriétaires gagnent en pouvoir de marchandage. Les nationalisations peuvent alors être comprises comme une transformation organisationnelle visant à supprimer, ou tout au moins à réduire, ces inefficacités devenues rédhibitoires. Les rares États propriétaires, tels l'Indonésie, la Malaisie et l'Égypte, qui ont abandonné auparavant le système des concessions en faveur de celui, bien plus efficace, des contrats de partage de production avec les compagnies

¹ Gaffard, 1990b.

pétrolières, ne recourent d'ailleurs pas aux nationalisations. Enfin, les nouveaux contrats d'exploration-production d'hydrocarbures noués entre les États propriétaires et les compagnies pétrolières, depuis la réouverture des premiers aux secondes, sont pour la majorité du type partage de production, et comprennent des mécanismes de plus en plus sophistiqués pour organiser le partage des informations, des investissements et des risques, dans un souci d'efficacité économique.

L'approche statique a aussi permis d'éclairer la transformation des relations de sous-traitance entre compagnies pétrolières et sociétés de services parapétroliers. La confrontation de sa prescription en matière de frontières relatives des unes et des autres, au tracé empirique de ces frontières, s'est cependant révélée peu satisfaisante. De même, l'organisation avérée de ces relations sous le mode de la sous-traitance traditionnelle a défié la conclusion d'inefficacité formulée avec l'approche statique. Des éléments de réponse à ces discordances ont été discernés, en déplaçant l'analyse sur le caractère fondé ou non, en l'espèce, des hypothèses de l'approche statique, et plus particulièrement de celle de minimisation de leurs coûts par des compagnies pétrolières évoluant dans un environnement très peu concurrentiel. Un tel détour d'analyse n'a d'ailleurs pas été nécessaire quand il s'est agit d'étudier la nouvelle forme d'organisation de la relation de sous-traitance, mise en œuvre dans l'environnement très concurrentiel de l'industrie postérieur au contre-choc pétrolier de 1986, qui satisfait aux canons de l'approche statique.

Le même cas de figure s'est produit quand il a fallu confronter la forme empiriquement observable de l'organisation industrielle des relations entre compagnies pétrolières, aux prescriptions de l'approche statique. Celle-ci a conduit à prédire que les compagnies pétrolières étaient associées sur les projets d'exploration-production d'hydrocarbures, afin de concilier les objectifs contradictoires de mobilisation des économies d'échelle et de diversification des risques. Les données ont cependant révélé qu'en période de tranquillité technologique, plus de 80% des projets étaient entrepris par une compagnie pétrolière seule. Une reconsidération des risques qui pesaient sur les compagnies pétrolières pendant cette période, concluant à leur modération, a permis de comprendre qu'elles n'étaient pas soumises à l'impératif de diversification, ce qui a expliqué l'observation empirique. En revanche, il est apparu aussi que l'accroissement considérable des risques dans l'industrie, à partir du début des années 1970 pour la plupart, et du contre-choc pétrolier de 1986 pour le risque de prix, ne s'était produit pas sans une

systématisation progressive des associations entre compagnies pétrolières.

Mais c'est bien dans la transition de la phase de tranquillité à celle de révolution technologique de l'industrie, doublée de la transition de l'approche statique à l'approche dynamique de l'organisation industrielle, que réside un intérêt majeur de ce travail. Elle permet en effet de démontrer la thèse de l'existence d'un lien organique fort entre progrès technologique et organisation industrielle, à l'échelle de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures.

Il a ainsi été souligné que la réouverture des pays de l'OPEP aux compagnies pétrolières était conforme aux prescriptions de l'approche dynamique. Les sociétés nationales d'exploitation d'hydrocarbures de ces pays ont en effet accumulé un retard technologique important par rapport aux compagnies pétrolières, en restant refermées sur elles-mêmes le temps des nationalisations et des chocs pétroliers. Mais le contre-choc pétrolier de 1986 signe l'incapacité des États propriétaires à prolonger leur domination du marché mondial du pétrole grâce aux seules rentes différentielles colossales dont jouissent leurs gisements. Il les met au contraire face à l'impératif technologique, pour l'affrontement duquel ils n'ont pas d'alternative que de faire appel aux compétences pointues et à la puissance financière des compagnies pétrolières.

La transformation des relations de sous-traitance entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers a aussi été confrontée avec succès aux prescriptions de l'approche dynamique. Il en va ainsi du mouvement de désintégration des compagnies pétrolières sur quelques compétences foncières, en réponse au resserrement de leur contrainte de ressources humaines dès l'enclenchement de la révolution technologique, puis de leur contrainte de ressources financières à partir du contre-choc pétrolier de 1986. Il en va de même du mouvement antisymétrique de concentration de l'industrie parapétrolière, et d'intégration par les sociétés de services des compétences délaissées par les compagnies pétrolières. Enfin, les nouveaux contrats de sous-traitance révèlent une bonne efficacité dynamique, en organisant notamment l'intégration des services fournis par les sociétés parapétrolières, une plus grande autonomie de décision de ces dernières, un partage entre elles et les compagnies pétrolières des risques et des bénéfices liés aux projets d'exploration-production, et une certaine continuité de la relation de sous-traitance.

Enfin, ce sont les transformations des relations entre compagnies pétrolières elles-

mêmes qui se sont avérées conformes aux prescriptions de l'approche dynamique. Ainsi, depuis l'enclenchement de la révolution technologique, de moins en moins de compagnies pétrolières entreprennent seules leurs projets d'exploration-production d'hydrocarbures, parce que dans une telle configuration, la viabilité de leurs processus de création de technologies est compromise par des contraintes d'ordres cognitif et financier. Les compagnies pétrolières nouent dorénavant des coopérations entre elles pour conduire ces projets. La nature technologique de ces coopérations, au-delà de leur seule capacité à concilier mobilisation des économies d'échelle et diversification des risques, a été confirmée par un test empirique. Il a révélé que depuis le contre-choc pétrolier de 1986, à partir duquel la contrainte cognitive pesant sur les compagnies pétrolières se double de la contrainte financière, les participations détenues par les différents partenaires d'un projet tendent à se rapprocher d'une valeur commune, pour un partage efficace des coûts irrécouvrables de la création de technologies. Il a révélé aussi qu'une compagnie pétrolière devient plus sélective vis-à-vis de l'identité de ses trois plus proches partenaires, qui doivent posséder des compétences semblables aux siennes dans une perspective de création de technologies communes.

Toutes ces transformations peuvent être synthétisées dans un degré croissant d'interpénétration organisationnelle, quand l'impératif technologique se fait plus pressant. Ceci est souligné dans un rapport de la société de conseil Arthur D. Little², relatif au futur de l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures : « New Business Models : More than ever before, companies that work effectively across internal and external boundaries will succeed. » Puis d'énumérer les formes d'organisation qui peuvent procurer cette efficacité : « Increasing outsourcing, alliances and partnerships. »

Sur le plan théorique, la contribution qui a été proposée dans ce travail, concluant à la nécessité pour une firme créatrice de technologies d'établir des relations avec les acteurs évoluant dans son environnement, et à la supériorité de la coopération pour ce faire, a été confortée par les différentes observations empiriques réalisées. Ainsi, les États propriétaires, confrontés à l'impératif technologique, se réouvrent aux compagnies pétrolières, et appellent vigoureusement à une coopération avec leurs sociétés nationales. Les nouveaux contrats de sous-traitance entre compagnies pétrolières et sociétés de

services parapétroliers exhibent des mécanismes qui en font une forme d'organisation industrielle emprunte de coopération verticale, tandis que ce sont parfois des coopérations explicites dans lesquelles s'engagent les compagnies pétrolières et les sociétés parapétrolières. Enfin, les relations entre compagnies pétrolières sont organisées sous la forme de véritables co-opérations industrielles, par-delà les simples associations.

Sur le plan théorique encore, ce travail a constitué un test satisfaisant de la portée de l'approche statique de l'organisation industrielle pour la phase de tranquillité technologique de l'industrie, et de la portée de l'approche dynamique pour sa phase de révolution technologique. Ces deux approches se révèlent ainsi étroitement complémentaires, plutôt qu'opposables sur des points de doctrine³.

Une difficulté rencontrée dans ce travail a concerné le recueil des informations relatives aux très nombreuses modalités concrètes des différentes formes d'organisation industrielle à l'œuvre entre les trois catégories d'acteurs de l'industrie. Faute d'informations suffisantes, il n'a ainsi pas été possible d'intégrer la forme juridique des coopérations nouées entre les compagnies pétrolières dans le test empirique les concernant. Cette difficulté s'est aussi posée pour identifier de façon précise les compétences des différentes compagnies pétrolières de notre échantillon. Le travail de typologie de ces compagnies pétrolières, qui constitue une prolongation logique de celui qui a été conduit ici, devra permettre de dépasser cette difficulté. Enfin, si la méthode de statistique descriptive, qui a été utilisée pour tester la thèse d'un lien entre accélération technologique et transformations organisationnelles, produit des résultats assez satisfaisants, elle demande à être complétée par une méthode plus puissante de type économétrique.

Pour finir, ce travail a permis de mettre à jour une grille de lecture cohérente des transformations à travers lesquelles est passée l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures depuis plus d'une trentaine d'années. C'est une lecture bien évidemment partielle, qui n'est certainement pas la seule pertinente. Elle met l'accent sur les phénomènes organisationnels, aux dépens des phénomènes stratégiques qui ont certainement une importance prépondérante dans l'industrie. Elle s'en tient aux déterminants économiques de ces phénomènes, alors que le politique et le géopolitique ont toujours été intimement mêlés à l'histoire du pétrole et du gaz. Quoiqu'il en soit, alors qu'à

² Arthur D. Little, 1999.

³ Une conclusion similaire est formulée par Winter, 1991, p. 193.

l'époque des chocs pétroliers de 1973 et 1979, des prévisions alarmistes mais sérieuses prévoyaient que la fin de ce siècle verrait celle de l'ère des hydrocarbures comme principale source d'énergie primaire pour le monde, l'industrie d'exploration-production a démontré qu'elle avait su s'organiser pour créer des nouvelles technologies qui permettent de repousser loin cette échéance⁴. Aujourd'hui, toutes les prévisions à long terme concordent pour dire que l'ère des hydrocarbures se prolongera quelques décennies dans le courant du XXI^e siècle... le temps de trouver des substituts à ces produits naturels qui auront singulièrement contribué aux progrès économiques du XX^e siècle.

⁴ « The upstream oil and gas industry's ability to pinpoint new reserves and produce them from increasingly remote facilities makes the predictions of not too long ago that we're running out of oil seem truly quaint » (Red Cavaney, President and CEO of the American Petroleum Institute, API Annual Finance Conference, June 1, 1998).

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

ADELMAN M.A., (1972) : *The World Petroleum Market*, Baltimore : John Hopkins University Press.

ADELMAN M.A., SHAHI M., (1985) : « Cost Estimates for Oil Producing Countries, 1958-1986 », *Energy Economics*, 11(2), p. 2-10.

AFTP, (1998) : « Recherche-Développement de l'énergie, vers quelles solutions pour 2020-2060 ? », *Pétrole et Techniques*, n° 413, p. 48-51.

AFTP, (2000) : « Forage interactif pour le développement rapide des champs pétroliers », *Pétrole et Techniques*, n° 424, p. 30-33.

AKERLOF G., (1970) : « The Market for Lemons: Quality Uncertainty and the Market Mechanism », *Quarterly Journal of Economics*, 84, p. 488-500.

ALCHIAN A.A., DEMSETZ H., (1972) : « Production, Information Costs and Economic Organization », *American Economic Review*, 62(5), p. 777-795.

ALCHIAN A.A., WOODWARD S., (1988) : « The Firm Is Dead; Long Live the Firm. A Review of Oliver E. Williamson's *The Economic Institutions of Capitalism* », *Journal of Economic Literature*, March, p. 65-79.

ALLEGRET J.-P., DULBECCO P., (1998) : « Le comportement de la firme innovante : structure de gouvernance et mode de financement », *Revue d'Économie Industrielle*, n° 84, p. 7-26.

AMENDOLA M., (1984) : « Productive Transformations and Economic Theory », *Quarterly Review Banca Nazionale del Lavoro*, p. 351-366.

AMENDOLA M., GAFFARD J.-L., (1988) : *The Innovative Choice. An Economic Analysis of the Dynamics of Technology*, Oxford : Basil Blackwell.

AMUNDSEN E.S., (1992) : *Théorie des ressources épuisables et rente pétrolière*, Paris : Economica.

AOKI M., (1986) : « Horizontal versus Vertical Information Structure of the Firm », *American Economic Review*, 76(5), p. 971-983.

AOKI M., (1988) : *Information, Incentives and Bargaining in the Japanese Economy*, Cambridge, Mass. : Cambridge University Press.

AOKI M., (1990) : « Toward an Economic Model of the Japanese Firm », *Journal of Economic Literature*, 28(1), p. 1-27.

AOKI M., (1995) : « The Japanese Firm as a System of Attributes: A Survey and Research Agenda », *Revue d'Économie Industrielle*, numéro hors série « Economie industrielle : développements récents », p. 83-108.

APPERT O., BOY de la TOUR X., (1997) : « Exploration et production des hydrocarbures : les enjeux technologiques pour l'Europe », *Revue de l'Énergie*, n° 485, p. 105-119.

ARENA R., LONGHI C., (1998) : *Markets and Organization*, Berlin : Springer-Verlag.

ARMENGOL C., GERMAIN J., (2000) : « Le contexte pétrolier international. Situation 1999 et perspectives », *Pétrole et Techniques*, n° 425, p. 35-52.

ARMOUR H.O., TEECE D.J., (1978) : « Organizational Structure and Economic Performance: A Test of the Multidivisional Hypothesis », *Bell Journal of Economics*, 9(1), p. 106-122.

ARROW K.J., (1959) : « Toward a Theory of Price Adjustment », in : *The Allocation of Economic Resources*, Stanford : Stanford University Press.

ARROW K.J., (1962) : « Economic Welfare and the Allocation of Resources for Invention », in : Lamberton D.M. (ed.), *The Economics of Communication and Information*, ed. 1996, Cheltenham : Edward Elgar.

ARROW K.J., (1970) : *Essays in the Theory of Risk Bearing*, Amsterdam : North-Holland.

ARROW K.J., (1983) : « The Organization of Economic Activity: Issues Pertinent to the Choice of Market versus Non-Market Allocation », in : *Collected Papers of K.J. Arrow*, vol. 2, Oxford : Basil Blackwell.

ARROW K.J., DEBREU G., (1954) : « Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy », *Econometrica*, n° 22, p. 265-290.

ARTHUR D. LITTLE, (1999) : *Petroleum Industry Perspective*, confidential report.

ASPREMONT C. (d'), GERARD-VARET L.-A., (1979) : « Incentives and Incomplete Information », *Journal of Public Economics*, 11, p. 25-45.

ATKINSON A., STIGLITZ J., (1969) : « A New View of Technological Change », *Economic Journal*, 79, p. 609-632.

AYOUB A., (1994) : « Le modèle OPEP : ajustement ou nouvelle logique », *Economies et Sociétés*, n° 9, p.71-81.

AYOUB A., (1996) : *Le pétrole. Economie et politique*, Paris : Economica.

BABBAGE C., (1832) : *On the Economy of Machinery and Manufactures*, London : C. Knight.

BABUSIAUX D., (1990) : *Décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise*, Paris : Economica et Technip.

BABUSIAUX D., (1999) : « Le pétrole », *Revue de l'Énergie*, n° 509, p. 522-531.

BASILE L., CASAVOLA P., (1994) : « The Firm as an Institution: Recent Evolution in the Contractual Perspective », *Recherches Economiques de Louvain*, 60(2), p. 249-270.

BAUDRY B., (1992) : « Contrat, autorité et confiance : la relation de sous-traitance est-elle assimilable à la relation d'emploi ? », *Revue Économique*, n° 5, p. 871-894.

BAUDRY B., (1993) : « Partenariat et sous-traitance : une approche par la théorie des incitations », *Revue d'Économie Industrielle*, n° 66, p. 51-68.

