



Part française dans les investissements de développement des sociétés pétrolières françaises

Patrick Kron, André Lebrun

► To cite this version:

Patrick Kron, André Lebrun. Part française dans les investissements de développement des sociétés pétrolières françaises. Sciences de l'ingénieur [physics]. 1979. hal-01909945

HAL Id: hal-01909945

<https://minesparis-psl.hal.science/hal-01909945>

Submitted on 31 Oct 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Laffitte

**PART FRANCAISE
DANS LES INVESTISSEMENTS
DE DEVELOPPEMENT
DES SOCIETES PETROLIERES FRANCAISES**

**Consultation
sur place**

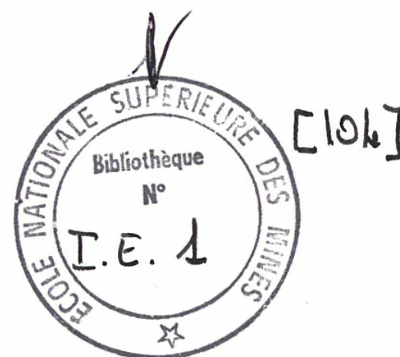


[104]

JUIN 1979

Patrick KRON
André LEBRUN

PART FRANCAISE DANS LES INVESTISSEMENTS
DE DEVELOPPEMENT DES SOCIETES PETROLIERES
FRANCAISES



**Consultation
sur place**

JUIN 1979

Patrick KRON
André LEBRUN

SOMMAIRE

	Pages
<u>Préambule</u>	1
<u>I - Evaluation de la part française</u>	2
1. Méthode retenue	2
2. Difficultés liées à la notion de "part française"	4
3. Présentation des résultats	7
<u>II - Eléments d'explication du niveau de la part française</u>	12
1. Attitude et marge de manœuvre des sociétés pétrolières françaises	12
2. Rôle des sociétés d'ingénierie	14
3. Attitude des industriels et entrepreneurs français	16
<u>III - Secteur parapétrolier marin : analyse et perspectives</u>	18
1. Structure du secteur parapétrolier marin	18
2. Situation actuelle : problèmes et perspectives	20
3. Sortie de la crise et politique de l'offshore profond	23
<u>Conclusions</u>	25
<u>Annexes</u>	
Annexe n° 1 : Projet CFP : GASCO (Abu Dhabi)	27
Annexe n° 2 : Projet CFP : FRIGG (Mer du Nord)	45
Annexe n° 3 : Projet SNEA : SIRRI (Iran)	60
Annexe n° 4 : Projet SNEA : KOLE (Cameroun)	68
Annexe n° 5 : Documents divers	76

PART FRANCAISE DANS LES INVESTISSEMENTS
DE DEVELOPPEMENT DES SOCIETES PETROLIERES
FRANCAISES

Préambule

L'administration française se préoccupe du problème des investissements à l'étranger des compagnies pétrolières françaises pour de nombreuses raisons parmi lesquelles :

- la Direction des Hydrocarbures a la tutelle des compagnies pétrolières ;
- l'Etat Français est actionnaire majoritaire de la SNEA et le principal actionnaire minoritaire de la CFP ;
- les investissements à l'étranger de ces groupes par leur importance influencent fortement le commerce extérieur et peuvent par les contrats attribués à des sociétés françaises entraîner certains secteurs industriels nationaux ;
- les sorties de capitaux liées à ces investissements doivent être contrôlées.

I. Evaluation de la part française

1. Méthode retenue

1.1. Utilisation de cas concrets

Plutôt que de chercher à évaluer la valeur ajoutée française de l'ensemble des investissements de développement réalisés à l'étranger par les sociétés S.N.E.A. et C.F.P., la présente étude analyse cette valeur ajoutée, contenue dans les réalisations de cinq grands projets de développement, sélectionnés en raison de leurs caractéristiques géographiques, juridiques et techniques variées. Ce choix de projets précis répond à l'objectif de déterminer non seulement un pourcentage de valeur ajoutée française, mais aussi de préciser les obstacles rencontrés concrètement par les industriels français sur ces marchés, leur attitude lors de la négociation de contrats ainsi que l'effet d'entraînement sur l'industrie française induit par la présence en tant qu'opérateur, de la SNEA ou de la CFP. De plus les méthodes décentralisées utilisées par ces sociétés pétrolières dans leur comptabilité et leur gestion ne permettent pas de disposer de données globales fiables pour la détermination d'une part française dans leurs investissements. Le biais de cette approche est lié à la difficulté de généraliser les résultats ainsi obtenus, difficulté qui peut toutefois être partiellement surmontée en choisissant judicieusement les projets d'études et en mettant en évidence l'importance relative de ces projets dans les dépenses d'investissements des sociétés pétrolières pour les années concernées, le caractère "classique" du type de contrat adopté, le mode de financement utilisé, etc...

1.2. Présentation des cas S.N.E.A.

Les projets de développement opérés par la S.N.E.A. qui ont été étudiés sont :

- champ de FRIGG (Mer du Nord, gaz)
- champ de SIRRI (offshore Iran, brut)
- champ de KOLE (offshore Cameroun, brut)

L'importance de FRIGG est indiscutable, puisque cet investissement a représenté entre la moitié et les deux tiers des sommes investies dans ce domaine par le groupe au cours des années 1974 à 1978.

On constate d'autre part que l'Afrique Noire reçoit plus de la moitié des investissements de développement hors Europe, ce qui justifie le choix d'un projet dans cette région du monde. Le champ de Kolé est représentatif de la quasi-totalité des gisements exploités par Elf dans cette région (champ offshore, petite taille, période de développement courte). Le champ de SIRRI a mobilisé plus de 40 % des investissements opérés par la SNEA dans la région Orient - Maghreb, et son importance est évidente.

.../...

TABLEAU A - S.N.E.A. : INVESTISSEMENTS DE DEVELOPPEMENT

	Montant total des investissements	Europe	Afrique hors Maghreb	Orient Maghreb	Amérique
en 10 ⁶ F					
1973	1 020 (946)	186 (88)	546 (622)	235 (1) (144)	53 (92)
1974	2 211 (1 629)	1 131 (587)	631 (558)	353 (1) (399)	96 (85)
1975	4 020 (3 924)	2 502 (1 969)	892 (933)	551 (973)	75 (1) (49)
1976	5 073 (6 133)	3 176 (3 714)	901 (838)	910 (1 503)	86 (1) (78)
1977	3 879 (5 105)	2 461 (3 137)	731 (712)	592 (1 141)	95 (1) (115)
1978 (estim.)	2 478 (3 578)	1 205 (1 575)	752 (1 068)	392 (758)	129 (1) (177)

(1) : le montant indiqué inclut les investissements en Australie.

() représente le montant des réalisations opérées par la S.N.E.A., l'autre chiffre celui du financement de la SNEA et ses filiales.

La diversité et l'importante incidence financière des projets retenus permettent de percevoir à travers eux la place de l'industrie française dans l'ensemble des réalisations opérées par la S.N.E.A. . L'absence de projet situé en Amérique est liée au faible montant des investissements S.N.E.A. dans cette région, ainsi qu'à la présomption d'une part française quasi nulle dans les réalisations. Si enfin tous les projets retenus sont offshore, c'est que la tendance dans ce sens est nette et qu'une très grande majorité des opérations de développement a dorénavant lieu dans de telles conditions (évolution des domaines miniers).

1.3. Présentation des cas C.F.P.

Les projets de développement opérés par la C.F.P. qui ont été étudiés sont :

- GASCO (Abu Dhabi, valorisation de gaz associés)
- FRIGG (Mer du Nord, pipelines et terminal côtier)

Le choix de FRIGG est complémentaire du dossier sélectionné dans le cadre de la S.N.E.A, et l'ensemble constitue la réalisation majeure contrôlée par les sociétés pétrolières françaises au cours de ces dernières années. Le projet GASCO, outre le fait qu'il s'agit d'un projet en cours de réalisation, présente l'intérêt d'être doté d'une structure juridique qui tend à se généraliser et situé dans une zone où la C.F.P. concentre actuellement la quasi-totalité de ses activités de développement (dans ce domaine, les principaux projets dans lesquels la C.F.P. est impliquée sont GASCO et ZADCO en Abu Dhabi et des contrats d'assistance technique en Algérie).