BAUMOL W.J., PANZAR J.C., WILLIG R.D., (1982) : *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, New York : Harcourt Brace Jovanovich.

BAUQUIS P.-R., (2000) : « Impact des progrès techniques dans l'amont pétrolier », *Pétrole et Techniques*, n° 425, p. 72-73.

BELLON B., (1993) : « Cent ans de politique antitrust aux Etats-Unis », *Revue d'Économie Industrielle*, numéro spécial « Politique de la concurrence », p. 10-24.

BENZONI L., (1985) : *Éléments pour une théorie des prix des ressources épuisables. Contribution à l'analyse du marché du gaz naturel*, thèse de sciences économiques, Université Paris XIII.

BERGER J.-C., (1995) : « Rentes différentielles. Rentes de monopole », in : Chevalier J.-M. (dir.), *L'économie industrielle des stratégies d'entreprises*, Paris : Montchrestien.

BERLE A., MEANS G., (1932) : *The Modern Corporation and Private Property*, ed. 1956, New York : MacMillan.

BLAUG M., (1986) : *La pensée économique. Origine et développement*, 4^{ème} éd., Paris : Economica.

BLOIS K.J., (1972) : « Vertical Quasi-Integration », *Journal of Industrial Economics*, 20(3), p. 253-272.

BOUHAFS A., (1994) : « Stratégie de modernisation de Sonatrach », *Economies et Sociétés*, n° 9, p. 49-61.

BOURDIEU J., (1996) : *Anticipations et ressources finies. Le marché pétrolier américain dans l'entre-deux-guerres*, Paris : EHESS.

BOURGEOIS B., (1999) : « Le renouvellement de l'amont pétrolier : co-évolution entre changements techniques et organisationnels », *Revue de l'Énergie*, n° 512, p. 770-776.

BOURGEOIS B., (2000) : « L'exploration/production pétrolière : discontinuités technologiques et fertilisation par les technologies de l'information et de la communication », in : Bourgeois B., Finon D., Martin J.-M. (dir.), *Énergie et changement technologique. Une approche évolutionniste*, Paris : Economica.

BOURGEOIS B., FINON D., MARTIN J.-M., (2000) : *Énergie et changement technologique. Une approche évolutionniste*, Paris : Economica.

BOUSSENA S., (1994) : « L'adaptation des compagnies nationales au nouveau contexte pétrolier », *Economies et Sociétés*, n° 9, p. 23-47.

BOUVIER-PATRON P., (1993) : « Les formes d'organisation des entreprises : limites de l'approche transactionnelle et genèse de l'inter-organisation », *Economie Appliquée*, n° 4, p. 7-40.

BOUVIER-PATRON P., (1994a) : « La dimension inter-entreprises de production dans le modèle "J" d'Aoki », *Revue d'Économie Politique*, n° 1, p. 119-144.

BOUVIER-PATRON P., (1994b) : « L'application des concepts de "lock-in" et de "barrières à la mobilité" à une théorie des réseaux d'entreprises », *Revue Française d'Économie*, n° 1, p. 205-232.

BOY de la TOUR X., (1999) : « Pétrole et gaz : une dynamique technologique », *Revue de l'Énergie*, n° 509, p. 585-594.

BROUSSEAU E., (1993) : « Les théories des contrats : une revue », *Revue d'Économie Politique*, n° 1, p. 1-82.

BRUGGEMAN J.-L., (2000) : « Le futur d'Ekofisk », *Pétrole et Techniques*, n° 426, p. 48-53.

BUKSPAN E., (1992) : « Companies: Responsibility and Political Risks », *Énergies. Le magazine international de Total*, n° 9, p. 9-12.

CAVOULACOS P., DEFFARGES E., McARTHUR N., (1997) : « Technologie, productivité et croissance », *Énergies. Le magazine international de Total*, n° 34 spécial technologie, p. 13-15.

CELEUX G. et al., (1989) : *Classification automatique des données*, Paris : Bordas.

CHANDLER A.D., (1962) : *Strategy and Structure. Chapters in the History of the American Industrial Enterprise*, 15th ed., 1987, Cambridge, Mass. : MIT Press.

CHANDLER A.D., (1977) : *The Visible Hand: The Managerial Revolution in American Business*, Cambridge, Mass. : Harvard University Press.

CHARPENTIER P., (1991) : « De la découverte au développement », *Pétrole et Techniques*, n° 365, p. 35-42.

CHARUE F., (1992) : « Les entreprises peuvent-elles apprendre ? », *Cahiers du Centre de Recherche en Gestion*, Ecole Polytechnique – CNRS, n° 9, p. 3-12.

CHATTERJEE K., SAMUELSON W., (1992) : « Bargaining under Incomplete Information », in : Linhart P.B., Radner R., Satterthwaite M.A. (eds.), *Bargaining with Incomplete Information*, London : Harcourt Brace Jovanovich.

CHELI J., (1991) : « La pétrochimie », in : Masseron J., *L'économie des hydrocarbures*, 4^{ème} éd., Paris : Technip.

- CHEVALIER J.-M., (1973) : *Le nouvel enjeu pétrolier*, Paris : Calmann-Lévy.
- CHEVALIER J.-M., (1975) : « Eléments théoriques d'introduction à l'économie du pétrole : l'analyse du rapport de force », *Revue d'Économie Politique*, n° 2, p. 230-256.
- CHEVALIER J.-M., (1977) : *L'économie industrielle en question*, Paris : Calmann-Lévy.
- CHEVALIER J.-M., (1994) : « L'avenir des sociétés nationales des pays exportateurs d'hydrocarbures », *Economies et Sociétés*, n° 9, p. 7-13.
- CHEVALIER J.-M., BARBET P., BENZONI L., (1986) : *Economie de l'énergie*, Paris : PFNSP & Dalloz.
- CHRISTENSEN J.F., (1996) : « Analysing the Technology Base of the Firm. A Multi-Dimensional Resource and Competence Perspective », in : Foss N.J., Knudsen C. (eds.), *Towards a Competence Theory of the Firm*, London : Routledge.
- CHUNG T.-Y., (1995) : « On Strategic Commitment: Contracting versus Investment », *American Economic Review*, 85(2), p. 437-441.
- COASE R.H., (1937) : « The Nature of the Firm », *Economica*, November, p. 386-405.
- COHENDET P., FITOUSSI J.-P., HERAUD J.-A., (1979) : « Ressources naturelles et irréversibilité », *Revue d'Économie Politique*, n°3, p. 379-388.
- COHENDET P., HERAUD J.-A., ZUSCOVITCH E., (1992) : « Apprentissage technologique, réseaux économiques et appropriabilité des innovations », in : Foray D., Freeman C. (dir.), *Technologie et richesse des nations*, Paris : Economica.
- COHENDET P., KERN F., MEHMANPAZIR B., MUNIER F., (1999) : « Knowledge coordination, competence creation and integrated networks in globalised firms », *Cambridge Journal of Economics*, 23(2), p. 225-241.
- COHENDET P., LLERENA P., (1999a) : « Flexibilité et modes d'organisation », *Revue Française de Gestion*, n° 123, p. 72-79.
- COHENDET P., LLERENA P., (1999b) : « La conception de la firme comme processeur de connaissances », *Revue d'Économie Industrielle*, n° 88, p. 211-235.
- COMMONS J.R., (1934) : *Institutional Economics*, Madison : University of Wisconsin Press.
- COOMBS R., GREEN K., RICHARDS A., (1998) : *Technological Change and Organization*, Cheltenham : Edward Elgar.
- CRAMPES C., MOREAUX M., (1995) : « Les caractéristiques des brevets », *Revue d'Économie Industrielle*, numéro hors série « Economie industrielle : développements récents », p. 11-26.

CREMER J., (1995) : « Intégration verticale : vers un guide pour le praticien », *Revue d'Économie Industrielle*, numéro hors série « Economie industrielle : développements récents », p. 193-214.

DALEMONT E., CARRIÉ J., (1993) : *Histoire du pétrole*, coll. Que sais-je ?, Paris : PUF.

DANDOU W.E., (1993) : *Les pratiques d'analyse du risque des compagnies pétrolières et les décisions d'exploration-production*, thèse de sciences économiques, ENSPM & Université Paris II.

DANKBAAR B., GROENEWEGEN J., SCHENK H., (1990a) : *Perspectives in Industrial Organization*, Dordrecht : Kluwer Academic Publishers.

DANKBAAR B., GROENEWEGEN J., SCHENK H., (1990b) : « Recent Economic Developments and the Prospects of Industrial Organization », in : Dankbaar B., Groenewegen J., Schenk H. (eds.), *Perspectives in Industrial Organization*, Dordrecht : Kluwer Academic Publishers.

DASGUPTA P., STIGLITZ J., (1980) : « Industrial Structure and the Nature of Innovative Activity », *Economic Journal*, 90, p. 266-293.

DAVID P.A., FORAY D., (1995) : « Dépendance du sentier et économie de l'innovation : un rapide tour d'horizon », *Revue d'Économie Industrielle*, numéro hors série « Economie industrielle : développements récents », p. 27-52.

DAWE R.A., (2000) : « Fundamentals of Exploration and Production », in : Dawe R.A. (ed.), *Modern Petroleum Technology*, vol. 1, 6th ed., New York : John Wiley.

DeANNE J., AFSANEH M., (1990) : *The Economics of Natural Gas: Pricing, Planning and Policy*, Oxford : Oxford University Press.

DEMSETZ H., (1988) : *The Organization of Economic Activity*, vol. 1 : Ownership, Control and the Firm, Oxford : Basil Blackwell.

DESMAREST T., (1993) : « Contrats du troisième type », *Énergies. Le magazine international de Total*, n° 13, p. 7-12.

DIDAY E. et al., (1982) : *Éléments d'analyse de données*, Paris : Bordas.

DIXIT A., (1993) : « Scale Economies, Technological Change, and Diversification », in : Hoff K., Braverman A., Stiglitz J.E. (eds.), *The Economics of Rural Organization. Theory, Practice, and Policy*, Washington, D.C. : IBRD / World Bank.

DOERINGER P., PIORE M., (1971) : *Internal Labor Markets and Manpower Analysis*, ed. 1985, New York : Sharpe.

DOS SANTOS E.M., CUEILLE J.-P., (1998) : « L'innovation technologique comme source majeure d'avantage concurrentiel dans l'industrie pétrolière », *Revue de l'Énergie*, n° 497, p. 230-242.

DOSI G., (1982) : « Technological Paradigms and Technological Trajectories: A Suggested Interpretation of the Determinants and Directions of Technical Change », *Research Policy*, 11, p. 147-162.

DOSI G., (1988) : « Sources, Procedures, and Microeconomic Effects of Innovation », *Journal of Economic Literature*, 26, p. 1120-1171.

DOSI G., ORSENIGO L., (1988) : « Coordination and transformation: an overview of structures, behaviours and change in evolutionary environments », in : Dosi G. et al. (eds.), *Technical Change and Economic Theory*, London : Pinter Publishers.

DOSI G., TEECE D.J., (1998) : « Organizational Competencies and the Boundaries of the Firm », in : Arena R., Longhi C. (eds.), *Markets and Organization*, Berlin : Springer-Verlag.

DOSI G., TEECE D.J., WINTER S., (1990) : « Les frontières des entreprises : vers une théorie de la cohérence de la grande entreprise », *Revue d'Économie Industrielle*, n° 51, p. 238-254.

DOWNEY M., (1991) : « Political Risk Grows as Doors Open for Oil Investors », *Petroleum Economist*, December, p. 413-418.

DULBECCO P., (1994) : « La coopération comme mécanisme de coordination temporelle. Une relecture des travaux de G. B. Richardson », *Revue d'Économie Politique*, n° 4, p. 517-537.

ELIASSON G., (1995) : « The Economics of Technical Change. The Macroeconomic Consequences of Business Competence in an Experimentally Organized Economy », *Revue d'Économie Industrielle*, numéro hors série « Economie industrielle : développements récents », p. 53-82.

ERIKSEN B., MIKKELSEN J., (1996) : « Competitive Advantage and the Concept of Core Competence », in : Foss N.J., Knudsen C. (eds.), *Towards a Competence Theory of the Firm*, London : Routledge.

FAMA E.F., (1980) : « Agency Problems and the Theory of the Firm », *Journal of Political Economy*, 88(2), p. 288-307.

FAVEREAU O., (1989) : « Marchés internes, marchés externes », *Revue Économique*, n° 2, p. 273-328.

FERICELLI J., LESOURD J.-B., (1985) : *Energie : modélisation et économétrie*, Paris : Economica.

FERICELLI J., (1985) : « Le traitement du prix du pétrole dans les modèles énergétiques », in : Fericelli J., Lesourd J.-B. (éds.), *Energie : modélisation et économétrie*, Paris : Economica.

FERICELLI A.-M., (1991) : *Principes de microéconomie*, Paris : PUF.

FISHER F.M., (1964) : *Supply and Costs in the U.S. Petroleum Industry. Two Econometric Studies*, Baltimore : John Hopkins.

FONCK J.-M., SIGAUD J.-B., ARGY G., (1997) : « Les enjeux de la technologie pour Total », *Énergies. Le magazine international de Total*, n° 34 spécial technologie, p. 16-19.

FORAY D., (1991) : « Repères pour une économie des organisations de recherche-développement », *Revue d'Économie Politique*, n° 101, p. 779-808.

FOSS N.J., (1996) : « The Emerging Competence Perspective », in : Foss N.J., Knudsen C. (eds.), *Towards a Competence Theory of the Firm*, London : Routledge.

FOSS N.J., KNUDSEN C., (1996) : *Towards a Competence Theory of the Firm*, London : Routledge.

FRANKEL P.H., (1969) : *Essentials of Petroleum*, London : Frank Cass & co.

FRANKEL P.H., (1966) : *Mattei Oil and Power Politics*, London : Faber & Faber.

FRANKEL P.H., (1989) : « The Changing Structure of the Oil Industry », in : Reed R.G., Fesharaki F. (eds.), *The Oil Market in the 1990s. Challenges for the New Era*, Boulder : Westview Press.

FREEMAN C., (1991) : « Networks of Innovators: A Synthesis of Research Issues », *Research Policy*, 20, p. 499-514.

FREEMAN C., SOETE L., (1997) : *The Economics of Industrial Innovation*, 3rd ed., London : Pinter Publishers.

FREUND E., (2000) : « The Reduction of Oil and Gas Technical Costs », *Pétrole et Gaz Informations*, n° 1744, p. 23-27.

FURSENKO A.A., (1990) : *The Battle for Oil: The Economics and Politics of International Corporate Conflict over Petroleum, 1860-1930*, Greenwich, Conn. : JAI Press.

FURTADO A.T., (1999) : « Petrobras : une réussite dans l'offshore profond », *Revue de l'Énergie*, n° 503, p. 35-41.

GAFFARD J.-L., (1990a) : « Stratégies de mobilité et formes organisationnelles. Quelques repères analytiques », *Revue d'Économie Industrielle*, n° 51, p. 226-237.

GAFFARD J.-L., (1990b) : *Economie industrielle et de l'innovation*, Paris : Dalloz.

GAFFARD J.-L., (1995a) : « De la substitution à la complémentarité : Propositions pour un réexamen de la théorie de la firme et des marchés », *Revue d'Économie Industrielle*, numéro hors série « Economie industrielle : développements récents », p. 305-316.

GAFFARD J.-L., (1995b) : « La nature adaptative et transitoire des formes d'organisation des firmes », *Entreprises et Histoire*, n° 10, p. 55-59.

GEORGESCU-ROEGEN N., (1970) : « The Economics of Production », *American Economic Review*, 60(2), p. 1-9.

GEORGESCU-ROEGEN N., (1971) : *The Entropy Law and the Economic Process*, Cambridge, Mass. : Harvard University Press.

GIRAUD A., (1959) : *Tendances actuelles de la recherche scientifique dans le domaine du pétrole*, rapport présenté à l'UNESCO, Paris.

GIRAUD A., (1963) : *Progrès scientifique et évolution industrielle dans le domaine du pétrole*, Congrès mondial du pétrole, Francfort, 19-26 juin, Paris : Technip.