2. Difficultés liées à la notion de "part française"

2.1. Position du problème

Dans son effort pour favoriser les exportations des sociétés françaises, le gouvernement a mis en place des organismes administratifs dont le rôle consiste à faciliter l'accès des entreprises françaises aux marchés étrangers, en faisant supporter à l'Etat certains risques ou charges qui auraient dû être normalement assumés par les industriels. Ainsi la Compagnie Française pour le Commerce Extérieur (COFACE), propose-t-elle, outre une assurance crédit classique, des garanties protégeant l'exportateur contre divers risques tels le risque de change, le risque politique ou catastrophique pour les investissements à l'étranger, le risque économique (garantissant un industriel ayant obtenu un contrat de fourniture à prix fixe d'un matériel à long délai de fabrication contre une hausse excessive des prix intérieurs français). De plus, afin d'alléger la trésorerie des sociétés exportatrices, celles-ci peuvent bénéficier pour les contrats couverts par une assurance COFACE, de conditions de financement préférentielles souvent indispensables à l'obtention d'un marché (crédit fournisseur à taux stabilisé) ou de crédits octroyés directement au client étranger (crédit acheteur).

Cependant, il est clair que ces aides ne doivent s'adresser aux exportateurs français que dans la mesure où leurs produits incorporent de la valeur ajoutée française et l'assiette de ces diverses garanties ou subventions doit être liée à la "part française du contrat", d'où apparaissent l'intérêt et le besoin d'une définition précise de ce concept par les organes administratifs concernés.

2.2. Les réponses administratives

Dans le cas de l'assurance-crédit, la COFACE n'a pas élaboré et n'utilise pas de définition claire de la notion de "part étrangère". Elle se contente pour déterminer l'assiette de sa garantie, qui sert également à calculer la part finançable par un crédit à l'exportation, de demander aux exportateurs une indication de la part maximum en biens et services étrangers qui seront inclus dans le bien exporté. En pratique, la COFACE est obligée de s'en remettre aux déclarations des industriels, et elle ne dispose pas de moyens de contrôle lui permettant de faire des vérifications significatives (il faut d'ailleurs noter que la Commission des Garanties ne cherche pas à déceler d'éventuelles fraudes).

Pour les raisons indiquées ci-dessus, la COFACE ne recherche pas la précision pour ce type d'estimations, et assimile par exemple un produit à un bien français si "sa part étrangère déclarée" ne dépasse pas 10 % de sa valeur totale, ce pourcentage pouvant faire l'objet de négociations entre l'industriel concerné et la COFACE. D'autre part, lorsqu'un contrat d'exportation donne lieu (comme c'est souvent le cas) à un paiement en différentes monnaies (francs français, autres monnaies de paiement, monnaies locales éventuellement non convertibles), la part française est souvent présumée coïncider avec le montant facturé en francs français, ce qui y inclut à tort les importations des sous-traitants français, et donc biaise l'estimation. Parfois, la détermination de l'assiette de la garantie COFACE et du montant du crédit export accordé ne présente pas de lien logique avec l'idée de favoriser une valeur ajoutée française élevée dans nos exportations.

L'analyse du résultat des négociations entre la COFACE et la SNEA pour l'établissement d'une police garantissant les investissements de la société pétrolière française en Iran (projet SIRRI) et d'un crédit acheteur destiné à la société iranienne NIOC, est surprenante. Ce contrat se décompose en une part française payée en francs, une part étrangère payée en devises et une part locale, payée en rials. La COFACE s'est fixée comme règle générale d'exclure systématiquement la part locale de l'assiette d'éventuelles garanties, et dans le cas SIRRI la COFACE a garanti l'ensemble du reste, soit la part française plus la part étrangère. Le montant du crédit acheteur consenti a été fixé à la somme de la part française et de 10 % du montant garanti ; la justification de cette équation étrange est liée - paraît-il - au fait que l'on devait tenir compte d'une éventuelle part française contenue dans la part étrangère...

Même si cet argument avait un sens - ce qui n'est pas évident en l'occurrence - le calcul effectué par la COFACE n'est pas compatible avec l'argument mentionné ci-dessus. Ainsi, les équations :

- . Part garantie = part française + part étrangère,
- . Part étrangère finançable = 10 % part garantie,
- . Part finançable = part française + part étrangère finançable,

ont conduit à garantir 130 % et à financer 113 % de la part française estimée.

En conclusion, les erreurs systématiques associées aux imprécisions de définition et à l'inexistence de contrôle des déclarations des industriels montrent qu'il faut utiliser les données issues des dossiers d'assurance-crédit et de garantie COFACE avec circonspection.

Par contre, la couverture du risque économique a obligé la COFACE à adopter dans le département qui gère cette procédure - département complètement distinct du précédent - une définition plus précise de la notion de part française, et à mettre en place des moyens de contrôle appropriés. Cette attitude a conduit la COFACE à établir des critères d'éligibilité très stricts (montant minimum élevé, fabrication en France, délai de fabrication...). Les industriels devant justifier l'influence des augmentations de prix en France sur leur prix de revient établissent des dossiers détaillant les composantes françaises et étrangères de leur produit. Une Mission de Contrôle dépendant du Trésor vérifie par enquête auprès des industriels concernés et de leurs fournisseurs la véracité des déclarations. De ces enquêtes il ressort que, même dans ce contexte incitant les interlocuteurs de la COFACE à une plus grande rigueur dans le calcul de la part étrangère, les contrôles a posteriori ont conduit à des redressements importants. Ainsi sur 20 dossiers récemment contrôlés et représentant 1 232 MF, la part étrangère a été réévaluée de 28 % (elle est passée de 206,5 MF à 263,6 MF).

2.3. Méthode retenue :

Pour déterminer la valeur ajoutée française contenue dans un produit, il faut nécessairement connaître la valeur ajoutée contenue dans tous les biens et services nécessaires à sa réalisation, et le raisonnement à tenir est d'un type récurrent. Ainsi, il faut se fixer un niveau minimal au-dessous duquel il n'est ni possible ni même raisonnable de descendre (faute de devoir disséquer tout produit en ses composantes ultimes : énergie, matières premières, travail...). A ce niveau de base, un bien ou service sera entièrement caractérisé par son origine géographique.

Compte tenu des moyens disponibles et du type d'informations accessibles, la méthode retenue a consisté à se limiter à une précision du 2ème ordre, c'est-à-dire qu'au niveau maximum de finesse il a fallu cerner l'origine géographique des sous-traitants des fournisseurs de biens et services consommés par les sociétés pétrolières. L'approche la plus satisfaisante était, pour un contractant donné, d'analyser les différentes composantes du bien ou service vendu et de déterminer cas par cas leurs origines géographiques. De telles informations sont parfois disponibles au sein même des sociétés pétrolières, qui pour des raisons de suivi des délais et de garantie d'approvisionnement sont amenées à interroger leurs fournisseurs sur l'agencement de leurs fabrications. Sinon il est nécessaire d'interroger directement le fournisseur. Dans tous les cas, le seul moyen éventuel de vérification consiste en des recoupements à partir d'informations fournies par les sous-traitants. Lorsqu'il est impossible d'obtenir ce type de données très détaillées, en raison du caractère très

décentralisé des comptabilités des sociétés pétrolières ou parapétrolières, il faut déterminer la répartition géographique des sous-traitants et fournisseurs des contractants à l'aide notamment des monnaies de paiement utilisées par les sociétés pétrolières pour les régler. Cet estimateur, qui présente un biais non négligeable en raison de l'"internationalisation" très poussée des divers intervenants sur le marché des biens et services destinés aux sociétés pétrolières, est parfois la seule méthode possible.

3. Présentation des résultats

3.1. Projets SNEA :

3.1.1. Projet SIRRI (Iran) :

Il s'agit du développement d'un gisement offshore d'huile constitué de deux poches, SIRRI C et D, découvert par SOFIRAN (filiale d'exploration/production de la SNEA). Les investissements de 1974 à 1978 ont représenté un montant de plus de 2,5 milliards de francs.

Le contrat signé entre la société française et la société iranienne (NIOC) est un contrat d'agence : la NIOC est propriétaire tant de l'huile que des installations dès leur acquisition ; la SNEA joue un rôle financier (financement de 50 % des investissements de développement), technique (apport de savoir-faire au travers de SOFIRAN qui est opérateur délégué du projet) et commercial (vente d'un certain tonnage de brut au profit de la NIOC moyennant une commission). En échange de ce triple rôle, la SNEA bénéficie d'un accès au brut à un prix préférentiel jusqu'à un certain plafond, au prix du marché au-delà.