GLAIS M., (1992) : *Economie industrielle. Les stratégies concurrentielles des firmes*, Paris : Litec.

GOLDBERG V.P., (1976) : « Towards an Expanded Economic Theory of Contracts », *Journal of Economic Issues*, 10, p. 45-61.

GORST I., (1992) : « Give Us a Break, Boris », *Petroleum Economist*, November, p. 396-403.

GREENE W.N., (1985) : *Strategies of the Major Oil Companies*, Ann Arbor, Mich. : UMI Research Press.

GRENON M., (1978) : « A propos de l'exploration pétrolière mondiale », *Revue de l'Énergie*, juin, p. 324-330.

GROSSMAN S., HART O., (1983) : « An Analysis of the Principal-Agent Problem », *Econometrica*, 51(1), p. 7-45.

GROSSMAN S., HART O., (1986) : « The Costs and Benefits of Ownership: A Theory of Vertical and Lateral Integration », *Journal of Political Economy*, 94(4), p. 691-719.

GUIGOU J.-L., (1982) : *La rente foncière. Les théories et leur évolution depuis 1650*, Paris : Economica.

GUILHON B., (1993) : *Les dimensions actuelles du phénomène technologique*, Paris : L'Harmattan.

GUYOT F., (1985) : *Eléments de microéconomie*, Paris : Technip.

HAEFELIN A., (1999) : *Le rôle de l'innovation technologique comme facteur de structuration de la sous-filière parapétrolière*, thèse de sciences économiques, Université Paris I.

HARRIES H., (1984) : « Adaptation of Long-term Contracts », in Pearce D.W., Siebert H., Walter I. (eds.), *Risk and the Political Economy of Resource Development*, London : MacMillan.

HART O., MOORE J., (1988) : « Incomplete Contracts and Renegotiation », *Econometrica*, 56(4), p. 755-785.

HART O., MOORE J., (1990) : « Property Rights and the Nature of the Firm », *Journal of Political Economy*, 98(6), p. 1119-1158.

HASSAN J., (1992) : « Oil Production Technology, West to East », in Jeremy D.J. (ed.), *The Transfer of International Technology*, Hants : Edward Elgar.

HAYEK F.A., (1945) : « The Use of Knowledge in Society », *American Economic Review*, 35(4), p. 519-530.

HERGERT M., MORRIS D., (1988) : « Trends in International Collaborative Agreements », *Columbia Journal of World Business*, 22(2), p. 15-21.

HICKS J.R., (1970) : « A Neo-Austrian Growth Theory », *Economic Journal*, June, p. 257-281.

HICKS J.R., (1973) : *Capital and Time*, Oxford : Clarendon Press.

HOLMSTRÖM B., TIROLE J., (1989) : « The Theory of the Firm », in : Schmalensee R., Willig R.D. (eds.), *Handbook of Industrial Organization*, volume I, Amsterdam : Elsevier.

HOTELLING H., (1931) : « The Economics of Exhaustible Resources », *Journal of Political Economy*, 39(2), p. 137-175.

HOUSSIAUX J., (1957) : « Le concept de quasi-intégration et le rôle des sous-traitants dans l'industrie », *Revue Économique*, n° 2, p. 221-247.

IMAI K., ITAMI H., (1984) : « Interpenetration of Organization and Market: Japan's Firms in Comparison with the US », *International Journal of Industrial Organization*, n° 2, p. 285-310.

ITOH H., (1987) : « Information Processing Capacity of the Firm », *Journal of the Japanese and International Economies*, n° 1, p. 299-326.

JACQUARD P., (1997) : « Technologies pétrolières. Le temps des mutations », *Énergies. Le magazine international de Total*, n° 34 spécial technologie, p. 10-12.

JACQUEMIN A., (1987) : « Comportements collusifs et accords en recherche - développement », *Revue d'Économie Politique*, 97(1), p. 1-23.

JACQUEMIN A., (1988) : « Echanges internationaux et stratégies collusives », *Recherches Économiques de Louvain*, n° 1, p. 85-102.

JACQUEMIN A., LAMMERANT M., SPINOIT B., (1988) : « Entreprises conjointes et R&D », in : Jacquemin A., Remiche B. (éds.), *Coopération entre entreprises*, Bruxelles : De Boeck.

JESSUA C., (1991) : *Histoire de la théorie économique*, Paris : PUF.

JOHNSON W.A., MESSICK R.E., (1976) : « Vertical Divestiture of US Oil Firms: The Impact on the World Oil Market », *Law and Policy in International Business*, 8, p. 963-989.

JONES P.E., (1988) : *Oil. A Practical Guide to the Economics of World Petroleum*, Cambridge : Woodhead-Faulkner.

JOSKOW P., (1985) : « Vertical Integration and Long-Term Contracts: The Case of Coal-Burning Electric Generating Plants », *Journal of Law, Economics and Organization*, n° 1, p. 33-80.

JOSKOW P., (1987) : « Contract Duration and Relationship-Specific Investments: Empirical Evidence from Coal Markets », *American Economic Review*, 77, p. 168-185.

JOSKOW P., (1991) : « Asset Specificity and the Structure of Vertical Relationships: Empirical Evidence », in : Williamson O.E., Winter S.G., (eds.), *The Nature of the Firm. Origins, Evolution, and Development*, Oxford : Oxford University Press.

JOURNAL of PETROLEUM TECHNOLOGY, (1996) : « Classification of Oil and Gas Reserves », *Journal of Petroleum Technology*, January, p. 25-40.

KAMIEN M., SCHWARTZ N., (1982) : *Market Structure and Innovation*, Cambridge, Mass. : Cambridge University Press.

KARNIK J.-L., VALAIS M., (1991) : « L'économie du gaz naturel », in : Masseron J., *L'économie des hydrocarbures*, 4^{ème} éd., Paris : Technip.

KAWASAKI S., McMILLAN J., (1987) : « The Design of Contracts : Evidence from Japanese Subcontracting », *Journal of the Japanese and International Economies*, September, p. 327-349.

KEMP A.G., ROSE D., (1984) : « Investment in Oil Exploration and Production: The Comparative Influence of Taxation », in Pearce D.W., Siebert H., Walter I. (eds.), *Risk and the Political Economy of Resource Development*, London : MacMillan.

KENDELL J.M., (1999) : « Employment Trends in Oil and Gas Extraction », *DOE Report #0607*, Washington, D.C.

KLEIN B., CRAWFORD R.G., ALCHIAN A.A., (1978) : « Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process », *Journal of Law and Economics*, 21(2), p. 297-326.

KNIGHT F.H., (1921) : *Risk, Uncertainty and Profit*, ed. 1965, New York : Harper & Row.

KNUDSEN C., (1996) : « The Competence Perspective. A Historical View », in : Foss N.J., Knudsen C. (eds.), *Towards a Competence Theory of the Firm*, London : Routledge.

- KOBRIN S.J., (1984) : « The Nationalisation of Oil Production, 1918-80 », in Pearce D.W., Siebert H., Walter I. (eds.), *Risk and the Political Economy of Resource Development*, London : MacMillan.
- KRAFFT J., RAVIX J.-L., (1998) : « Theories of the firm », in : Arena R., Longhi C. (eds.), *Markets and Organization*, Berlin : Springer-Verlag.
- KREPS D., (1990) : *A Course in Microeconomic Theory*, New York : Harvester Wheatsheaf.
- LAFFONT J.-J., (1989) : *The Economics of Uncertainty and Information*, Cambridge, Mass. : MIT Press.
- LANGLOIS R.N., (1988) : « Economic Change and the Boundaries of the Firm », *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, 144, p. 635-657.
- LANGLOIS R.N., (1992) : « Transaction-Cost Economics in Real Time », *Industrial and Corporate Change*, n° 1, p. 99-127.
- LANGLOIS R.N., ROBERTSON P.L., (1995) : *Firms, Markets and Economic Change*, London : Routledge.
- LANTNER R., (1989) : « La gestion de la combinaison productive, clé de son efficacité », *Cahiers du CRIFES-MATISSE*, n° 30.
- LANTNER R., (1990) : « Quelques remarques sur les stratégies d'innovations », *Cahiers du CRIFES-MATISSE*, n° 42.
- LAPOINTE A., (1995) : « Les tendances en exploration/production : défis du financement », in : Lapointe A., Taghvaï H. (éd.), *L'industrie des hydrocarbures. Défis et opportunités*, actes du colloque, Tunis, 27-29 avril 94.
- LAZONICK W., (1991) : *Business Organization and the Myth of the Market Economy*, Cambridge, Mass. : Cambridge University Press.
- LECAILLON J., (1988) : *Eléments d'économie industrielle*, Paris : Montchrestien.
- LEIBENSTEIN H., (1966) : « Allocative Efficiency vs. X-Inefficiency », *American Economic Review*, 56, p. 392-415.
- LIMOGES C., MÉNARD C., (1994) : « Organization and Division of Labour », in : Mirowski P. (ed.), *Natural Images in Economics*, Cambridge : Cambridge University Press.
- LOASBY B., (1993) : « Knowledge, Learning and Enterprise », in : Witt U. (ed.), *Evolutionary Economics*, Hants : Edward Elgar.
- LOASBY B., (1994a) : « Organisational Capabilities and Interfirm Relations », *Metroeconomica*, 45, p. 248-265.

- LOASBY B., (1994b) : « The Organisation of Knowledge and the Organisation of Industry : The Concept of Capabilities », *mimeo*, University of Stirling.
- LONG N.V., (1975) : « Resource Extraction Under the Uncertainty about Possible Nationalization », *Journal of Economic Theory*, 10, p. 42-53.
- MACHLUP F., (1967) : « Theories of the Firm: Marginalist, Behavioral, Managerial », *American Economic Review*, March, p. 1-33.
- McAFEE R.P., McMILLAN J., (1987): « Auctions and Bidding », *Journal of Economic Literature*, 25, p. 699-738.
- MARICIC A., (1991) : « Les fondements marshalliens de l'économie industrielle », in : Arena R. et al. (dir.), *Traité d'Économie Industrielle*, 2^{ème} édition, Paris : Economica.
- MARITI P., SMILEY R.H., (1983) : « Co-operative Agreements and the Organization of Industry », *Journal of Industrial Economics*, 31(4), p. 437-451.
- MARSHALL A., (1890) : *Principles of Economics*, ed. 1920, London : Macmillan.
- MARTIN J.-M., (1992) : *Economie et politique de l'énergie*, Paris : Armand Colin.
- MARTIN J.-M., (1998) : « Technologie et énergie », Journées de l'ISMEA, *Y a-t-il émergence d'un nouveau système technique ?*, mardi 03 mars, Université Paris IX.
- MARTIN J.-M., (2000a) : « Energie et changement technologique », *Revue de l'Énergie*, n° 497, p. 223-229.
- MARTIN J.-M., (2000b) : « Le changement des technologies de l'énergie : genèse, modalités et hypothèses explicatives », in : Bourgeois B., Finon D., Martin J.-M. (dir.), *Énergie et changement technologique. Une approche évolutionniste*, Paris : Economica.
- MASON E., (1939) : « Price and Production Policies of Large-Scale Enterprises », *American Economic Review*, n° 1, p. 61-74.
- MASSERON J., (1991) : *L'économie des hydrocarbures*, 4^{ème} éd., Paris : Technip.
- MASTEN S., (1984) : « The Organization of Production: Evidence from the Aerospace Industry », *Journal of Law and Economics*, 27, p. 403-418.
- MASTEN S., SNYDER E., (1989) : « The Design and Duration of Contracts: Strategic and Efficiency Considerations », *Law and Contemporary Problems*, 52(1), p. 63-85.
- MÉNARD C., (1993) : *L'économie des organisations*, Paris : La Découverte.
- MÉNARD C., (1995) : « La nature de l'innovation organisationnelle. Eléments de réflexion », *Revue d'Économie Industrielle*, numéro hors série « Economie industrielle : développements récents », p. 173-192.

MÉO J., (1990) : « Technological Change and Declining Costs in the Oil Industry », *Oil & Gas European Magazine*, n° 1, p. 12-16.

MESNARD L. (de), (1990) : « A propos des organisations en économie de marché : les réseaux de communication », *Revue d'Économie Politique*, n° 4, p. 566-570.

METCALFE J.S., (1995) : « The Design of Order. Notes on Evolutionary Principles and the Dynamics of Innovation », *Revue Économique*, numéro spécial « L'économie hors de l'équilibre », p. 1561-1583.

METCALFE J.S., GIBBONS M., (1983) : « On the Economics of Structural Change and the Evolution of Technology », 7th *World Congress*, I.E.A., September, Madrid.

METCALFE S., LISO N. (de), (1998) : « Innovation, Capabilities and Knowledge: The Epistemic Connection », in : Coombs R. et al. (eds.), *Technological Change and Organization*, Cheltenham : Edward Elgar.

METCALFE J.S., REEVE N., (1991) : « Les taxonomies technologiques », in : De Bandt J., Foray D. (éd.), *L'évaluation économique de la recherche et du changement technique*, Paris : CNRS.

MONET L., (1997) : « Le trésor noir de l'Orénoque », *Énergies. Le magazine international de Total*, n° 34 spécial technologie, p. 5.

MONTEVERDE K., TEECE D.J., (1982) : « Supplier Switching Costs and Vertical Integration in the Automobile Industry », *Bell Journal of Economics*, 13, p. 206-213.

MOORE F.T., (1959) : « Economies of Scale: Some Statistical Evidences », *Quarterly Journal of Economics*, may, p. 232-245.

MORSE E.L., (1994) : « State Control over the Energy Sector: The Ambiguous Roles of National Oil Companies », *Economies et Sociétés*, n° 9, p. 83-94.

MORVAN Y., (1991) : *Fondements d'économie industrielle*, 2^{ème} éd., Paris : Economica. (p. 126 dans la thèse).

MOSS D.L., (1993) : « Measuring Technological Change in the Petroleum Industry: A New Approach to Assessing its Effect on Exploration and Development », *National Economic Research Associates*, working paper, October, Washington, D.C.

MUCCHIELLI J.-L., (1991) : « Alliances stratégiques et firmes multinationales : une nouvelle théorie pour de nouvelles formes de multinationalisation », *Revue d'Économie Industrielle*, n° 55, p. 118-134.

MYERSON R., SATTERTHWAIT M., (1983) : « Efficient Mechanisms for Bilateral Trading », *Journal of Economic Theory*, 29(2), p. 265-281.

NALEBUFF B.J., VARIAN H.R., (1983) : « Some Aspects of Risk Sharing in Nonclassical Environments », in : Söderström L., (ed.), *Arne Ryde Symposium on Social Insurance*, Amsterdam : North Holland.

- NASH J., (1950) : « The Bargaining Problem », *Econometrica*, 18, p. 155-162.
- NATIONAL PETROLEUM COUNCIL, (1966) : *Impact of New Technology on the US Petroleum Industry*, Washington, D.C.
- NELSON R.R., WINTER S.G., (1982) : *An Evolutionary Theory of Economic Change*, Cambridge, Mass. : Harvard University Press.
- NEUMANN J. (von), MORGENSTERN O., (1944) : *Theory of Games and Economic Behavior*, ed. 1964, New York : Wiley.
- NOOTEBOOM B., (1999) : « Innovation, learning and industrial organisation », *Cambridge Journal of Economics*, 23(2), p. 127-150.
- OIL & GAS JOURNAL, (2000) : « Peciko start-up caps Total Indonesia », *Oil & Gas Journal*, October 16th, p. 50-56.
- PENROSE E., (1959) : *The Theory of the Growth of the Firm*, Oxford : Basic Blackwell.
- PENROSE E., (1968) : *The Large International Firm in Developing Countries: The International Petroleum Industry*, Cambridge, Mass. : MIT Press.
- PENROSE E., (1984) : « The Management of Conflict in Natural-resource Projects », in Pearce D.W., Siebert H., Walter I. (eds.), *Risk and the Political Economy of Resource Development*, London : MacMillan.
- PERCEBOIS J., (1989) : *Economie de l'énergie*, Paris : Economica.
- PERCEBOIS J., (1997) : « Le prix international du pétrole », in : Percebois J. (dir.), *Énergie et théorie économique*, Paris : Cujas.
- PERRODON A., (1999) : *Quel pétrole demain ?*, Paris : Technip.
- PERRUCHET D., (1993) : *Structures, performances et stratégies des groupes pétroliers internationaux*, thèse de sciences économiques, ENSPM & Université de Bourgogne.
- PETROLEUM ECONOMIST, (1974) : « From Concessions to Contracts », *The Petroleum Economist*, 41, December, p. 459-462.
- PETROLEUM ECONOMIST, (1975) : « From Concessions to Contracts - II. The End of an Era », *The Petroleum Economist*, 42, January, p. 21-26.
- PETROLEUM ECONOMIST, (1998) : « Don't ring the death knell for Prudhoe Bay just yet », *The Petroleum Economist*, 65, September, p. 24-28.
- PICARD D., (1998) : « Asgard, le plus grand champ sous-marin du monde », *Pétrole et Techniques*, n° 413, p. 62-65.
- POLANYI M., (1958) : *Personal Knowledge: Towards a Post-Critical Philosophy*, Chicago : University of Chicago Press.