Les installations se répartissent en unités de traitement, stockage et chargement situées à terre (40 % du coût total), et installations offshore (60 %). Sur l'ensemble des investissements, la part imputable à de la valeur ajoutée française dépasse 30 % - grâce, notamment, à ETPM qui a obtenu un contrat de 557 MF dont plus de la moitié est assimilable à de la valeur ajoutée française - , mais cette part française est inégalement répartie suivant les ouvrages : elle est 8 fois plus importante pour les réalisations offshore, 48 % contre 6 % pour les installations à terre. La NIOC n'a en fait réussi à imposer des sociétés iraniennes que dans des domaines relevant d'une technologie peu avancée, et gros consommateurs de main-d'œuvre non spécialisée, par exemple pour les marchés de travaux publics ou de montage à terre.

3.1.2. Projet KOLE (Cameroun) :

KOLE est un petit gisement offshore d'huile découvert en 1976 par Elf-Serepca (société dans laquelle le gouvernement camerounais détient une participation minoritaire) en association avec Pecten Cameroon (filiale de Shell Oil Co) et

mis en production en 1978. Chaque partenaire a financé les coûts d'exploration et de développement (qui se sont élevés à près de 400 MF pour le développement) au prorata de sa participation (à l'exception du gouvernement camerounais dont la part a été prise en charge par les autres associés). Elf Serepca a été opérateur du projet, sous le contrôle d'un board où siégeaient des représentants de Pecten Cameroon. En fait, la direction effective est revenue à Elf Serepca, Pecten jouant le rôle d'un partenaire sinon dormant du moins conciliant.

Les sociétés françaises ont obtenu près des 3/4 du montant total des contrats (l'estimation la plus pessimiste est de 67 %). Les seuls contrats qui ont échappé aux sociétés françaises concernent des domaines où il y a quasi-monopole étranger - sans concurrent français sérieux (certains bateaux de service, bouée de chargement, plate-forme auto-élévatrice pour fonds très meubles). Les contrats de service attribués à des sociétés françaises comportent évidemment une valeur ajoutée locale (montage...), qui diminue d'autant la part française.

En résumé, pour ce marché très protégé d'Afrique noire, on peut éclater la valeur ajoutée des investissements en :

. part française	70 %
. part étrangère	10 % à 15 %
. part locale	15 % à 20 %

3.1.3. Projet FRIGG (Mer du Nord)

Elf-Aquitaine Norge, filiale du groupe Elf-Aquitaine, a agi comme opérateur pour le développement du champ de Frigg, qu'elle avait découvert en 1971. Ce champ, situé sur les secteurs anglais et norvégien de la Mer du Nord, est un des plus grands champs de gaz de cette zone avec des réserves récupérables estimées à 200 milliards de m³. Pour des raisons techniques, le développement du champ a été divisé en 3 phases comprenant les réalisations suivantes :

- . phase I (zone anglaise - démarrée en 1973) : plate-forme de forage production CDP 1, plate-forme quartiers QP, torche et plate-forme de traitement TCP 1;
- . phase II (zone norvégienne - démarrée en 1974) : plate-forme de forage production DP2, plate-forme de traitement TCP 2 ;
- . phase III (zone norvégienne) : installations de compression (plate-forme TCP2).

Les phases I et II sont achevées, la phase III est en cours de réalisation. Les premières livraisons de gaz ont eu lieu en septembre 1977. L'étude a porté sur les phases I et II, qui représentent environ 10,5 milliards de couronnes norvégiennes d'investissements.

La part française dans les investissements de développement considérés est voisine de 30 %.

Les principaux fournisseurs français ont été UIE, ETPM, Sea Tank Co (en association avec Mac Alpine), Spie-Batignolles (en association avec Vigor), FOREX, Vallourec et CMP, qui représentent à eux-seuls environ 70 % de la participation française. Les principaux facteurs qui ont limité la part française ont été :

. le choix de sociétés d'engineering anglo-saxonnes, Océanic/Mac Dermott et Brown & Root, qui ont également assuré les fonctions de management/supervision pour certaines parties du projet. L'ensemble des contrats obtenus par ces deux groupes représente près de 20 % du coût global du projet.

. l'attitude des administrations anglaises et norvégiennes, à travers les organismes OSO et MOI, qui ont contribué à favoriser les industries nationales respectives.

3.2. Projets CFP :

3.2.1. Projet GASCO (Abu-Dhabi) :

Le projet GASCO a pour objectif de valoriser les gaz associés produits sur les gisements de brut on-shore d'Abu-Dhabi. Pour ce faire a été créée la société GASCO enregistrée à Abu-Dhabi dont les participants ADNOC (68 %), CFP (15 %), SHELL (15 %) et PARTEX (2 %) sont liés par un accord de joint venture. GASCO finance ses investissements (environ US \$ 1,6 milliard) par capitaux propres (25 %) et par un emprunt (75 %) négocié avec l'ADIA (Abu Dhabi Investment Authority).

La CFP joue le rôle d'opérateur délégué pour la construction des usines de compression situées sur les champs de Bu Hasa, Bab et Asab. Pour ce service la CFP est rémunérée "at cost". De fait la situation de la CFP vis-à-vis des sociétés d'engineering (BECHTEL et FLUOR) qu'elle supervise est assez floue ; en effet, ces sociétés ont été choisies avant que le rôle d'opérateur délégué pour cette partie du projet n'ait été attribué à la CFP, et il n'existe pas de contrat entre la CFP et ces sociétés d'engineering, ce qui réduit d'autant la marge de manœuvre de la CFP.

L'étude détaillée de la négociation des principaux contrats montre que la CFP s'est efforcée, autant que faire se peut, de permettre aux sociétés françaises de tenter leur chance (en les incluant dans les destinataires des appels d'offres), voire d'emporter les marchés (en luttant contre le conservatisme des engineerings anglo-saxons et en veillant à l'impartialité du dépouillement des réponses aux appels d'offres).

Malgré ces efforts, la part française incluse dans les investissements supervisés par la CFP n'atteint qu'environ 13 % (y compris le coût de la supervision CFP). Ce résultat peut s'analyser de la façon suivante :

. les sociétés françaises se sont bien placées lors des achats de gros matériel d'équipement : leur part atteint près de 25 % de ce poste ;

. cependant, pour les contrats de travaux, montage... la part française est très faible, et d'une façon générale, une fraction importante de ce poste échappe aux pays industrialisés au profit de pays à main-d'œuvre bon marché (Corée du Sud, pays Arabes...) ;

. les principaux bureaux d'achat étant situés à Londres, l'acquisition des matériels de consommation courante, non spécifiquement pétroliers, s'est faite de façon préférentielle sur le marché anglais ;

. certains contrats importants accordés à des sociétés françaises ont été assez largement sous-traités à l'étranger, notamment à des filiales étrangères.

Il est à noter que dans la partie du projet supervisée par SHELL (usine de fractionnement, engineering BECHTEL, d'un montant total d'investissements comparable à la partie supervisée par la CFP), la part de la valeur ajoutée française dans les investissements correspondants est six fois moins importante. Ceci montre l'effet qu'ont eu les interventions de la CFP pour favoriser les industriels et entrepreneurs français.

3.2.2. Projet FRIGG (Mer du Nord) :

La partie du développement du champ de Frigg opérée par le groupe TOTAL et ayant fait l'objet de cette étude comprend les pipelines, la plate-forme intermédiaire MCP 01, la construction de la plate-forme CDP 01 (qui remplaça DP 01, accidentée lors de sa mise en place) et le terminal de Saint-Fergus. Le poste pipelines (achat et pose) représente près de 61 % du coût total, et le poste plates-formes (MCP 01 et CDP 01) près de 30 %. La part française pour les pipelines s'élève à 27,5 % grâce essentiellement aux contrats obtenus par Vallourec (qui a fourni, en coût, 48 % des tubes, le reste étant revenu à des fournisseurs japonais) et ETPM (qui est intervenu notamment avec ses barges ETPM 701, et surtout ETPM 1601). Pour les deux plates-formes qui sont de conception CG DORIS la part française représente 24 % du montant des dépenses. Il est à noter que 97 % de cette participation française est imputable à seulement deux contracteurs, CG DORIS pour 61 % et Buzzichelli (grue) pour 36 %. Quant au terminal de Saint-Fergus, sa réalisation a été confiée presque entièrement à des sociétés anglaises (qui se sont partagées plus de 90 % du coût total), la part française représentant 1,4 %. Si l'on ajoute aux postes précédents les dépenses diverses (qui regroupent l'ensemble des dépenses d'engineering, de supervision... ne pouvant être affectées en propre à l'un des projets précédents), la part française dans l'ensemble des contrats opérés par le groupe TOTAL s'élève à environ 25 % (sur un total d'environ 650 millions de £).

Si l'on ne tient pas compte du terminal de Saint-Fergus, qui constitue une singularité dans l'ensemble des réalisations, la part française devient de 27 % (sur un total de 610 millions de £). Il est intéressant de constater que près de 95 % de cette participation française est le fait de seulement 7 contractants français, à savoir E.T.P.M., Vallourec, C.G. Doris, Buzzichelli, Comex, C.F.P./C.F.R. et O.T.P.

3.3. Commentaires généraux :

Outre les commentaires spécifiques sur les facteurs expliquant le niveau de la part française dans les investissements de développement, l'étude des cas CFP et SNEA exposés précédemment amène à formuler quelques commentaires généraux sur l'existence, la saisie et le traitement des données nécessaires.

. Existence : au cours de la réalisation du développement d'un projet, ce sont les équipes de cost-control qui disposent du plus de données permettant une estimation de la part française. Mais les cost-controllers s'attachant au suivi des dépenses, les informations qu'ils rassemblent concernent principalement les montants dans les différentes monnaies et les échéances des contrats. Ceci ne permet donc qu'un calcul de la part française à partir des montants payés en francs français. Sauf exception - les cost-controllers ne se préoccupent pas de l'origine exacte des matériels, ni des retombées précises d'un contrat de service à l'étranger. Ce travail a été fait pour les contrats importants dans le cas de GASCO ; il a montré par exemple, qu'un bien acheté à CMP et payé en francs français avait été fabriqué en grande partie par la filiale espagnole de CMP, ou qu'un compresseur hollandais payé en florins comprenait un moteur français dont le coût représentait près de 20 % du total.

. Saisie : le développement étant souvent assuré par une filiale étrangère, les données détaillées sont collectées sur place (par exemple, à Stavanger par Elf-Norge ou Aberdeen par Total Oil Marine pour Frigg, à Téhéran par SOFIRAN pour SIRRI), et selon des procédures adaptées au projet. Bien souvent ne parviennent au siège parisien, et en tout cas n'y sont conservés une fois le développement acheté, que des rapports globaux où les informations sont trop agrégées pour permettre un calcul correct de la part française.

. Traitement : les études d'estimation de part française ne sont d'aucune plus-value pour les compagnies pétrolières, aussi n'existe-t-il ni méthode ni structure pour les réaliser (contrairement au suivi budgétaire des projets, par exemple). Ces études sont faites au coup par coup, principalement sur la demande de l'administration, et sont largement basées sur des estimations et des raisonnements analogiques. D'autre part l'absence de définition de la notion de part française permet des approximations qui généralement majorent sa mesure. Tout ceci conduit soit à des erreurs (par exemple, un document SNEA transmis à l'administration indiquait pour le projet SIRRI une part française incluant entre autres l'ensemble des prestations locales utilisées par les fournisseurs français), soit à des résultats de part française majorés (la majoration pouvant, par exemple, être de l'ordre de 15 % en valeur relative).

II. Éléments d'explication du niveau de la part française

L'étude de l'effet d'entraînement des investissements de développement des sociétés pétrolières françaises sur le secteur des fournisseurs de biens et services pétroliers conduit à considérer les trois facteurs suivants :

- . Attitude et marge de manœuvre des sociétés pétrolières françaises vis-à-vis de leurs associés étrangers éventuels et des pressions exercées par les gouvernements locaux.

- . Rôle des sociétés d'engineering associées aux projets de développement.

- . Attitude des industriels et entrepreneurs français, fournisseurs potentiels des sociétés pétrolières.

1. Attitude et marge de manœuvre des sociétés pétrolières françaises :

1.1. Evolution de la marge de manœuvre des sociétés pétrolières françaises :

Durant fort longtemps, les compagnies pétrolières occidentales ont bénéficié de conditions très favorables :

- un cadre juridique optimal, où les relations entre les compagnies et les pays producteurs étaient régies par des accords de concession, donnant aux sociétés occidentales une très large marge de manœuvre.

- un acquis technologique, commercial et financier, qui leur assurait un contrôle étroit du marché.

La prise de conscience de leur puissance par les gouvernements des pays producteurs de pétrole a fait évoluer cette situation dans un sens nettement défavorable aux sociétés pétrolières occidentales, en les privant désormais de leur pouvoir de décision (qui consistait en fait essentiellement à déterminer le volume de production devant être tiré d'une région donnée). Cette évolution se traduit en outre par un transfert de la puissance financière des sociétés pétrolières occidentales vers les pays producteurs, d'autant plus qu'un certain nombre de compagnies ("majors" américains notamment) avaient été incitées pendant les années qui suivirent la seconde guerre mondiale (pour des raisons fiscales entre autres) à s'organiser afin de concentrer leur profit dans la partie amont de leurs activités intégrées, et à accepter peu ou pas du tout de bénéfice dans les autres secteurs. Ce transfert financier pourra se traduire par la volonté des pays producteurs de contrôler le marché (achat de flottes, de capacité de raffinage...) au détriment des groupes occidentaux.

Parallèlement, le cadre juridique dans lequel évoluent les compagnies pétrolières a considérablement changé, qu'il s'agisse du type de contrats (évolution du régime de concession, très favorable aux compagnies pétrolières, vers les régimes de partage de production ou d'agence), ou de l'apparition et du renforcement des pressions directes exercées par certains pays sur les groupes pétroliers (protectionnisme...).

Ces diverses contraintes s'appliquent bien entendu aux décisions concernant l'exploitation des gisements (niveau de la production, destination du brut, prix de cession...), mais elles peuvent également réduire la marge de manœuvre des sociétés pétrolières, notamment en ce qui concerne le choix des fournisseurs. Ainsi, structure juridique et pressions protectionnistes sont-elles susceptibles de modifier très sensiblement la part des investissements de développement pouvant revenir à l'industrie française.

1.1.1. Influence du type de contrats :

L'étude des divers types de contrats (cf. Annexe 5, Document 1) montre que l'évolution de la concession vers des contrats du type concession avec participation, partage de production, ou agence, s'accompagne d'un renforcement du pouvoir de décision du gouvernement du pays producteur ou de la compagnie nationale.

Néanmoins il faut noter qu'un contrat donné, même s'il rend possible l'établissement d'un rapport de forces très favorable au pays producteur (ce qui peut aller jusqu'au pouvoir absolu de décision), n'implique pas nécessairement qu'il en sera ainsi en réalité. Et, de fait, pour un même type de contrat, l'attitude des pays ou des sociétés nationales peut varier très sensiblement d'un cas à un autre, pour des raisons liées notamment à l'importance des réserves découvertes dans le pays, la maturité des organismes administratifs et des structures industrielles, ainsi que la qualité de l'implantation locale ou des compétences techniques de la société étrangère.

1.1.2. Influence des pressions protectionnistes :

D'une façon générale, tout gouvernement d'un pays producteur intervient pour favoriser les industriels nationaux, dans la mesure toutefois où ceux-ci ont les compétences techniques requises et font des propositions commerciales à peu près du même ordre que leurs concurrents étrangers.

La vigueur des interventions et les moyens mis en œuvre par les gouvernements des pays producteurs ont, par contrecoup, une influence certaine sur les résultats des industriels français. Ces interventions peuvent revêtir les formes suivantes :

a) quasi-absence de contrôle :

C'est notamment le cas dans les pays où existe encore un régime de concession pure ou avec participation minoritaire (participation qui ne vise qu'à obtenir une fraction des hydrocarbures produits, et qui n'est pas liée à une idée de contrôle de la production ou des choix de développement). Une telle situation est caractéristique de l'Afrique Noire (par exemple, au Cameroun) ; les gouvernements n'insistent que pour favoriser quelques entreprises locales (notamment de travaux publics, ou de transport).

b) Contrôle par un organisme administratif :

Ce type de contrôle a été progressivement mis en place par les administrations britannique (OSO) et norvégienne (MOI) au fur et à mesure du développement des opérations pétrolières en Mer du Nord. Les contraintes qui en résultent pour les compagnies pétrolières (contraintes parfois très sévères, notamment dans le cas des Norvégiens qui ne sont pas tenus par des accords communautaires) sont détaillées en annexe.