PYNDICK R., (1991) : « Irreversibility, Uncertainty, and Investment », *Journal of Economic Literature*, 29, p. 1110-1148.

RAINELLI M., (1993) : *Economie industrielle*, 2^{ème} éd., Paris : Dalloz.

RAVIX J.-L., (1990) : « L'émergence de la firme et des coopérations inter-firmes dans la théorie de l'organisation industrielle : Coase et Richardson », *Revue d'Économie Industrielle*, n° 51, p. 202-225.

RICHARDSON G.B., (1960) : *Information and Investment*, ed. 1990, Oxford : Clarendon Press.

RICHARDSON G.B., (1972) : « The organization of industry », *Economic Journal*, September, p. 883-896.

RIORDAN M.H., WILLIAMSON O.E., (1985) : « Asset Specificity and Economic Organization », *International Journal of Industrial Organization*, n° 3, p. 365-378.

RODRIGUEZ M., (1994) : « National Oil Companies : the View from Venezuela », *Economies et Sociétés*, n° 9, p. 63-69.

ROSENBERG N., (1976) : *Perspectives on Technology*, Cambridge, Mass. : Cambridge University Press.

RULLIERE J.-L., TORRE A., (1995) : « Les formes de la coopération inter-entreprises », *Revue d'Économie Industrielle*, numéro hors série « Economie industrielle : développements récents », p. 215-246.

SAKHRI M., (2000) : « A l'ère du partenariat international », *Sonatrach. La Revue*, n° 19, p. 5-6.

SALANIE B., (1994) : *Théorie des contrats*, Paris : Economica.

SCHELLING T., (1956) : « An Essay on Bargaining », *American Economic Review*, 46(3), p. 281-306.

SCHUMPETER J.A., (1912) : *The Theory of Economic Development*, ed. 1983, New Brunswick : Transaction Books.

SCHUMPETER J.A., (1941) : *Capitalism, Socialism and Democracy*, New York : Harper & Row.

SESSI, (1989) : *La sous-traitance industrielle*, Paris : Direction Générale de l'Industrie.

SIMON H.A., (1976) : « From Substantive to Procedural Rationality », in : Latsis S. (ed.), *Method and Appraisal in Economics*, Cambridge, Mass. : Cambridge University Press.

SMITH A., (1776) : *An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations*, ed. 1976, Oxford : Clarendon Press.

SMITH D.N., WELLS L.T., (1975) : *Negotiating Third World Mineral Agreements: Promises as Prologue*, Cambridge, Mass. : Ballinger.

SPE, (1994) : *Overcoming Today's Challenges Through Shared Technology, Teamwork, and Innovation*, Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Houston, March 16-18.

STIGLER G.J., (1951) : « The Division of Labor is Limited by the Extent of the Market », *Journal of Political Economy*, 59, p. 185-193.

STIGLITZ J., (1987) : « Learning to Learn, Localized Learning and Technological Progress », in : *Economic Policy and Technological Performance*, Cambridge, Mass. : Cambridge University Press.

SUBROTO Dr., (1994) : « The Future of National Oil Companies of OPEC », *Economies et Sociétés*, n° 9, p. 15-21.

SYMONDS J.D., (1994) : *Total Quality Measurement in the Oil Industry*, London : Blackie Academic & Professional.

TAVERNE B., (1996) : *Co-operative Agreements in the Extractive Petroleum Industry*, London : Kluwer Law International.

TEECE D.J., (1988) : « Technological change and the nature of the firm », in : Dosi G. et al. (eds.), *Technical Change and Economic Theory*, London : Pinter Publishers.

TEECE D.J., RUMELT R., DOSI G., WINTER S.G., (1994) : « Understanding Corporate Coherence : Theory and Evidence », *Journal of Economic Behavior and Organization*, 23, p. 1-30.

TIROLE J., (1993) : *Théorie de l'organisation industrielle*, tome I, Paris : Economica.

TIROLE J., (1995a) : *Théorie de l'organisation industrielle*, tome II, Paris : Economica.

TIROLE J., (1995b) : « Collusion et théorie des organisations », *Revue d'Économie Industrielle*, numéro hors série « Economie industrielle : développements récents », p. 247-286.

TUGENDHAT C., HAMILTON A., (1975) : *Oil. The Biggest Business*, London : Eyre Methuen.

VICKREY W., (1961) : « Counterspeculation, Auctions, and Competitive Sealed Tenders », *Journal of Finance*, 16(1), p. 8-37.

VINER J., (1932) : « Cost Curves and Supply Curves », *Zeitschrift für Nationalökonomie*, n° 3, p. 23-46.

WALRAS L., (1874) : *Eléments d'économie politique pure*, éd. 1976, Paris : LGDJ.

WATANABE S., (1992) : « Organisation du travail, progrès technique et culture : le cas des “activités en petits groupes” dans l’industrie japonaise », in : Foray D., Freeman C. (éd.), *Technologie et richesse des nations*, Paris : Economica.

WILLIAMSON O.E., (1975) : *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications*, New York : The Free Press.

WILLIAMSON O.E., (1983) : « Credible Commitments: Using Hostages to Support Exchange », *American Economic Review*, 73(4), p. 519-540.

WILLIAMSON O.E., (1984) : « The Economics of Governance: Framework and Implications », *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, n° 1, p. 195-223.

WILLIAMSON O.E., (1985) : *The Economic Institutions of Capitalism*, New York : The Free Press.

WILSON R., (1968) : « The Theory of Syndicates », *Econometrica*, 36, p. 119-132.

WINTER S.G., (1991) : « On Coase, Competence, and the Corporation », in : Williamson O.E., Winter S.G., (eds.), *The Nature of the Firm. Origins, Evolution, and Development*, Oxford : Oxford University Press.

WITT U., (1993) : *Evolutionary Economics*, Hants : Edward Elgar.

ANNEXES

ANNEXE A
– Prix du pétrole –

Source : IFP

ANNEXE B
– Les États propriétaires –

Source : Petroleum Intelligence Weekly, December 20, 1999

ANNEXE B
– Les États propriétaires –

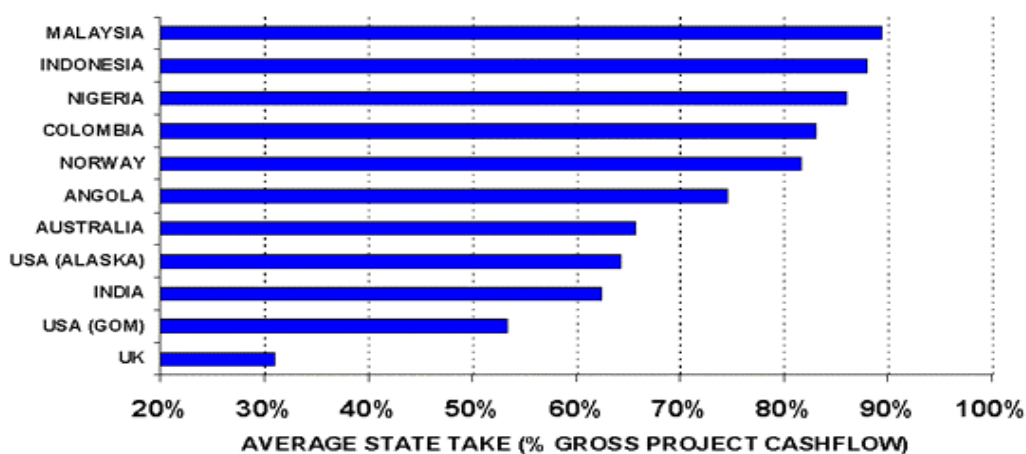
Source : Petroleum Intelligence Weekly, December 20, 1999