Entre ces deux extrêmes (absence de contrôle gouvernemental et installation d'une structure administrative) toutes les nuances existent, mais la règle générale adoptée par les pays producteurs demeure l'introduction de leur société nationale, de préférence en position d'associé majoritaire, dans tous les projets de développement, ce qui leur permet de soumettre toute décision d'une société pétrolière occidentale à leur accord préalable.

1.2. Attitude des sociétés pétrolières françaises :

Malgré la réduction de leur marge de manœuvre, la CFP et la SNEA s'efforcent de favoriser les industriels français. Mais, lorsque la procédure d'appels d'offre internationaux est retenue pour la réalisation d'un projet, et dans la mesure où leur crédibilité et leur compétence sont en jeu, elles ne peuvent le faire qu'à partir de l'équivalence technique et commerciale des fournisseurs français. (A titre d'exemple de la façon dont est ressenti à l'étranger cet effort en faveur des industriels français, nous donnons en annexe un extrait d'un rapport d'enquête du ministère du commerce Canadien). D'autre part, lorsque des sociétés d'ingénierie étrangères ont été choisies, elles s'efforcent de promouvoir et de faire consulter les fournisseurs français potentiels (cf. paragraphe suivant).

Néanmoins, il faut remarquer que lorsqu'un gouvernement affiche des objectifs précis quant à la part que doit prendre son industrie nationale dans le développement des champs situés sur son territoire (c'est le cas notamment du gouvernement Norvégien), les sociétés pétrolières ont intérêt à suivre ces recommandations (voire à s'autocontrôler) dans le but de bien se placer pour les attributions ultérieures de permis d'exploration.

2. Rôle des sociétés d'ingénierie :

2.1. Description

Placées entre les compagnies pétrolières opératrices (ou opératrices déléguées selon les cas) et les fournisseurs de biens et services, les sociétés d'ingénierie occupent une position clé dans les réalisations de développement. Leur rôle peut même être renforcé lorsqu'elles assurent les fonctions de management, c'est-à-dire de supervision de tout ou partie du projet (ce fut notamment le cas au démarrage du développement du champ de Frigg). Lorsque la compagnie pétrolière ne joue que le rôle d'opérateur délégué, le conseil ou comité chargé de prendre les décisions le fera sur la base des préconisations non seulement de l'opérateur délégué, mais également de la société d'ingénierie.

Or, dans le domaine de l'ingénierie offshore, on constate une écrasante suprématie des Etats-Unis (avec notamment, Mac Dermott et Brown & Root, et leurs filiales européennes). Les sociétés françaises d'ingénierie marine sont très spécialisées et, à l'exception de Technip Geoproduction (créée depuis 3 ans seulement, et dont les seules références sont Garupa au Brésil, Petroland en mer du Nord hollandaise, et en développement on-shore, des installations de gas-lift en URSS), ne peuvent espérer coiffer l'ensemble d'un projet de développement important.

Ces sociétés d'ingénierie anglo-saxonnes entraînent dans leur sillage diverses filiales de fabrication ou de prestation de services, qu'elles essaient évidemment de favoriser dès que cela s'avère possible. Ainsi, Brown & Root a-t-il surdimensionné certains éléments destinés aux plates-formes de Frigg, afin qu'Elf soit contraint d'utiliser une barge Brown & Root, la seule à l'époque à être dotée d'une grue capable de lever de tels poids. Outre les impératifs commerciaux internes aux groupes multinationaux dont elles font partie, ces sociétés anglo-saxonnes ont une action défavorisant les industriels français, soit en raison de la tendance naturelle de leur personnel à s'adresser aux industriels de leur pays par facilité ou par intérêt (intérêt à moyen ou long terme par l'établissement de relations commerciales permettant à leur entreprise d'espérer d'autres contrats, et à court terme par des incitations financières directes des fournisseurs alimentant une "caisse noire"), soit par ignorance de l'existence et de la compétence de concurrents français (utilisation de fichiers anglo-saxons).

Or les moyens d'éliminer une société française pouvant être intéressée par la fourniture de certains biens ou services, sont nombreux :

- . au niveau de l'étude elle-même, le choix de spécifications plus restrictives que celles habituellement utilisées dans un pays donné peut en pratique exclure tout fournisseur potentiel de ce pays ;
- . lors du choix des destinataires de l'appel d'offre ("bidders list"), la société d'ingénierie peut ignorer certains fournisseurs avec lesquels elle n'a pas eu l'occasion de travailler auparavant et qui ne figurent pas dans ses fichiers ;
- . lors du dépouillement des appels d'offre et de l'établissement du tableau de comparaison, elle peut refuser d'admettre des spécifications équivalentes, ou de renégocier des conditions de livraison ou de paiement dont l'importance pour l'attribution du contrat n'a pas été précisée aux entreprises consultées.

Il faut également ajouter pour mémoire certaines méthodes moins honnêtes (envoi des documents à une adresse incomplète, envoi de dossiers incomplets, négociation avec une des sociétés consultées, caisse noire...) qui ne sont hélas pas l'exception en raison des montants considérables en jeu (pour des exemples concrets de ces pratiques se reporter à l'annexe détaillant le cas GASCO).

D'autre part, indépendamment de la nationalité de la société d'ingénierie, la localisation géographique des équipes travaillant sur le projet, et notamment du bureau d'achat, joue un rôle capital. En effet, seuls les achats de matériels sophistiqués donnent lieu à des négociations entre opérateur et société d'ingénierie pour le choix du fournisseur (négociations qui se placent sur un plan technico-commercial, et qui se concluent par un arbitrage qualité/prix/délai de livraison). Par contre, il n'est pas question pour l'opérateur de remettre en cause les choix de la société d'ingénierie pour les matériaux standard de grande consommation. A titre d'exemple, dans le projet GASCO, la société d'ingénierie Bechtel UK, basée à Londres, a effectué 85 % des achats de "petit matériel" sur le marché britannique (cf. Annexe GASCO, 3.1.2.1.2).

2.2. Arbitrage entre société d'ingénierie et société pétrolière :

La présence d'une société pétrolière française en position d'opérateur (éventuellement délégué) ou celle d'une société d'ingénierie française chargée de l'étude de tout ou partie d'un projet ont toutes deux un effet bénéfique considérable sur la valeur ajoutée française incluse dans les réalisations. Il est cependant fondé de se demander si, au plan politique, un pays producteur accepterait de confier l'étude d'un projet de développement à une société d'ingénierie de même nationalité que celle de l'opérateur délégué, chargé du contrôle, et donc d'envisager un éventuel arbitrage des pouvoirs publics en faveur d'un pôle ou de l'autre, dans le but d'améliorer les résultats qu'obtiendront les industriels parapétroliers français.

Face à ces considérations théoriques, la pratique montre que la coexistence d'une société pétrolière et de sociétés d'ingénierie françaises est possible même dans des pays où la société nationale est active (cf. Annexe 1,4 ; Zakum supérieur, Abu Dhabi). Cette affirmation conduit à suggérer une politique d'optimisation de chaque composante en fonction de la situation, et à ne pas craindre de pénaliser le secteur parapétrolier en favorisant l'introduction d'une société pétrolière française dans un projet donné.

3. Attitude des industriels et entrepreneurs français :

L'analyse de l'attitude des industriels français lors de la négociation des contrats dans les projets étudiés met en évidence de nombreux cas d'incompétence commerciale qui ont été à l'origine de l'échec de certaines transactions.

3.1. Le manque de sérieux :

En ce qui concerne le projet GASCO (cf. annexe 1), avant de proposer aux sociétés anglo-saxonnes d'ingénierie d'inclure une société française parmi les destinataires d'un appel d'offre international, la CFP avait soin de contacter l'industriel en question pour s'assurer de sa compétence et de l'intérêt éventuel qu'il portait à l'obtention du contrat. Malgré ces précautions préliminaires, plus de 40 % des sociétés françaises consultées n'ont pas répondu à de tels appels d'offre, contre moins de 30 %

pour leurs concurrents étrangers. Une telle attitude se traduit par une diminution du poids des interventions de la C.F.P. face aux sociétés d'ingénierie (perte de crédibilité...). D'autre part, parmi les réponses des sociétés françaises certaines sont incomplètes ou fort mal préparées, les cas les plus choquants ayant consisté dans le simple envoi de la photocopie de quelques feuillets d'un catalogue en réponse à un appel d'offre de plusieurs dizaines de pages, ou dans l'absence de cotation pour un marché de plusieurs millions de dollars sous prétexte que le responsable était en stage de formation (Vallourec), ou dans le refus des conditions commerciales d'Abu Dhabi (USINOR pour un contrat d'environ un million de dollars).

3.2. Ignorance et maladresse face aux mécanismes du commerce international :

Certaines sociétés françaises ont vu leur dossier rejeté à la suite de maladresses liées à une mauvaise connaissance des mécanismes d'appel d'offre, comme par exemple :

- le refus de coter en dollars ;
- le refus d'une société mère de donner sa garantie pour une filiale.

Pour certains marchés éloignés, on constate parfois une ignorance totale des règles commerciales. En Abu Dhabi, par exemple, où une société qui n'utilise pas les services d'un "sponsor" et/ou n'est pas enregistrée localement, n'a aucune chance de décrocher de contrat (ces pratiques sont d'ailleurs reconnues officiellement dans ce pays). On remarque actuellement un effort sensible des Ministères des Affaires Étrangères et du Commerce Extérieur en vue d'aider les industriels français à mieux connaître de telles règles, en particulier par le renforcement et le renouvellement des conseillers commerciaux en poste dans les diverses ambassades (cet effort apparaît d'autant plus nécessaire que l'on cite les exemples caricaturaux de conseillers commerciaux basés depuis de nombreuses années dans des pays anglophones, et ne parlant pas anglais).

3.3. L'absence de dynamisme commercial

Dans le domaine parapétrolier très soumis à des variations brutales de conjoncture, certains entrepreneurs ont su, à temps, se diversifier géographiquement et techniquement, alors que d'autres subissaient de plein fouet la diminution du niveau des commandes des sociétés pétrolières nationales (par exemple, à la fin des gros investissements en Mer du Nord). D'une façon générale, il faut noter l'hésitation des industriels et entrepreneurs français à ouvrir des agences à l'étranger, ainsi que l'extrême réticence à s'associer entre eux ou avec des sociétés étrangères.

III - Secteur parapétrolier marin : analyse et perspectives

1. Structure du secteur parapétrolier marin

1.1. Les intervenants

Malgré la création de divisions offshore dans de nombreux grands groupes industriels - création liée à une période de croissance très forte de la demande en biens et services parapétroliers au cours des années 1970 à 1975 -, le nombre de sociétés parapétrolières marines avec un chiffre d'affaires dans le secteur significatif est très limité. Ainsi, d'après des sondages effectués récemment par l'I.F.P., on peut estimer que huit sociétés représentent environ 70 % des activités parapétrolières marines. Il s'agit pour les fournisseurs d'équipements de : E.T.P.M., UIE-Amrep, Sea Tank Co, C.F.E.M., et pour les prestataires de service de : COMEX, Forex Neptune, C.G.G. et Foramer (cf. annexe 5, document 4). A celles-ci il faut cependant ajouter, entre autres, Intersub, Technip geoproduction, O.T.P. pour les prestataires de service, et C.G. Doris, Coflexip, C.M.P. pour les fournisseurs d'équipement, qui jouent un rôle non négligeable dans des créneaux spécifiques.

Dans le secteur parapétrolier marin, le chiffre d'affaires cumulé des sociétés françaises - les ventes de produits sidérurgiques, tels les tôles ou les pipelines, étant exclues - représente six milliards de francs, dont les deux-tiers sont des fournitures d'équipements et le tiers correspond à des prestations de service.

Cependant, si le secteur parapétrolier marin français comporte peu de sociétés importantes, celles-ci sont, malgré leur faible nombre, en vive concurrence dans certains domaines (plates-formes en béton, plongée...) et elles ne sont pas en mesure d'offrir la totalité de la gamme de biens et services utilisés dans les opérations de développement de champs pétroliers. D'autre part, la distinction entre sociétés de service et fournisseurs de biens d'équipements ne doit pas être prise au pied de la lettre ; ces dernières sociétés, s'étant intégrées, proposent également des services en rapport avec les équipements qu'elles offrent (E.T.P.M., classé fournisseur de pipelines, occupe une position éminente par son savoir-faire dans la pose, l'ensouillage...).

1.2. Les relations avec les parties en présence

Il règne parmi les industriels du secteur parapétrolier un sentiment général de méfiance, qui se traduit par une réticence à tenter des associations. De plus, les informations circulent mal au sein de ce secteur, malgré la prolifération d'organismes dont la représentativité semble douteuse et qui contribuent à la confusion générale.

Cette attitude n'est pas étrangère à la politique des groupes pétroliers français et pose des problèmes dans les rapports de l'administration avec les responsables de ces groupes industriels.

1.2.1. Relations avec les sociétés pétrolières :

Les sociétés pétrolières françaises, clientes de ces industriels parapétroliers, ont pu agir sur la structure du secteur parapétrolier à l'occasion de négociations de contrats (destinés à des champs qu'elles exploitaient généralement sous le régime de la concession et donc sans contraintes extérieures), elles avaient la possibilité de susciter des associations entre fournisseurs pour avoir le maximum de garanties concernant les délais demandés et la qualité requise.

La pression des pouvoirs publics et leur tendance naturelle les poussant à acheter des biens et services français, les sociétés pétrolières nationales ont stimulé une concurrence au sein des candidats potentiels français, afin d'éviter qu'un fournisseur - pratiquement imposé en raison de sa nationalité - ne soit en position de monopole et tenté d'en profiter au niveau des prix. Cette logique s'est même traduite par la création de toutes pièces de concurrents de sociétés trop implantées sur un secteur : ainsi, la SNEA a-t-elle favorisé Sea Tank Co en lui attribuant par une procédure de quasi gré à gré la plate-forme TP 1, au détriment de CG DORIS qui avait obtenu l'ingénierie de CDP 1.

Actuellement, un nouveau style de relation se développe par la force des choses ; les sociétés pétrolières n'ont plus les mains libres, et de décideurs, elles sont devenues superviseurs. A la notion de client, se superpose parfois pour les industriels du secteur parapétrolier - sans toutefois l'effacer - l'image d'une société pétrolière elle aussi fournisseur d'un service (le management) à l'adresse des sociétés nationales des pays producteurs de pétrole, qui deviennent les véritables clientes. Ainsi la politique de coopération industrielle, actuellement adoptée par la CFP notamment, consiste à proposer un service - le savoir-faire - et à essayer d'entraîner ensuite dans le sillage des biens et services parapétroliers constituant les fournitures en aval.

Néanmoins, l'effet catastrophique de la baisse du niveau des commandes des groupes pétroliers français auprès des industriels parapétroliers sur la situation financière de ceux-ci, montre que l'emprise de la SNEA et de la CFP sur les fournisseurs français de biens et services pour l'offshore demeure très importante. Cette emprise pourra donc être utilisée à des fins de restructuration à l'occasion de la négociation d'éventuels gros contrats de développement (voir supra).

1.2.2. Rapports avec l'administration :

Etant entendu qu'une entreprise est par définition un ensemble multiforme touchant à un grand nombre d'administrations (Finances, Travail, Industrie, Affaires Sociales, Santé, Commerce Extérieur, ...), il sera question des rapports entre les sociétés parapétrolières et l'administration dans le seul cadre de la conduite d'une politique industrielle du secteur.

.../...

L'intervention administrative, lorsqu'elle s'exerce directement, consiste essentiellement à soutenir financièrement l'effort de recherche entrepris par certains industriels dans le domaine de l'exploration et du développement (programme d'études pétrolières marines financé par le Fonds de Soutien aux Hydrocarbures, Chapitre I).

Un organe consultatif, le Comité d'Etudes Pétrolières Marines (C.E.P.M.) instruit les différents dossiers, et le Directeur des Hydrocarbures, par délégation du Ministre de l'Industrie, détermine les affectations du F.S.H. pour chacun. Cependant, comme certains autres industriels parapétroliers et des responsables des sociétés pétrolières sont souvent associés à cette procédure, un industriel peut être tenté de ne rechercher des subventions que pour des projets dont la concrétisation n'est prévisible qu'à moyen ou long terme et financer seul un projet à plus courte échéance, dont il souhaite maintenir le caractère de confidentialité.

L'administration agit également sur le secteur parapétrolier par le biais des sociétés pétrolières - dont elle exerce la tutelle - au niveau des retombées de décisions concernant par exemple l'évolution de la politique d'exploration ou d'investissements à l'étranger.

2. Situation actuelle : problèmes et perspectives

Les quelques remarques qui vont suivre n'ont pas pour but de fournir une analyse détaillée de la situation du secteur parapétrolier, mais de mettre en évidence l'hétérogénéité des problèmes rencontrés, ainsi que l'aptitude variable des industriels français à les résoudre. Elles soulèvent également le problème de la concurrence créée par des entreprises subventionnées.