ANNEXE B

– Les États propriétaires –

INTERNATIONAL PETROLEUM TAXATION

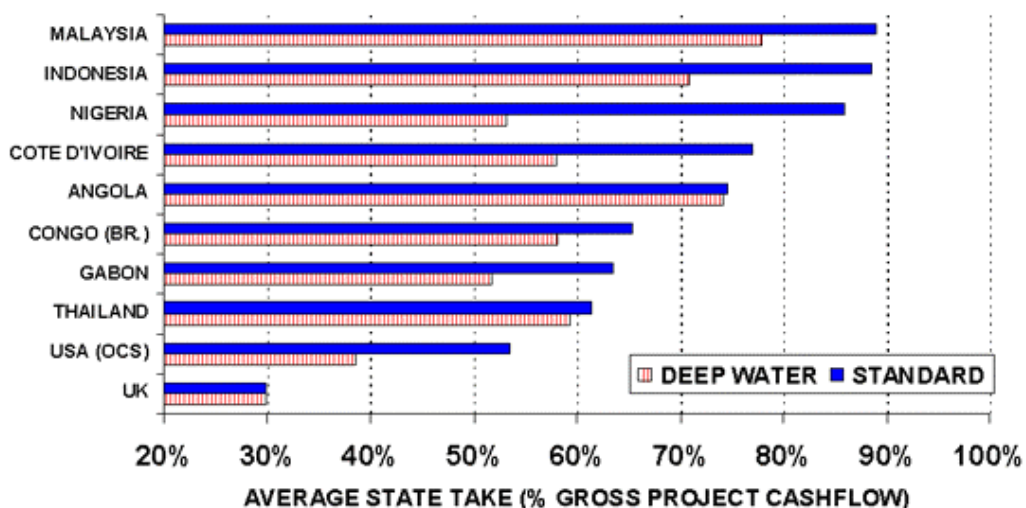
THE UK TAX DEBATE



Source : Petroconsultants' Review of Fiscal Regimes 1998

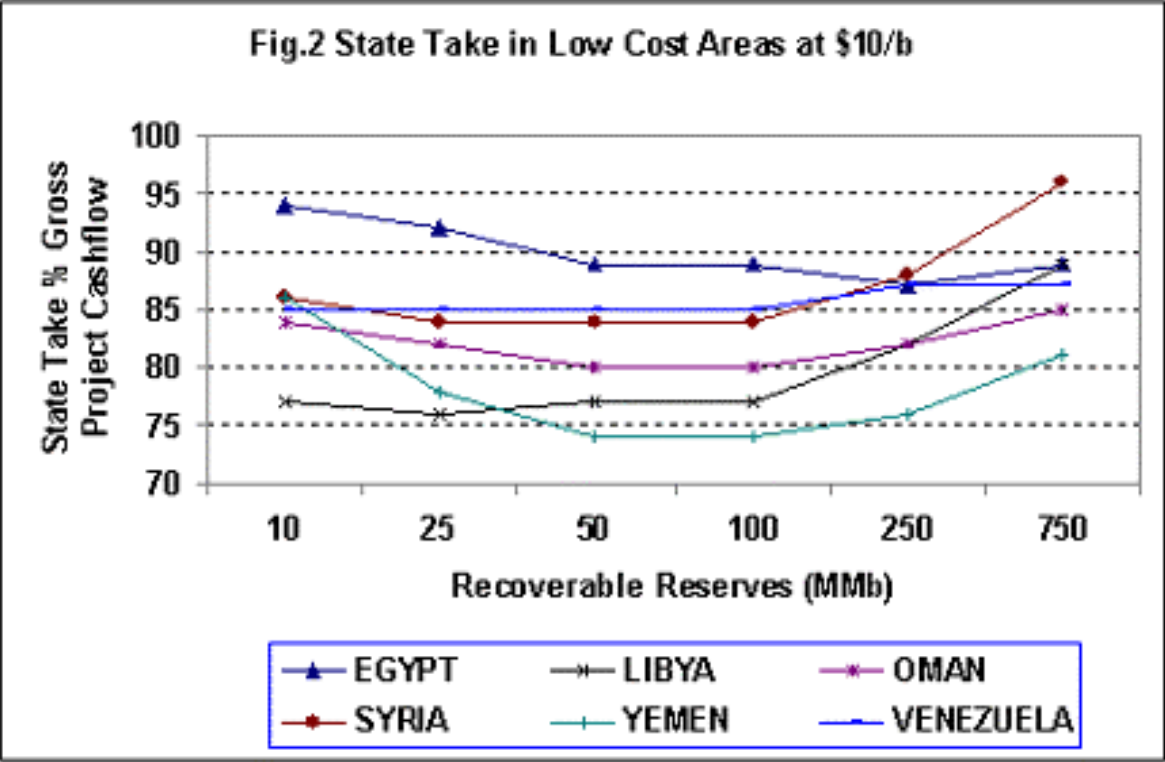
INTERNATIONAL PETROLEUM TAXATION

STANDARD v DEEP WATER FISCAL TERMS



Source : Petroconsultants' Review of Fiscal Regimes 1998

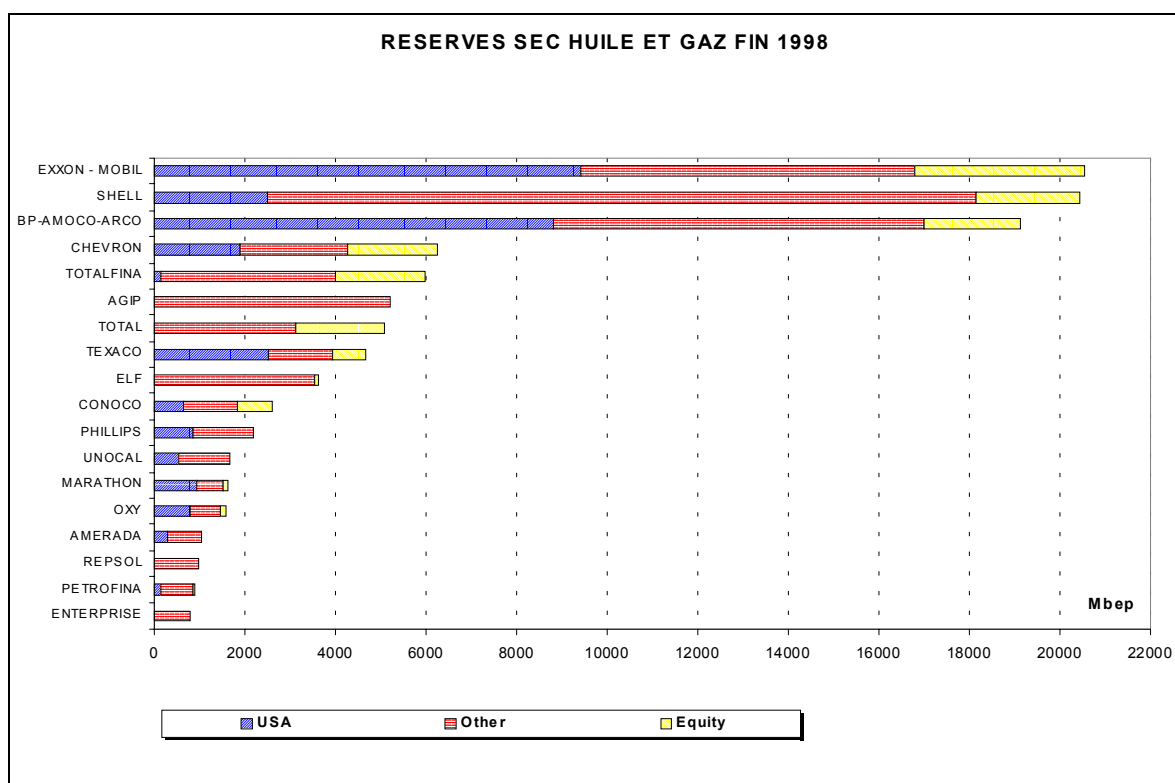
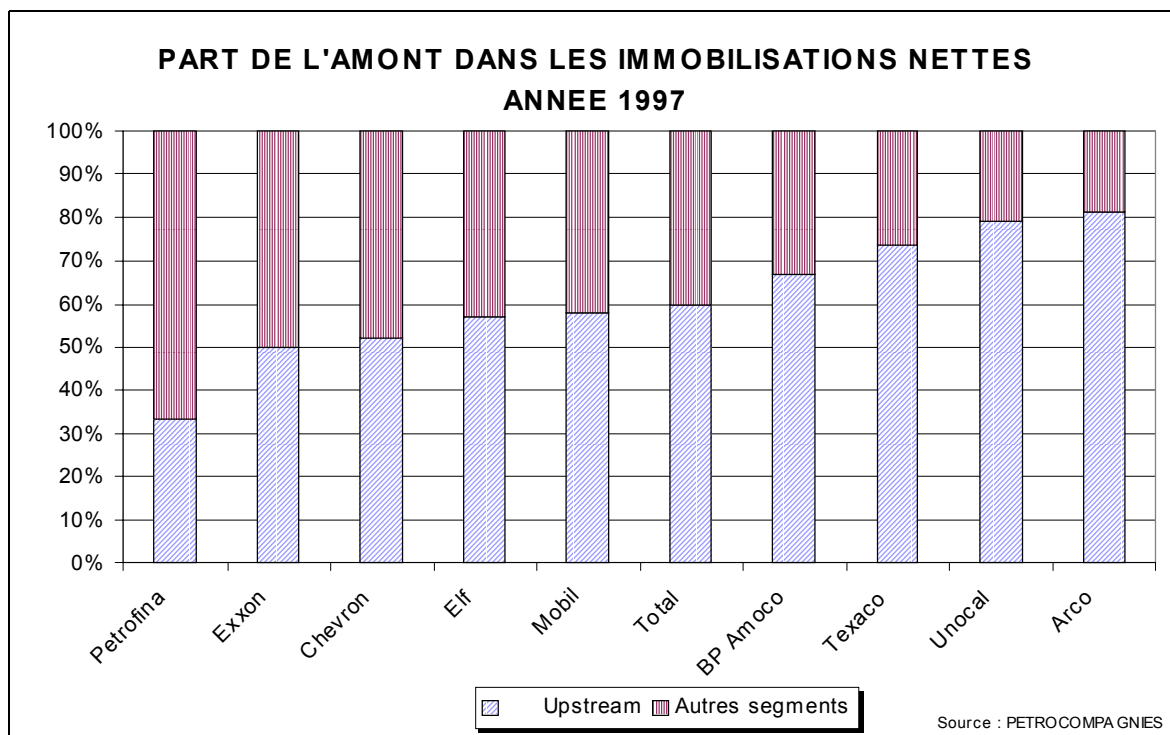
ANNEXE B
– Les États propriétaires –



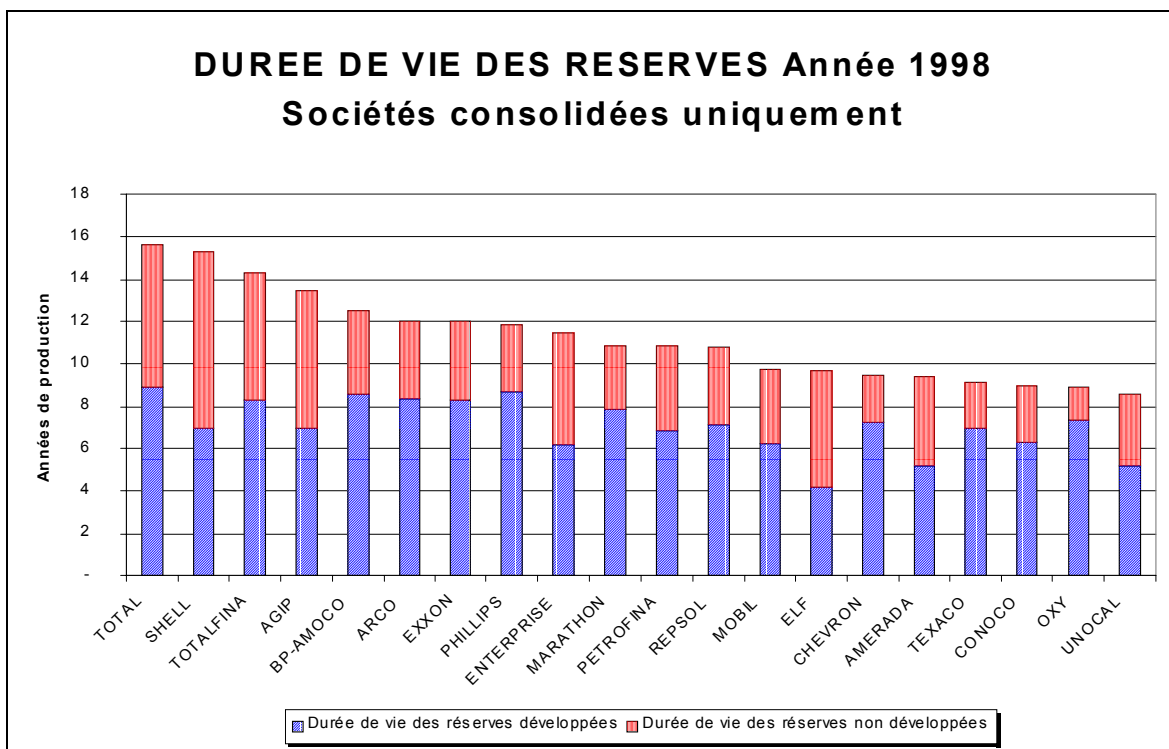
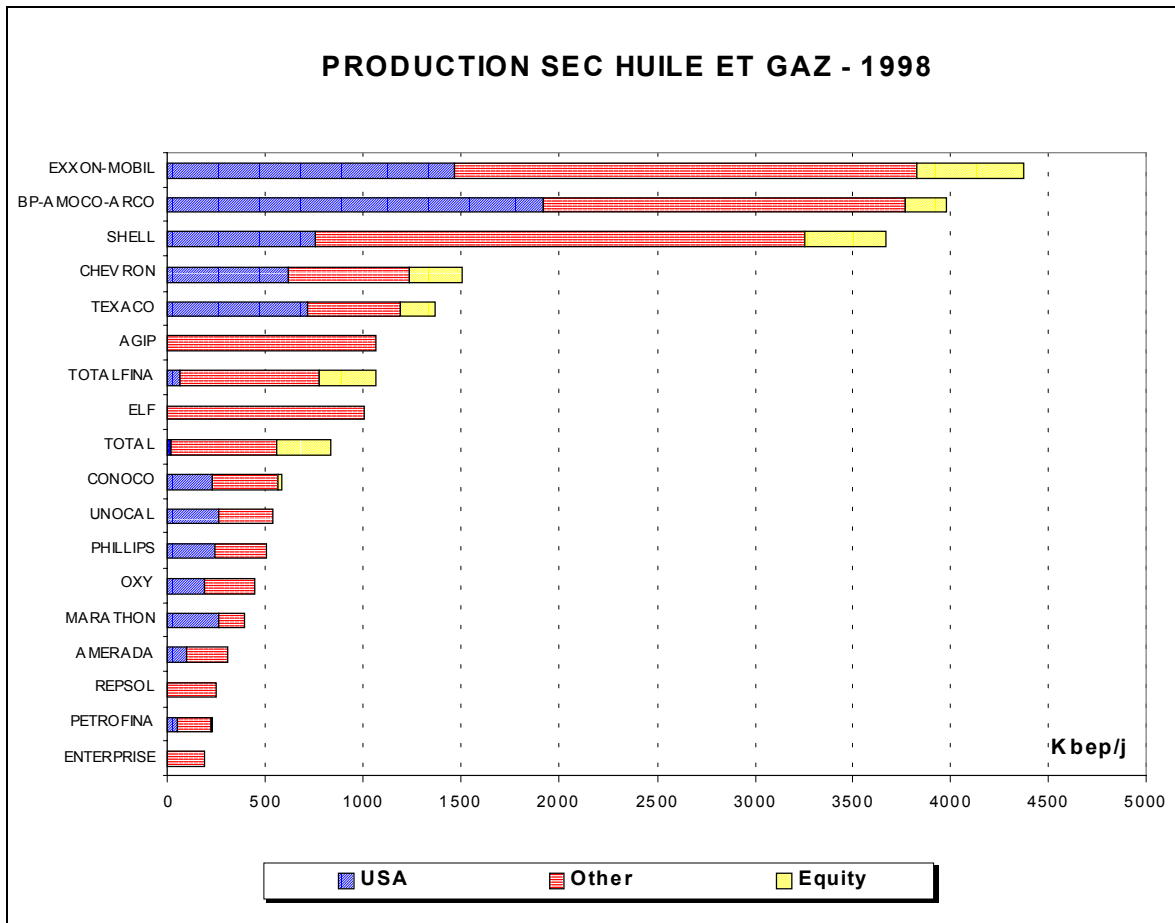
Source : Pétroconsultants, *State take vs. exploration cost*, 1999

ANNEXE C

– Les compagnies pétrolières internationales –



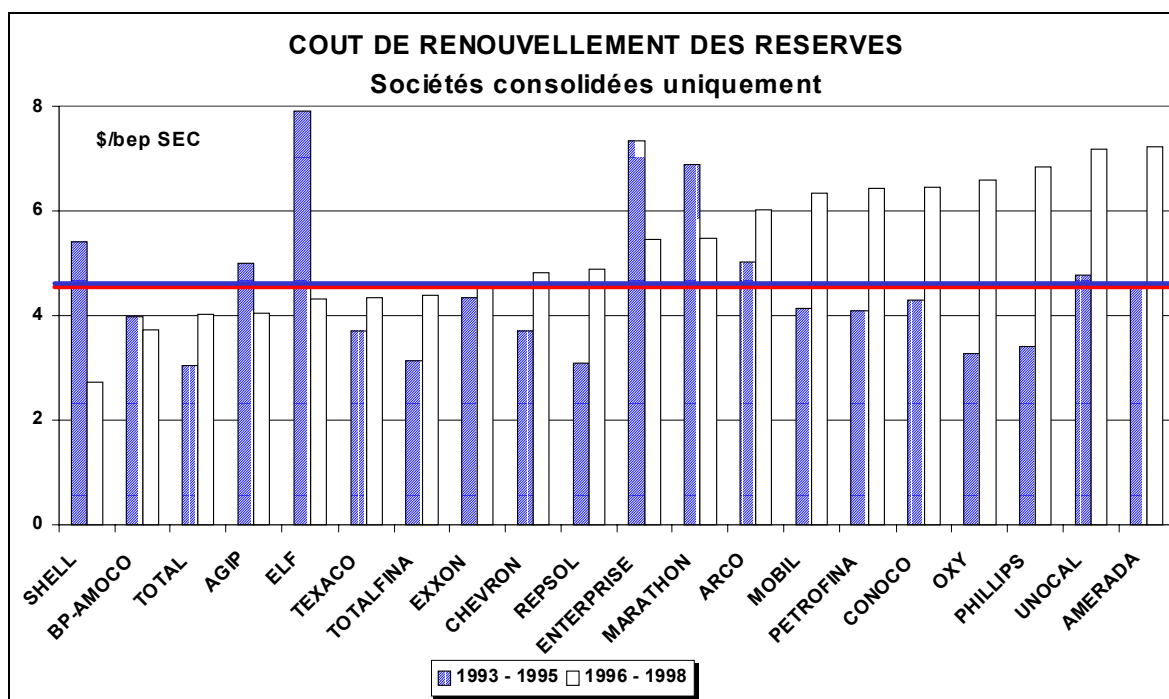
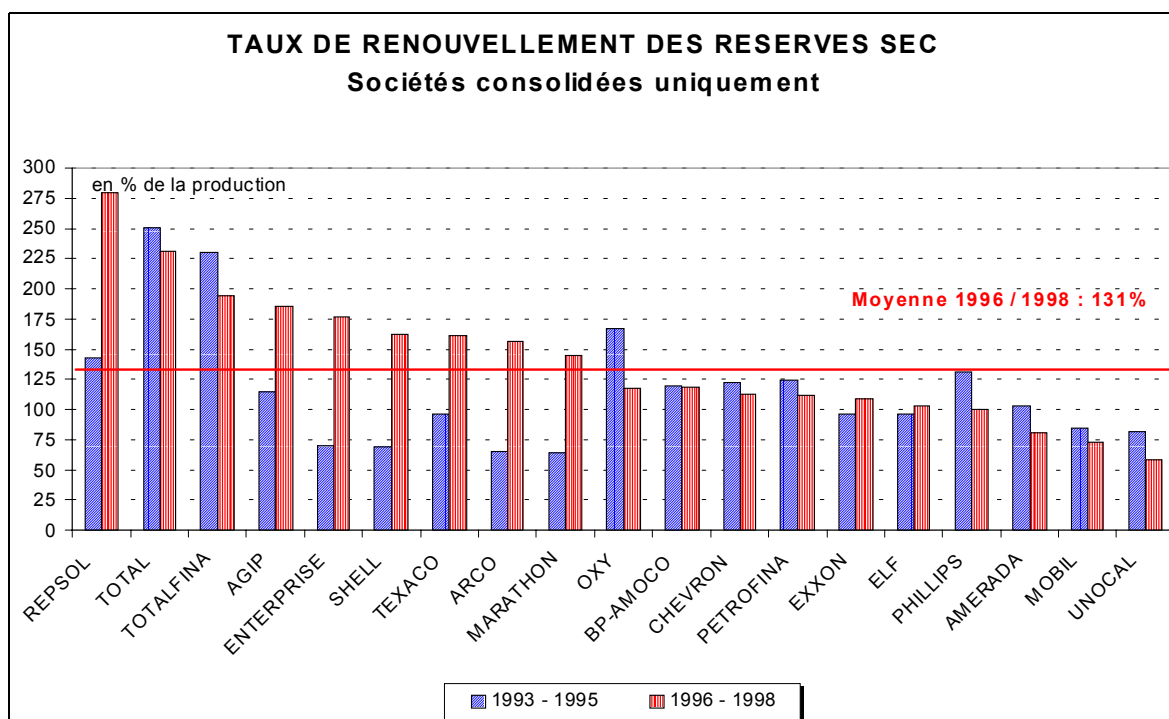
Source : Total, DGEP/SPC/SEE, *Total et ses concurrents*, Juin 1999



Source : Total, DGEP/SPC/SEE, *Total et ses concurrents*, Juin 1999

ANNEXE C

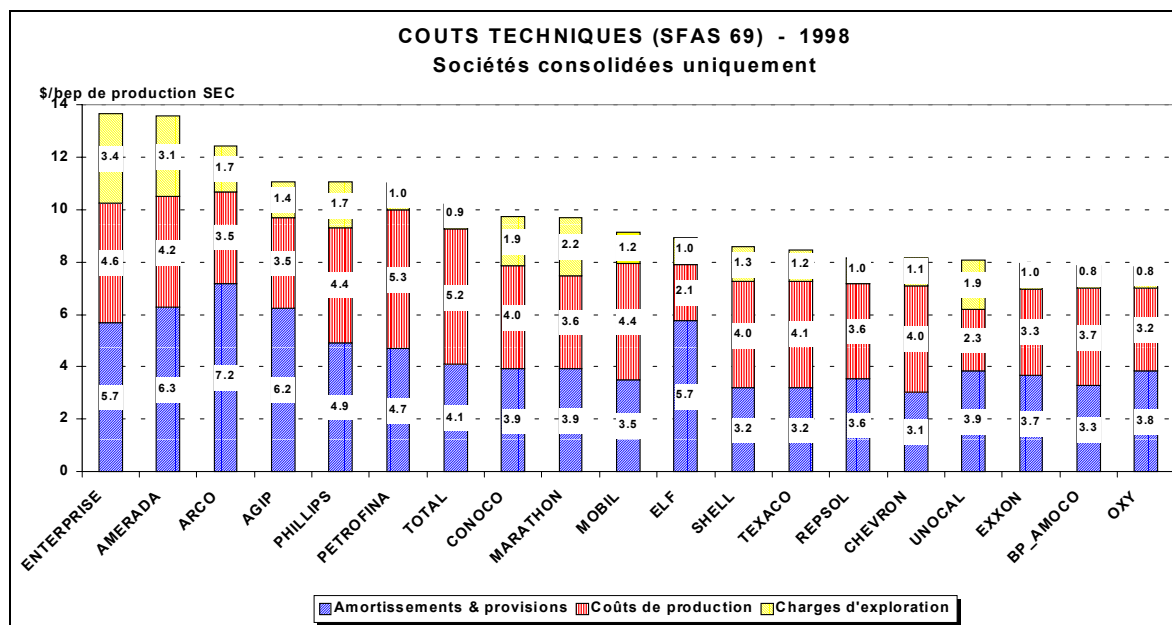
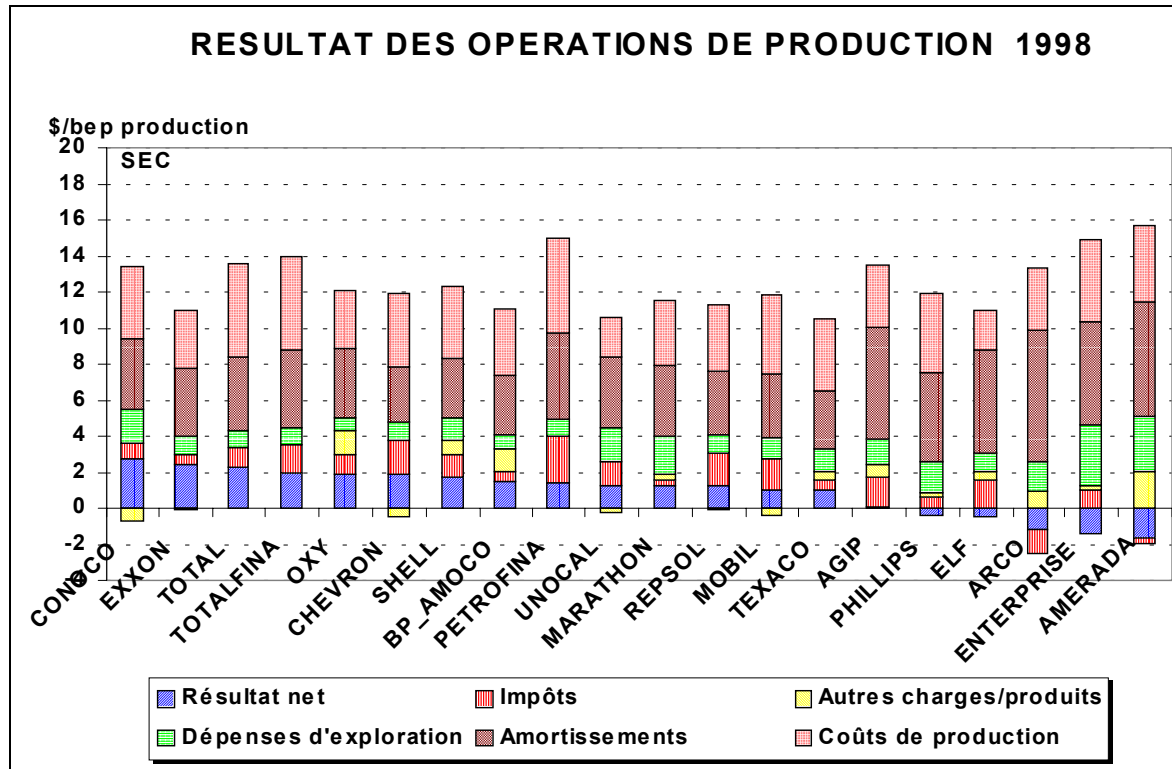
– Les compagnies pétrolières internationales –



Source : Total, DGEP/SPC/SEE, *Total et ses concurrents*, Juin 1999

ANNEXE C

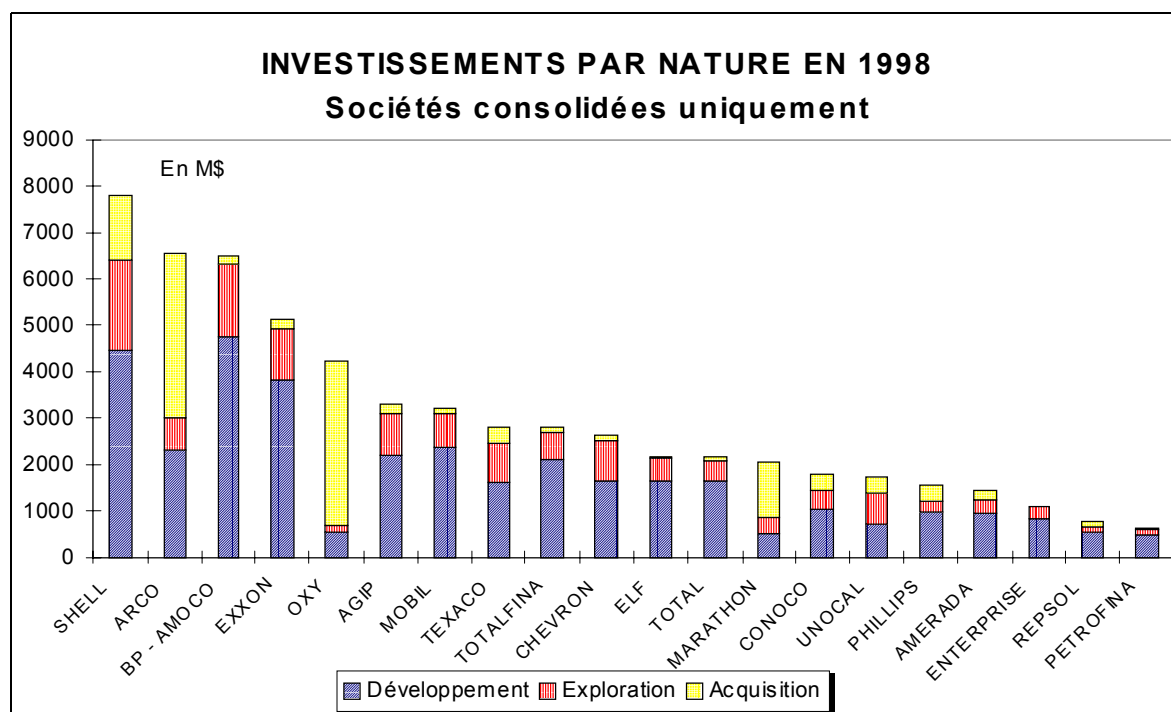
– Les compagnies pétrolières internationales –



Source : Total, DGEP/SPC/SEE, *Total et ses concurrents*, Juin 1999

ANNEXE C

– Les compagnies pétrolières internationales –



Source : Total, DGEP/SPC/SEE, *Total et ses concurrents*, Juin 1999

ANNEXE D
– Les sociétés de services parapétroliers –

ANNEXE D
– Les sociétés de services parapétroliers –

Source : Haefelin, 1999, p. 207, p. 214, p. 320

ANNEXE D
– Les sociétés de services parapétroliers –

Source : Haefelin, 1999, p. 212

ANNEXE D
– Les sociétés de services parapétroliers –

ANNEXE D
– Les sociétés de services parapétroliers –

Source : Haefelin, 1999, p. 216

ANNEXE E
– Le projet d’exploration-production –

Source : IFP et divers

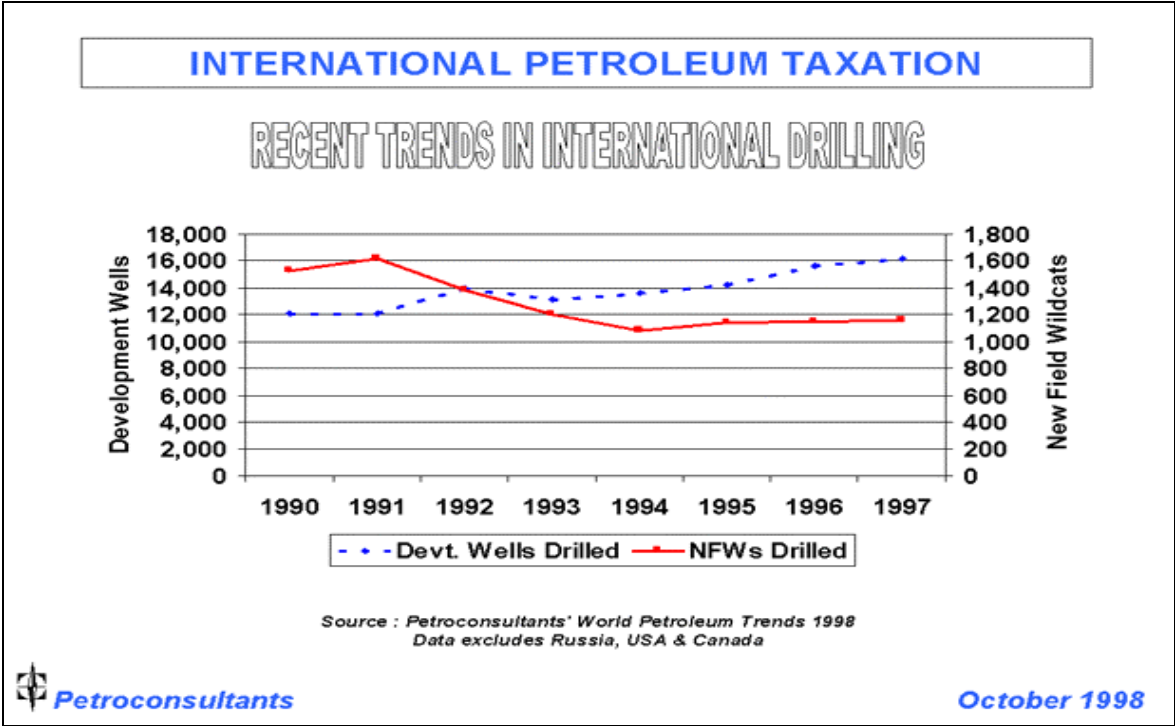
ANNEXE E
– Le projet d’exploration-production –

Source : Jones, 1988, p. 209

ANNEXE E
– Le projet d’exploration-production –

ANNEXE E

– Le projet d’exploration-production –



ANNEXE F
– Les nouvelles technologies –

ANNEXE F
– Les nouvelles technologies –

ANNEXE F
– Les nouvelles technologies –

Source : Haefelin, 1999, p. 483

Source : Boy de la Tour, 1999

ANNEXE F
– Les nouvelles technologies –

Source : Hassan, 1992

Source : Gaz d'Aujourd'hui, n° 5-6, 1997

ANNEXE F
– Les nouvelles technologies –

Source : Hassan, 1992

Source : Hassan, 1992

ANNEXE F
– Les nouvelles technologies –

Source : BP Annual Report, 1978

ANNEXE F
– Les nouvelles technologies –

Source : BP Annual Report, 1978

ANNEXE F
– Les nouvelles technologies –

ANNEXE F
– Les nouvelles technologies –

TABLE DES MATIERES

Table des matières

ACCELERATION TECHNOLOGIQUE ET TRANSFORMATIONS ORGANISATIONNELLES DANS L'INDUSTRIE D'EXPLORATION-PRODUCTION D'HYDROCARBURES

	Page
INTRODUCTION	11
PREMIERE PARTIE : LES APPROCHES STATIQUE ET DYNAMIQUE DE L'ORGANISATION INDUSTRIELLE	31
CHAPITRE 1 : Organisation industrielle et allocation de ressources	37
1.1 Le marché	38
1.1.1 Le marché chez les économistes classiques	38
1.1.2 Le marché chez les économistes néoclassiques	38
1.1.3 Le marché concurrentiel	39
1.1.4 Le marchandage, premier mécanisme coordinateur de base	40
1.2 La firme	41
1.2.1 Les conceptions an-organisationnelles de la firme	42
1.2.1.1 La boîte noire technologique de l'approche traditionnelle ...	42
1.2.1.2 Les premières tentatives d'endogénéisation de la firme	42
1.2.2 La firme, mode de coordination de l'allocation des ressources alternatif au marché	44
1.2.2.1 La reconnaissance des coûts du marché	44
1.2.2.2 La coordination hiérarchique et ses coûts	45
1.2.2.3 L'équilibre organisationnel de la firme	45
1.2.2.4 Portée et limite de l'approche coasienne	46
1.2.3 La firme de l'approche transactionnelle : un espace d'accumulation spécifique	47
1.2.3.1 Un paradigme renouvelé	47
1.2.3.2 Une systématisation des coûts de transactions	48
1.2.3.2.1 Les coûts <i>ex ante</i>	48
1.2.3.2.2 Les coûts <i>ex post</i>	48
1.2.3.2.2.1 Actifs spécifiques et opportunisme <i>ex post</i>	49
1.2.3.2.2.2 Imperfections d'information et opportunisme <i>ex post</i>	50
1.2.3.3 L'alternative firme / marché confirmée	51
1.2.3.4 L'alternative firme / marché dépassée	52
1.2.3.4.1 L'irréversibilité de la décision d'internalisation	52
1.2.3.4.2 L'accumulation de la spécificité dans la firme	53
1.2.4 L'organisation hiérarchique, second mécanisme coordinateur de base	54

1.2.4.1	La grande valeur heuristique des inefficacités du marchandage	54
1.2.4.2	Un mécanisme polaire diamétralement opposé au marché ...	56
1.3	Le contrat	57
1.3.1	La protection contractuelle de l'échange contre les aléas du futur	57
1.3.1.1	Le concept de contrat complet	58
1.3.1.2	L'irréductible incomplétude contractuelle	59
1.3.1.2.1	Le marchandage opportuniste <i>ex post</i>	59
1.3.1.2.2	Des mécanismes contractuels pour prévenir le marchandage opportuniste	59
1.3.1.2.2.1	Les pénalités en cas de rupture de la relation	60
1.3.1.2.2.2	L'échange d'otages	60
1.3.1.2.2.3	L'arbitrage des litiges par une tierce partie	61
1.3.1.2.2.4	Confier l'autorité sur les décisions d'échange à la partie appropriée	62
1.3.1.2.3	Un phénomène à part : la réputation	63
1.3.2	La coordination contractuelle de l'échange en information imparfaite	63
1.3.2.1	La délégation d'autorité à la partie informée	64
1.3.2.2	Le contrat, mécanisme révélateur d'informations	64
1.3.2.2.1	Le modèle standard	65
1.3.2.2.2	Ses extensions pour l'étude des relations industrielles	66
1.3.2.3	La gestion contractuelle du dilemme entre assurance et incitation	68
1.3.2.3.1	L'efficacité du marchandage en environnement risqué	68
1.3.2.3.2	Le phénomène d'aléa moral	68
1.3.2.3.2.1	Le modèle standard	69
1.3.2.3.2.2	Ses extensions pour l'étude des relations industrielles	70
1.3.3	Le contrat, premier mécanisme coordinateur hybride	71
1.3.3.1	Les vertus du contrat : une synthèse	71
1.3.3.2	Un mécanisme marchand encadré par des règles d'organisation sociale	72
1.4	La coopération	72
1.4.1	Coopération et pouvoir de marché	72
1.4.2	Coopération et efficacité allocative	73
1.4.2.1	La coopération verticale, second mécanisme coordinateur hybride	74
1.4.2.1.1	La complémentarité de la firme et du marché, par-delà leur substituabilité	74
1.4.2.1.2	La stabilité de la coopération verticale	75
1.4.2.1.3	La coopération verticale, à la fois firme et marché	77
1.4.2.2	La coopération horizontale : des déterminants technologiques	77
1.4.2.2.1	La mobilisation d'économies d'échelle	77
1.4.2.2.2	Le partage des risques	78