2.1. Eclairage sur la situation actuelle

2.1.1. Diversité de la situation suivant les secteurs et les entreprises

Après la croissance exceptionnelle qu'a connue le secteur parapétrolier marin français entre 1970 et 1975, on assiste actuellement à une phase de tassement et même de repli. Cette tendance générale, dont les causes sont essentiellement le ralentissement des commandes en Mer du Nord et une concurrence nouvelle de fournisseurs de certains pays, compliquée par des mesures protectionnistes et discriminatoires plus strictes de ces gouvernements (cf. II.1.2.), ne doit pas cacher une grande diversité de situations suivant les produits ou services fournis, ou selon la diversité géographique des clients des diverses sociétés parapétrolières.

Les sociétés de service, malgré la progression de leur chiffre d'affaires, ont dû se livrer à des opérations de rationalisation de leur activité pour préserver leur part du marché mondial (compression de personnel, utilisation de matériel plus adapté...).

.../...

Les fournisseurs de biens d'équipement sont diversement touchés par la crise actuelle. Ainsi, suite à la tension pétrolière de 1973 et à l'activité fébrile qui régnait en Mer du Nord, le marché des plates-formes d'exploration a été excessivement gonflé, et le ralentissement de la demande a provoqué un excès d'offre, avec les conséquences néfastes prévisibles pour les entrepreneurs de forage, qui ont vu les prix de location journaliers chuter vertigineusement, et les constructeurs (comme CFEM), qui n'ont pas obtenu de commandes de semi-submersibles depuis le mois de mars 1974. Une reprise possible est liée aux utilisations de semi-submersibles comme plates-formes de production, voire hôtels flottants, et à une relance éventuelle de l'exploration favorisée par l'octroi de nouveaux permis miniers ou de nouvelles augmentations du prix du pétrole.

Parallèlement à cette situation extrêmement déprimée du secteur des fabricants de plates-formes d'exploration, les fabricants de plates-formes de production fixes bénéficient d'un marché plus favorable (surtout pour les jackets métalliques, au détriment des plates-formes en béton).

Devant le ralentissement de l'activité en Mer du Nord et la diminution des commandes des sociétés pétrolières françaises, certains industriels ont vu leur carnet de commande réduit à zéro et leur chiffre d'affaires chuter de 75 % en un an, se trouvant acculés à la faillite ou contraints de s'intégrer au sein d'une entreprise viable. D'autres - comme ETPM par exemple - ont entrepris une diversification géographique vers le continent américain ou l'Extrême-Orient, technique, en se dotant de moyens plus adaptés et en utilisant de nouvelles technologies, et commerciale, en créant de nouvelles filiales spécialisées dans des créneaux connexes de leurs activités et qui paraissent porteurs.

2.1.2. Problème des chantiers navals

Le légitime effort de diversification des chantiers navals durement touchés par la crise actuelle, provoque inquiétude et indignation dans les rangs des industriels parapétroliers.

Les chantiers navals ont, en effet, tendance à rechercher des débouchés sur le marché de la chaudronnerie ou des jack-up. Si, à l'évidence, des sociétés concernées par ces marchés comme C.F.E.M. ou C.M.P. ne peuvent se réjouir de voir se créer de nouveaux concurrents, le problème posé se situe, en fait, au plan de l'aide de l'Etat. En effet, pour la réalisation de ces travaux, les chantiers navals bénéficient de subventions de la Direction Générale de la Marine Marchande, ce qui crée une concurrence déloyale pour les sociétés parapétrolières intéressées, qui se superpose à la concurrence de chantiers d'autres pays, également subventionnés par les gouvernements locaux.

Cette situation induit des comportements biaisés de la part des industriels parapétroliers : pour construire un jack-up, la société française parapétrolière calcule son coût et essaie d'avoir connaissance du prix du concurrent étranger le mieux placé. Connaissant la subvention horaire accordée à un chantier naval

français, elle déduit alors le nombre d'heures de travail, qu'elle doit lui céder, en sous-traitance ou en association, pour pouvoir aligner le prix total proposé sur le concurrent étranger. S'il reste une part non négligeable du travail à réaliser par la société parapétrolière, l'opération est viable ; sinon elle renonce à l'obtention du contrat.

Un exemple de ce comportement est fourni par l'attribution d'un contrat de fabrication d'un jack-up de service destiné à Foramer pour ses opérations à Abu Dhabi (Novembre 1978). Le processus décrit précédemment a conduit CNIM et CFEM à renoncer à leur association car le prix ainsi proposé était supérieur à celui de la concurrence de Singapour ; par contre CNIM seul, du fait de l'obtention d'une subvention pratiquement doublée, a pu obtenir le contrat en s'associant à une société d'ingénierie hollandaise (I.H.C., qui se trouve être un des actionnaires de Foramer).

Ainsi, une société parapétrolière compétente et en difficulté, a perdu un contrat important du fait de l'effet pervers du jeu des subventions. Il serait donc souhaitable de moduler l'automatisme de l'attribution des subventions aux chantiers navals en fonction de leur activité de diversification, et que les pouvoirs publics veillent à ce que cette diversification se fasse dans le cadre d'une meilleure concertation avec les industriels du secteur concerné.

2.2. Faut-il créer une grande société d'ingénierie marine française ?

L'idée de souhaiter la création d'une grande société d'ingénierie marine française se traduit logiquement de deux observations complémentaires. Tout d'abord, l'étude de la part française contenue dans des opérations de développement de champs pétroliers montre l'extrême importance du rôle des sociétés d'ingénierie et, par là même, de leur nationalité et siège. D'autre part, à l'exception de Technip Geoproduction - de création récente et manquant encore de références (avec seulement l'étude complète de deux développements offshore), les sociétés d'ingénierie françaises, spécialisées dans l'offshore, n'offrent pas des compétences globales dans ce domaine, mais sont très "sectorielles" et aucune ne peut prétendre coiffer seule l'ensemble de l'ingénierie du développement d'un champ.

Ainsi, intégrer au noyau constitué par exemple, par Technip Geoproduction des équipes d'ingénieurs issus de diverses sociétés aux compétences complémentaires (C.G. DORIS, E.M.H., O.T.P.,...) afin de constituer un interlocuteur crédible des sociétés pétrolières françaises et étrangères et un point fort pour l'administration lors de négociations sur l'approvisionnement en pétrole de pays à pays, peut apparaître comme un projet séduisant. Sa réalisation est à terme souhaitable, mais sa mise en application immédiate paraît dangereuse, sinon impossible.

Les départements d'ingénierie spécialisée qui ont été mentionnés précédemment sont en général intégrés à des groupes industriels, qui ne se limitent pas uniquement aux activités parapétrolières. Détacher ces départements pour les lier à

.../...

une grande société d'ingénierie offshore risquerait de les fragiliser en les exposant aux caprices du seul marché parapétrolier (alors que dans la situation actuelle, en cas de crise du secteur parapétrolier, les départements d'ingénierie peuvent se déployer vers les activités plus favorisées de leurs groupes ou simplement bénéficier de leur soutien financier). Il faudrait également que les sociétés pétrolières françaises s'attachent à définir les limites de leur activité en matière d'ingénierie afin que s'effectue un transfert vers les sociétés d'ingénierie nationales.

Mais l'obstacle fondamental à la réalisation à très court terme de cette société d'ingénierie française est qu'elle ne peut être réalisée, dans la situation présente, que par des décisions et pressions administratives, qui ne susciteront pas de consensus et sont quasiment condamnées à l'échec. Cette évolution n'est possible que sous la conduite des pétroliers français qui, en accord avec la politique souhaitée par l'administration, pourront imposer les orientations voulues. Mais une telle modification de la structure du secteur parapétrolier n'est guère plausible "à froid", et elle ne peut se réaliser qu'à l'occasion de nouveaux gros projets de développement de champs qui restent à être découverts par les pétroliers français, ou à la veille de la mise en œuvre d'une nouvelle technologie offshore (décision de relance de l'offshore profond, par exemple) ; ces deux types de situation donnent en effet des instruments de persuasion aux groupes pétroliers français, par la perspective de l'affectation d'importants contrats.

On pourrait envisager que le CEPM s'engage dans une réflexion sur les besoins de la profession à court et moyen terme, et qu'en s'inspirant des procédures DGRST d'action concertée, il oriente les recherches en lançant des appels d'offres appropriés. Cette politique peut à terme susciter des regroupements entre industriels parapétroliers complémentaires.