1.4.2.2.3	Le partage des coûts	79
1.4.2.2.4	La stabilité et les coûts de la coopération horizontale ..	79
CHAPITRE 2 :	Organisation industrielle et création de technologies	83
2.1	La nature de la firme créatrice de technologies	84
2.1.1	Les limites des approches an-organisationnelles de la technologie	84
2.1.1.1	Une donnée structurelle	84
2.1.1.1.1	La conception traditionnelle de la production et de la technologie	84
2.1.1.1.2	La conception traditionnelle de l'innovation	85
2.1.1.1.3	La structure naturelle d'une industrie	86
2.1.1.2	Une variable stratégique d'équilibre	87
2.1.1.2.1	Les brevets et licences, moyens d'appropriation de l'innovation	87
2.1.1.2.2	Concentration industrielle et effort d'innovation	88
2.1.1.2.3	L'innovation, une allocation des ressources de R&D ..	88
2.1.1.3	Une variable stratégique de déséquilibre	89
2.1.1.3.1	Le processus d'apprentissage d'une technologie	89
2.1.1.3.2	Les déterminants de la décision technologique	90
2.1.1.3.3	Diversité technologique et sélection	91
2.1.1.3.4	La technologie non endogénéisée	92
2.1.2	La technologie comme fonction incorporée dans l'organisation ...	93
2.1.2.1	Une reconsidération du phénomène de production	93
2.1.2.1.1	La rationalité procédurale, impulsion de l'approche renouvelée	93
2.1.2.1.2	Les ressources spécifiques de la firme	94
2.1.2.1.3	Apprentissage et création de ressources	95
2.1.2.2	Une reconsidération de la notion de technologie	97
2.1.2.2.1	La dimension organisationnelle du phénomène technologique	97
2.1.2.2.2	La firme A et la firme J d'Aoki	98
2.1.2.2.2.1	Des organisations internes diamétralement opposées	98
2.1.2.2.2.2	Leur fonctionnement en environnement structurellement stable	100
2.1.2.2.2.3	Leur fonctionnement en environnement incertain	101
2.1.2.2.3	La technologie endogénéisée	103
2.1.2.3	Une reconsidération du phénomène d'innovation	103
2.1.2.3.1	Le problème de la disponibilité des ressources spécifiques	103
2.1.2.3.2	L'innovation organisationnelle	104
2.1.2.4	Approches traditionnelles et approche renouvelée : une synthèse	105
2.1.3	La firme : un ensemble de compétences	106
2.2	Les frontières de la firme créatrice de technologies	107

2.2.1	Le processus de création de technologies	107
2.2.1.1	Les contraintes d'ordre cognitif	108
2.2.1.1.1	De la trajectoire au couloir technologique	109
2.2.1.1.2	Des solutions de nature organisationnelle, intra et inter-firmes	110
2.2.1.2	Les contraintes d'ordre financier	111
2.2.1.2.1	Le financement de la production en régime irrégulier	111
2.2.1.2.2	La contrainte inter-temporelle de financement	112
2.2.1.2.3	Coûts irrécouvrables et irréversibilité du processus de création de technologies	113
2.2.1.2.4	Irréversibilité, incertitude, et intensité de la création de technologies	114
2.2.1.3	Le dilemme entre court terme et long terme	115
2.2.2	Les compétences foncières de la firme	116
2.2.2.1	L'analyse de Richardson	117
2.2.2.1.1	Une analyse conduite en termes d'activités	117
2.2.2.1.2	Activités semblables, activités complémentaires	117
2.2.2.1.3	Les différents modes de coordination des activités	118
2.2.2.2	Une autre analyse des frontières de la firme	118
2.2.2.2.1	Une analyse conduite en termes de compétences	118
2.2.2.2.2	Une analyse qui intègre l'ensemble des contraintes du processus de création de technologies	118
2.2.2.2.3	Des résultats très généraux	119
2.3	Organisation externe et création de savoirs	120
2.3.1	Relations à l'environnement et contraintes cognitives de la firme	121
2.3.1.1	Les relations verticales de sous-traitance.....	121
2.3.1.1.1	La spécificité des relations de sous-traitance en régime de changement technologique	121
2.3.1.1.2	Les impératifs de la coordination verticale	122
2.3.1.2	Les relations horizontales	122
2.3.1.2.1	Les objectifs cognitifs assignés aux relations horizontales	122
2.3.1.2.2	Les impératifs de la coordination horizontale	123
2.3.2	L'organisation industrielle des relations technologiques à visées cognitives	123
2.3.2.1	L'inadaptation des formes d'organisation marchandes	124
2.3.2.1.1	Le caractère non échangeable du savoir technologique	124
2.3.2.1.2	L'horizon temporel court de la relation de marché	124
2.3.2.1.3	L'incertitude technologique à la source de l'incomplétude contractuelle	125
2.3.2.1.4	L'inefficacité des mécanismes contractuels de protection de l'échange	126
2.3.2.1.5	La nécessité d'un comportement coopératif	127
2.3.2.2	L'intégration des partenaires d'une relation horizontale	127
2.3.2.2.1	L'inefficacité de l'intégration hiérarchique type firme A	128

2.3.2.2.2	L'efficacité de l'intégration technologique type firme J	128
2.3.2.3	La coopération entre les partenaires d'une relation technologique	129
2.3.2.3.1	Un mode de coordination adapté	129
2.3.2.3.2	Une stabilité garantie	130
2.3.2.3.3	Coopération verticale, coopération horizontale	131
2.4	Organisation externe et financement de la création de technologies	132
2.4.1	Relations à l'environnement et contraintes financières de la firme	133
2.4.1.1	Le partage des coûts irrécouvrables	133
2.4.1.1.1	Les accords d'assistance mutuelle	134
2.4.1.1.1.1	Les types de relations concernés	134
2.4.1.1.1.2	Les contraintes soulagées par les accords d'assistance mutuelle	135
2.4.1.1.2	Les accords de cofinancement de la création de technologies	136
2.4.1.1.2.1	Un partage des coûts et des recettes	137
2.4.1.1.2.2	Les types de relations concernés	137
2.4.1.1.2.3	Les contraintes soulagées par les accords de cofinancement	138
2.4.1.2	La mobilisation d'économies d'échelle	140
2.4.1.2.1	Economies d'échelle et création de technologies	140
2.4.1.2.2	Les types de relations concernés	140
2.4.1.2.3	Les contraintes soulagées par les économies d'échelle	141
2.4.2	L'organisation industrielle des relations technologiques à visées financières	142
2.4.2.1	L'inadaptation des formes d'organisation marchandes	142
2.4.2.1.1	L'horizon temporel court de la relation de marché	142
2.4.2.1.2	L'inefficacité des contrats d'assistance mutuelle	144
2.4.2.1.2.1	Leur incomplétude	144
2.4.2.1.2.2	Des mécanismes de prévention de l'oppor- -tunisme inopérants	144
2.4.2.1.3	L'inefficacité des contrats de cofinancement	146
2.4.2.1.3.1	La crédibilité de l'accord garantie	146
2.4.2.1.3.2	Un conflit d'intérêts insoluble	146
2.4.2.2	L'inadaptation de l'intégration des partenaires d'une relation horizontale	148
2.4.2.2.1	Une forme stable et coopérative	148
2.4.2.2.2	Un défaut de sélectivité et de réversibilité	149
2.4.2.3	La coopération entre les partenaires d'une relation technologique	150
2.4.2.3.1	La supériorité de la coopération par rapport au contrat	150
2.4.2.3.1.1	Le cas des accords d'assistance mutuelle	151
2.4.2.3.1.2	Le cas des accords de cofinancement	151
2.4.2.3.2	La supériorité de la coopération par rapport à l'intégration	152
2.4.2.3.2.1	Des formes d'organisation proches	152

2.4.2.3.2.2 La coopération, forme sélective et réversible	153

DEUXIEME PARTIE : APPLICATIONS A L'INDUSTRIE D'EXPLORATION- PRODUCTION D'HYDROCARBURES	159

CHAPITRE PRE- : Présentation de l'industrie d'exploration-production -LIMINAIRE d'hydrocarbures	163

0.1 Le projet d'exploration-production d'hydrocarbures	164
0.1.1 La phase d'acquisition des droits miniers	164
0.1.1.1 Son objectif et son déroulement	165
0.1.1.2 Sa durée	165
0.1.1.3 Ses coûts	165
0.1.1.4 Son environnement informationnel	166
0.1.2 La phase d'exploration	167
0.1.2.1 Son objectif et son déroulement	167
0.1.2.2 Sa durée	168
0.1.2.3 Ses coûts	169
0.1.2.4 Son environnement informationnel	170
0.1.3 La phase de délinéation	170
0.1.3.1 Son objectif et son déroulement	171
0.1.3.2 Sa durée	171
0.1.3.3 Ses coûts	172
0.1.3.4 Son environnement informationnel	172
0.1.4 La phase de développement	173
0.1.4.1 Son objectif et son déroulement	173
0.1.4.2 Sa durée	174
0.1.4.3 Ses coûts	174
0.1.4.3.1 Le forage des puits	175
0.1.4.3.2 Les plates-formes en mer	176
0.1.4.3.3 Les canalisations de transport en mer	177
0.1.4.4 Son environnement informationnel	179
0.1.4.4.1 Le risque technique	179
0.1.4.4.2 Les risques économiques et financiers	180
0.1.4.4.3 Les risques politiques	181
0.1.4.4.4 Les risques d'environnement	182
0.1.5 La phase de production	183
0.1.5.1 Son objectif et son déroulement	183
0.1.5.2 Sa durée	184
0.1.5.3 Ses coûts	185
0.1.5.4 Son environnement informationnel	186
0.1.6 La phase de démantèlement	187
0.1.6.1 Son objectif et son déroulement	187
0.1.6.2 Sa durée	188
0.1.6.3 Ses coûts	188
0.1.6.4 Son environnement informationnel	188
0.1.7 Un projet d'exploration-production standard	189

0.2	L'accélération technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures	192
0.2.1	De 1920 à 1970 : une tranquillité technologique	193
0.2.1.1	L'absence d'incitation technique à innover	193
0.2.1.1.1	L'internationalisation de l'industrie	193
0.2.1.1.2	La décroissance du coût marginal de long terme	196
0.2.1.1.2.1	Le coût marginal de long terme : définition	196
0.2.1.1.2.2	La qualité hors pair des déterminants exogènes de l'offre	198
0.2.1.2	L'absence d'incitation concurrentielle à innover	199
0.2.1.2.1	1928 : la création du cartel des sept sœurs	199
0.2.1.2.2	La contestation du cartel à partir de 1950	200
0.2.1.2.2.1	Les États propriétaires des ressources d'hydrocarbures	200
0.2.1.2.2.2	Les sociétés nationales des pays consommateurs et les « indépendants »	201
0.2.1.2.2.3	Une concurrence non technologique	202
0.2.1.3	Des progrès technologiques, malgré tout	202
0.2.1.3.1	Quelques exemples	202
0.2.1.3.2	Une origine fortement exogène	203
0.2.2	Depuis les années 1970 : une révolution technologique	203
0.2.2.1	Une forte incitation technique à innover	204
0.2.2.1.1	1970 : première tension sur le coût marginal de long terme	204
0.2.2.1.2	Un catalyseur : les nationalisations des ressources d'hydrocarbures	205
0.2.2.1.2.1	Le renversement du rapport de forces	206
0.2.2.1.2.2	Le repli des compagnies pétrolières sur de nouvelles zones d'activités	207
0.2.2.2	Une forte incitation concurrentielle à innover à partir du contre-choc pétrolier de 1986	208
0.2.2.2.1	Les raisons structurelles du contre-choc pétrolier	208
0.2.2.2.2	L'impératif de réduction des coûts	210
0.2.3	L'évaluation empirique de l'accélération technologique	211
0.2.3.1	Les dépenses de Recherche & Développement	211
0.2.3.2	Le comptage des innovations	212
0.2.3.3	Les critères opérationnels	213
0.2.3.4	La réduction des coûts	215
0.2.3.5	Les grands pôles d'innovations technologiques	215
0.3	Technologie et organisation en exploration-production d'hydrocarbures : la démarche	217
0.3.1	Approche statique, ou approche dynamique de l'organisation industrielle ?	218
0.3.2	Les trois relations industrielles types étudiées	219

CHAPITRE 1 :	Les nationalisations des ressources d'hydrocarbures, puis la réouverture aux compagnies pétrolières	221
1.1	Des contrats d'exploration-production aux nationalisations	222
1.1.1	Le marché, forme inefficace d'organisation du projet d'exploration- production	222
1.1.1.1	Des conditions suffisantes – et irréalistes – d'efficacité du marchandage	222
1.1.1.2	L'existence d'asymétries d'informations, condition suffisante d'inefficacité du marchandage	224
1.1.1.2.1	Les hypothèses du modèle	225
1.1.1.2.2	L'équilibre du marchandage	226
1.1.1.2.3	L'inefficacité du marchandage	226
1.1.1.2.4	Extension n°1 : l'autorité de la compagnie pétrolière sur l'échange	229
1.1.1.2.5	Extension n°2 : des pouvoirs de marchandage équilibrés	229
1.1.1.2.5.1	Les hypothèses du modèle	230
1.1.1.2.5.2	L'équilibre du marchandage	231
1.1.1.2.5.3	L'inefficacité du marchandage	232
1.1.1.3	L'existence d'investissements spécifiques, condition suffisante d'inefficacité du marchandage	236
1.1.1.3.1	Les hypothèses du modèle	236
1.1.1.3.2	Absence d'inefficacité si l'investissement est parfaitement fongible	236
1.1.1.3.2.1	L'équilibre du marchandage	237
1.1.1.3.2.2	La décision d'investissement	238
1.1.1.3.3	Inefficacité si l'investissement est spécifique	239
1.1.1.3.3.1	L'équilibre du marchandage	240
1.1.1.3.3.2	La décision d'investissement	240
1.1.2	La détérioration progressive de l'efficacité statique des contrats d'exploration-production	244
1.1.2.1	Les contrats d'exploration-production d'hydrocarbures	245
1.1.2.1.1	Les premiers contrats : une délégation d'autorité aux compagnies pétrolières	245
1.1.2.1.2	Les contrats de concession	247
1.1.2.1.3	Les contrats de partage de production	248
1.1.2.2	La protection contractuelle de l'échange dans le projet d'exploration-production	251
1.1.2.2.1	Les mécanismes contractuels de prévention de l'opportunisme	251
1.1.2.2.2	Une efficacité différenciée suivant le type de contrat	252
1.1.2.3	La réduction des asymétries d'information entre l'État propriétaire et la compagnie pétrolière	253
1.1.2.3.1	L'inefficacité des contrats de concession	254
1.1.2.3.1.1	Le modèle	254
1.1.2.3.1.2	Une efficacité qui se détériore à l'approche des années 1970	256

1.1.2.3.2	Les améliorations introduites par les contrats de partage de production	257
1.1.2.3.2.1	Le modèle	258
1.1.2.3.2.2	La participation de la société nationale de l'État propriétaire	259
1.1.2.4	Le partage des risques et l'incitation à l'effort de la compagnie pétrolière	260
1.1.2.4.1	L'inefficacité des contrats de concession	261
1.1.2.4.1.1	Le modèle	261
1.1.2.4.1.2	Une efficacité qui se détériore à l'approche des années 1970	263
1.1.2.4.2	Les améliorations introduites par les contrats de partage de production	264
1.1.2.4.2.1	Le modèle	265
1.1.2.4.2.2	La participation de la société nationale de l'État propriétaire	266
1.1.2.5	Le contrat de partage de production : une innovation organisationnelle	267
1.1.2.5.1	1920-1950 : le temps de l'efficacité des concessions	267
1.1.2.5.2	1950-1970 : de l'inefficacité des concessions aux nationalisations	268
1.1.2.5.3	Une alternative : les contrats de partage de production	269
1.1.3	Les nationalisations des ressources d'hydrocarbures	270
1.1.3.1	Une transformation organisationnelle	270
1.1.3.1.1	La suppression de fait des coûts de transactions	271
1.1.3.1.2	Les coûts associés à la solution d'internalisation	272
1.1.3.1.3	La supériorité des nationalisations sur les concessions	272
1.1.3.2	Un test empirique simple	273
1.2	La réouverture des pays propriétaires aux compagnies pétrolières	274
1.2.1	1970-1985 : des États propriétaires en marge de la révolution technologique	275
1.2.1.1	L'absence d'incitation technique à innover	275
1.2.1.2	L'absence d'incitation concurrentielle à innover	276
1.2.2	1986-1989 : les États propriétaires rattrapés – et dépassés – par l'impératif technologique	277
1.2.2.1	La première phase de la révolution technologique aux origines du contre-choc pétrolier	278
1.2.2.2	L'impossible rattrapage technologique des États propriétaires	278
1.2.2.2.1	Un fossé cognitif vis-à-vis des compagnies pétrolières	279
1.2.2.2.2	Une organisation inadaptée à la création de technologies	281
1.2.3	Depuis 1990 : la réouverture des États propriétaires aux compagnies pétrolières	282
1.2.3.1	Les faits	282

1.2.3.2	Les bénéfices technologiques de la réouverture pour les États propriétaires	284
1.2.3.2.1	L'importation passive des technologies des compagnies pétrolières	284
1.2.3.2.2	La création de technologies avec les compagnies pétrolières	285
1.2.3.2.2.1	Le contrat d'exploration-production, mode de coordination élu	285
1.2.3.2.2.2	La relation technologique, par-delà le contrat	286
1.2.3.2.2.3	La réorganisation en cours des sociétés nationales	288
1.2.3.3	Les inefficacités transactionnelles réduites de la réouverture	290
1.2.3.3.1	La raréfaction des concessions	290
1.2.3.3.2	Des sociétés nationales ayant acquis une expertise technique	291
1.2.3.3.3	Un cofinancement des investissements	292
1.2.3.3.4	Un rééquilibrage des pouvoirs de marchandage	293
1.2.3.3.5	Les nouveaux contrats d'exploration-production	294
1.2.3.3.5.1	Une meilleure révélation d'information	294
1.2.3.3.5.2	Une meilleure répartition des risques	295
1.2.3.3.5.3	Les frontières de la technologie contractuelle	296
CHAPITRE 2 :	La relation de sous-traitance en exploration-production d'hydrocarbures : de la quasi-intégration à la coopération technologique	301
2.1	La sujétion des sociétés de services parapétroliers aux compagnies pétrolières	302
2.1.1	Une analyse transactionnelle des frontières respectives des compagnies pétrolières et des sociétés parapétrolières	302
2.1.1.1	Recensement des opérations sous-jacentes au projet d'exploration-production	302
2.1.1.1.1	Les grands principes technologiques	303
2.1.1.1.2	Le choix du niveau de détail	304
2.1.1.1.3	Les quinze principales opérations industrielles	305
2.1.1.2	Classification des opérations sous-jacentes au projet d'exploration-production	306
2.1.1.2.1	L'alternative faire faire / faire soi-même	306
2.1.1.2.2	Une revue des travaux empiriques	307
2.1.1.2.3	La méthode retenue	309
2.1.1.2.4	L'évaluation des variables transactionnelles	311
2.1.1.2.4.1	La durée des opérations	311
2.1.1.2.4.2	La fréquence des opérations	312
2.1.1.2.4.3	La spécificité des actifs mobilisés dans les opérations	313
2.1.1.2.4.4	Le coût d'amortissement des actifs mobilisés dans les opérations	315
2.1.1.2.4.5	L'incertitude relative au coût des opérations	317

2.1.1.2.4.6	L'incertitude relative à la valeur des opérations	318
2.1.1.2.4.7	Les asymétries d'information dans les opérations	320
2.1.1.3	Frontières théoriques et frontières empiriques des compagnies pétrolières	322
2.1.1.3.1	Des frontières théoriques équilibrées	322
2.1.1.3.2	Des frontières empiriques déséquilibrées	325
2.1.1.3.3	Les raisons de la persistance de frontières réputées inefficaces	325
2.1.2	La quasi-intégration des sociétés de services parapétroliers par les compagnies pétrolières	326
2.1.2.1	Le mode de sous-traitance traditionnelle	327
2.1.2.1.1	Les parenthèses marchandes de la relation	327
2.1.2.1.1.1	Un appel d'offres concurrentiel <i>ex ante</i>	327
2.1.2.1.1.2	Une prestation de court terme étroitement spécifiée	329
2.1.2.1.1.3	Les vertus de la commande ouverte répétitive à prix tiré	329
2.1.2.1.2	L'autorité en cours de prestation	330
2.1.2.2	Les inefficacités présumées du mode de sous-traitance traditionnelle	331
2.1.2.2.1	Une forme d'organisation efficace en première analyse	331
2.1.2.2.2	Qualité de la prestation et inefficacités	332
2.1.2.2.2.1	Aléa moral en cours de prestation	333
2.1.2.2.2.2	Sélection adverse <i>ex ante</i>	334
2.1.2.3	Les raisons de la persistance d'une forme d'organisation industrielle réputée inefficace	334
2.2	Les coopérations technologiques entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers	336
2.2.1	Le mouvement de désintégration des compagnies pétrolières / intégration des sociétés de services parapétroliers	336
2.2.1.1	Le recentrage des compagnies pétrolières sur leurs compétences foncières	337
2.2.1.1.1	1970 : apparition d'une contrainte de ressources humaines	338
2.2.1.1.1.1	L'apprentissage requis par les projets des nouvelles provinces pétrolières	338
2.2.1.1.1.2	Le recrutement en masse de nouveaux ingénieurs	339
2.2.1.1.1.3	Une première contraction des frontières	340
2.2.1.1.2	1986 : superposition d'une contrainte de ressources financières	341
2.2.1.1.2.1	Un recentrage sur des compétences foncières	341
2.2.1.1.2.2	Les manifestations du recentrage	342
2.2.1.2	L'intégration par les sociétés de services parapétroliers des compétences délaissées par les compagnies pétrolières	343

2.2.1.2.1	Un statu quo pendant la première partie de la phase de révolution technologique	344
2.2.1.2.2	1986 : le choc du contre-choc pétrolier	345
2.2.1.2.2.1	Un vaste mouvement de concentration industrielle	345
2.2.1.2.2.2	Une intégration technologique	346
2.2.2	Le resserrement des liens entre les compagnies pétrolières et les sociétés de services parapétroliers	347
2.2.2.1	L'inadaptation de la relation de sous-traitance traditionnelle	348
2.2.2.2	Les nouveaux contrats de sous-traitance	350
2.2.2.2.1	Des prestations intégrées et clés en main	350
2.2.2.2.2	Une rémunération globale	351
2.2.2.2.3	Une stabilité et une continuité renforcées	352
2.2.2.3	Les coopérations technologiques verticales	352
2.2.2.3.1	Le cercle vertueux de la coopération dans les nouveaux contrats	353
2.2.2.3.2	Des coopérations explicites	354
2.2.2.4	La meilleure efficacité statique de la relation de sous-traitance	355
2.2.2.4.1	Le développement du concept de qualité industrielle	355
2.2.2.4.2	Des mécanismes contractuels efficaces	355
CHAPITRE 3 :	Des simples associations aux coopérations technologiques entre les compagnies pétrolières internationales	359
3.1	Les associations entre compagnies pétrolières	360
3.1.1	Les économies d'échelle dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures	360
3.1.1.1	Les indivisibilités	360
3.1.1.2	Les coûts fixes	361
3.1.1.3	Les relations géométriques	363
3.1.1.4	Une incitation à la concentration des ressources	363
3.1.2	Les risques dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures	364
3.1.2.1	Un recensement	364
3.1.2.2	Une incitation à la diversification des ressources	365
3.1.3	La solution organisationnelle à l'antagonisme entre économies d'échelle et risques	366
3.1.3.1	Un antagonisme pied à pied	366
3.1.3.2	L'allocation individuelle de ses ressources par une compagnie pétrolière	367
3.1.3.3	Supériorité de la solution associative	368
3.1.3.4	Les caractéristiques des associations entre compagnies pétrolières	369
3.1.3.4.1	Une première évaluation empirique	369
3.1.3.4.2	Une simple mise en commun de ressources	370
3.1.3.4.3	Neutralité des parts et de l'identité des différents associés	371

3.2 Les coopérations technologiques entre compagnies pétrolières	372
3.2.1 La diversité des couloirs technologiques des compagnies pétrolières	373
3.2.1.1 La diversité des origines technologiques issue de la désintégration des compagnies pétrolières	373
3.2.1.1.1 La faible rationalité associée au mouvement de recentrage	374
3.2.1.1.2 Le caractère déterminant des succès courants	374
3.2.1.2 De la diversité des origines à celle des couloirs technologiques	376
3.2.1.3 Les réorganisations internes des compagnies pétrolières	376
3.2.2 Des simples associations aux véritables coopérations technologiques entre compagnies pétrolières	378
3.2.2.1 L'inefficacité dynamique des simples associations	379
3.2.2.2 Les coopérations entre compagnies pétrolières aux compétences proches	380
3.2.3 Transformation de l'organisation industrielle entre compagnies pétrolières internationales : un test empirique	382
3.2.3.1 Les données	382
3.2.3.2 La méthode d'analyse	383
3.2.3.2.1 Concentration et inégalité des associations / coopérations entre compagnies pétrolières	384
3.2.3.2.1.1 L'indice de concentration de Hirschman- Herfindahl	384
3.2.3.2.1.2 Le coefficient de Gini, indicateur d'inégalité	385
3.2.3.2.2 Distances entre compagnies pétrolières, mesurées sur leurs associations / coopérations	388
3.2.3.2.2.1 Inadaptation de la distance euclidienne simple	388
3.2.3.2.2.2 Définition d'un indice de dissimilarité	388
3.2.3.2.2.3 Transformation de l'indice de dissimilarité en distance	389
3.2.3.3 L'évolution de la structure des associations / coopérations entre compagnies pétrolières	391
3.2.3.3.1 Des associations / coopérations de moins en moins concentrées à partir de 1968	391
3.2.3.3.2 Des associations / coopérations de moins en moins inégaux à partir de 1983	394
3.2.3.4 L'évolution des distances entre compagnies pétrolières	400
3.2.3.4.1 Matrice des distances pour la période 1945-1985	400
3.2.3.4.2 Matrice des distances pour la période 1986-2004	401
3.2.3.4.3 Tableau des distances entre une compagnie pétrolière et chacun de ses dix plus proches associés	402
3.2.3.5 Des résultats conformes à la thèse de la transformation des simples associations en coopérations technologiques	403
3.2.3.5.1 Risques réduits et absence d'associations jusqu'à la fin des années 1960	403

3.2.3.5.2	Contraintes cognitives et coopérations à partir du début des années 1970	404
3.2.3.5.3	Contraintes financières et coopérations à partir du contre-choc pétrolier de 1986	406
3.2.3.5.4	L'identité des partenaires davantage discriminante en phase de révolution technologique	408
3.2.3.6	Les prolongations souhaitables de l'analyse	410
3.2.3.6.1	Une typologie des compagnies pétrolières	410
3.2.3.6.2	Une étude approfondie des formes juridiques des associations / coopérations	413
CONCLUSION		417

TABLE DES ILLUSTRATIONS

LISTE DES GRAPHIQUES

N°1	Carte transactionnelle de l'alternative firme / marché	52
N°2	Fonctionnements respectifs d'une unité de firme A et d'une unité de firme J	100
N°3	Coûts de développement par baril de réserves prouvées dans différentes régions du monde	178
N°4	Profils des coûts, recettes, flux de trésorerie et risques d'un projet d'exploration-production standard	192
N°5	Tranquillité et révolution technologique dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures	211
N°6	Annonce optimale du propriétaire et inefficacités du marchandage	228
N°7	Sous-investissement en actif spécifique avec marchandage <i>ex post</i>	243
N°8	Frontières théoriques des compagnies pétrolières et des sociétés parapétrolières en période de tranquillité technologique	324
N°9	Courbe de Lorentz du projet Asgard	386
N°10	Evolution du nombre équivalent de compagnies par projet d'exploration-production	392
N°11	Evolution de la distribution du nombre équivalent de compagnies par projet d'exploration-production	393
N°12	Evolution du coefficient de Gini par projet d'exploration-production	395
N°13	Evolution de la distribution du coefficient de Gini par projet d'exploration-production	396
N°14	Evolution du coefficient de Gini par projet d'exploration-production hors projets entrepris par une compagnie seule	397
N°15	Evolution de la distribution du coefficient de Gini par projet d'exploration-production hors projets entrepris par une compagnie seule	398
N°16	Distance moyenne entre une compagnie pétrolière et chacun de ses dix plus proches associés	409

LISTE DES TABLEAUX

N°1	Comparaison des approches traditionnelles et de l'approche renouvelée du phénomène technologique	105
N°2	Approche statique et approche dynamique de l'organisation industrielle	158
N°3	Echéancier détaillé d'un projet d'exploration-production standard	190
N°4	Mesure du risque économique pris dans un projet d'exploration-production standard	191
N°5	Evolution des productions mondiales commercialisées de pétrole et de gaz naturel	195
N°6	Coût en développement d'un projet d'exploration-production standard	197
N°7	Intensité en Recherche & Développement de différents secteurs industriels	212
N°8	Prescriptions des approches statique et dynamique de l'organisation industrielle	219
N°9	Les quinze principales opérations industrielles du projet d'exploration-production	306
N°10	Caractéristiques transactionnelles des principales opérations du projet d'exploration-production	323
N°11	Matrice des distances entre compagnies pétrolières / période 1945-1985	401
N°12	Matrice des distances entre compagnies pétrolières / période 1986-2004	402
N°13	Distance moyenne entre une compagnie pétrolière et chacun de ses dix plus proches associés	403
N°14	Trois plus proches partenaires de chaque compagnie pétrolière de l'échantillon	411

TABLE DES SYMBOLES ET UNITES

Table des symboles et unités

k	millier
M	million
G	milliard
T	billion
j	jour
m	mètre
\$	dollar
b	baril
tep	tonne équivalent pétrole
bep	baril équivalent pétrole
pc	pied cube

1 baril = 159 litres

L'équivalence entre baril et tonne dépend de la densité du pétrole ; un ordre de grandeur facile à retenir est $1 \text{ t} = 7 \text{ b}$, ce qui correspond à un pétrole de densité $d=0,9$ (densité moyenne)

L'industrie pétrolière utilise une mesure de densité qui lui est propre : le degré API (pour *American Petroleum Institute*)

Il est calculé de la façon suivante : $^{\circ}API = \frac{141,5}{d} - 131,5$

Ainsi, un pétrole de densité $d=0,9$ a un degré API de 26

Un volume de gaz naturel est converti en bep sur la base de sa densité énergétique ; une valeur couramment rencontrée est $1 \text{ bep} = 6000 \text{ pc}$

RESUME

L'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures a vécu une accélération technologique spectaculaire au début des années 1970. Les relations entre les acteurs de cette industrie se sont aussi profondément transformées depuis cette date. Cette thèse démontre qu'il existe un lien étroit entre l'accélération technologique et les transformations organisationnelles dans l'industrie d'exploration-production d'hydrocarbures. Dans une première partie, elle développe les acquis de la théorie économique en matière d'organisation industrielle. Dans une deuxième partie, elle les applique à trois types de relations : celles entre les États propriétaires de ressources d'hydrocarbures et les compagnies pétrolières internationales ; celles entre les compagnies pétrolières internationales et leurs sous-traitants, les sociétés prestataires de services parapétroliers ; celles enfin entre les compagnies pétrolières internationales elles-mêmes.

ABSTRACT

The upstream oil and gas industry experienced a dramatic technological acceleration in the early 1970's. The relationships between the agents in this industry have themselves undergone deep changes since that date. This thesis shows that a tight link exists between the technological acceleration and the organizational transformations in the upstream oil and gas industry. In a first part, it focuses on the economic theory's developments concerning industrial organization. In a second part, it applies these developments to three types of relations: those between the owner-states of hydrocarbon resources and the international petroleum companies; those between the international petroleum companies and their subcontractors; and finally those between the international petroleum companies themselves.