3. Sortie de la crise et politique de l'offshore profond

Une grande majorité d'industriels du secteur parapétrolier français estime que le seul moyen de sortir de la crise actuelle passe par une nette augmentation des dépenses d'exploration et de production des groupes pétroliers français. Il s'agit à l'évidence d'une condition suffisante. Cependant, les industriels parapétroliers paient aujourd'hui leur relative imprévoyance d'hier, et en particulier les conséquences de leurs politiques commerciales inadaptées (vulnérabilité aux mesures protectionnistes, accrue par les hésitations et les refus de s'associer avec des groupes industriels de pays producteurs qui étaient très demandeurs il y a cinq ans ; absence d'efforts de redéploiement géographique, induisant un effet de choc plus important lors de la baisse de l'activité en Mer du Nord) de sorte qu'une présente absence d'initiatives au niveau technique ou commercial peut prolonger la crise d'aujourd'hui à demain.

Quant à la reprise de l'exploration des groupes pétroliers nationaux, l'octroi de permis favorables au nord du 62ème parallèle permet de nourrir certains espoirs. D'autre part, le problème de l'offshore profond est complexe : les opérateurs pétroliers sont déçus par les résultats des sondages effectués à plus de 1 000 m de fond et qui se sont tous révélés négatifs. Cependant, les sondages sont trop dispersés

pour qu'il soit possible de se faire une opinion définitive. La décision des sociétés pétrolières françaises de se lancer dans un programme intensif d'exploration offshore ne peut être prise sur des bases de seule rentabilité financière et d'analyse de risque. Elle pose, pour l'administration, les questions de la sécurité d'approvisionnement, de l'équilibre du commerce extérieur, ... qui dépassent largement le cadre de cette étude. Une prise en charge par l'Etat d'une partie du risque lié à ce pari, semble nécessaire au cas où l'administration souhaiterait voir un groupe pétrolier français se lancer dans l'aventure.

Conclusions

Cette étude conduit à formuler quelques réflexions sur la notion de part française, son calcul, et son utilisation comme critère de jugement des investissements des compagnies pétrolières françaises et estimateur des bonnes relations pétroliers/parapétroliers français.

a) Quantification de la part française :

Les tentatives de quantification entreprises dans cette étude ont mis en évidence :

- la difficulté de la définition de cette part française.
- l'absence des données nécessaires, liées à l'inadéquation des structures comptables existant au sein des compagnies pétrolières à la résolution du problème posé (une mise en place de structures ad hoc doit entraîner au remodelage très profond de l'organisation telle qu'elle existe).

Les auteurs de cette étude n'ont d'ailleurs pas été les seuls à rencontrer de telles difficultés, puisque des organismes administratifs qui ont le plus grand besoin de connaître ce que l'on appelle la "part française" ont renoncé - sauf cas rares et ponctuels - à surmonter ces problèmes.

Dans le cadre des relations de l'administration avec les pétroliers et les industriels parapétroliers, il faut renoncer à utiliser cette notion ; on vient de constater qu'elle était extrêmement difficile à appréhender, et même si les sociétés pétrolières définissent une part française dans leurs réalisations, l'administration n'a aucun moyen de contrôle (les recoupements effectués dans cette étude entre la part française déclarée et la véritable valeur ajoutée française sont révélateurs !). D'autre part, même si on réussissait à cerner une part française qui ne soit pas trop biaisée, on ne pourrait a priori rien en déduire quant à l'attitude des sociétés pétrolières face à leurs fournisseurs français (si une société parapétrolière française sous-traite à l'étranger la quasi-totalité de son contrat la part française sera négligeable sans que la responsabilité des pétroliers ne soit engagée). De même, une estimation du montant de contrats attribués aux sociétés françaises n'a, par le jeu des sous-traitances implicites ou des associations, guère de signification.

b) Contrôle des sociétés pétrolières

Les remarques précédentes doivent inciter l'administration à renoncer au contrôle quantitatif. La raison majeure tient d'ailleurs au fait que les sociétés pétrolières françaises ne sont plus en position de décideurs dans la plupart des pays où elles opèrent ; il est donc dérisoire de vouloir leur imposer des contraintes qu'elles ne peuvent s'engager à respecter, car elles n'ont plus la maîtrise des décisions qu'il

leur faudrait prendre pour ce faire (exemple de telles contraintes irréalistes : imposer un minimum de part française pour autoriser un investissement de développement à l'étranger).

De plus, avant de se lancer dans une campagne d'exploration ou une opération de développement, les sociétés pétrolières considèrent les points suivants :

- . rentabilité attendue et analyse prévisionnelle des risques potentiels (d'exploration, politiques, commerciaux, ...)
- . niveau d'accès au brut espéré ou proposé (qui présente un grand intérêt au niveau de la politique nationale d'approvisionnement)
- . possibilité d'inclure des biens et services français dans les réalisations présentes ou futures.

Ainsi, l'aspect de l'entraînement de l'industrie française lié aux investissements pétroliers à l'étranger ne représente qu'une seule facette (certes importante) de l'ensemble des éléments justifiant la décision ; il ne saurait donc être question de refuser, par exemple, à une société pétrolière la possibilité de réaliser un investissements très rémunérateur ou donnant un accès au brut important, pour la seule raison que, du fait de sa situation géographique ou politique, les fournisseurs français d'équipements ou de services risquent d'être défavorisés.

c) Relations avec les industriels du secteur parapétrolier :

Dans le domaine de la vérification par les pouvoirs publics des "sentiments de bonne disposition" des sociétés pétrolières à l'égard des fournisseurs français - la présente étude montre qu'il ne faut pas leur faire de procès d'intention à ce sujet - , la meilleure méthode pour la Direction des Hydrocarbures est d'entretenir des relations suivies avec les industriels parapétroliers, qui lui feront part, à l'évidence, de tout changement éventuel d'attitude sur ce point. Dans un cadre plus général, une telle concertation paraît très souhaitable.

ANNEXE 1 : PROJET CFP = GASCO (ABU DHABI)

1. Présentation du projet GASCO!

1.1. Description technique du projet :

Le projet GASCO a pour objectif de valoriser les gaz associés produits sur les gisements de brut on-shore d'Abu Dhabi (25 à 30 millions de m³/jour) par la récupération des liquides de gaz naturel (propane - butane et pentanes plus) qui y sont contenus.

Le projet consiste en trois usines d'extraction situées sur les champs de brut de Bu Hasa, Bab, Asab et ultérieurement Sahil. Les liquides de gaz naturel sont ensuite transportés par pipe jusqu'à l'usine de fractionnement de Ruwais où sont également construits des stockages et des installations de chargement pour l'exportation des produits par navire.

Les produits commerciaux se répartiront de la façon suivante :

Propane	1,22 million tonnes/an
Butane	1,41 -
Pentanes plus	2,13 -
	4,76 millions tonnes/an

1.2. Structure juridique :

GASCO est une société enregistrée à Abu Dhabi et créée par une loi du gouvernement d'Abu Dhabi, dont les participants ADNOC, CFP, SHELL et PARTEX sont liés par un accord de "Joint Venture".

Les pourcentages de participation sont :	ADNOC	68 %
	CFP	15 %
	SHELL	15 %
	PARTEX	2 %

GASCO est propriétaire, construit et opérera l'ensemble des installations.

GASCO finance ses investissements par capitaux propres fournis par les actionnaires au prorata de leur participation et dans la limite de \$ 400 millions. D'autre part, un emprunt de \$ 1 200 millions a été négocié avec l'ADIA, Abu Dhabi Investment Authority.

ADNOC fournira par contrat le gaz associé à chacun des participants GASCO prendra livraison de ce gaz, le traitera et livrera au prix de revient à chaque participant sa part de produits commerciaux.

Le principe de base de cet accord est que GASCO ne devra normalement réaliser ni profit, ni perte.

L'accord pour la fourniture de gaz prévoit que les participants ne paieront le gaz associé fourni par ADNOC à GASCO que dans la mesure où leur revenu net réel ("actual operating income") dépassera leur revenu objectif ("target operating income"), ce dernier étant fonction de leur part de l'investissement total.

Une clause de moratoire suspendant l'obligation pour les participants de payer le coût de production à GASCO est susceptible de s'appliquer notamment en cas d'action du gouvernement d'Abu Dhabi ayant pour conséquence une réduction du gaz disponible.

1.3. Organisation de GASCO :

Le conseil ("board of directors") comprend 7 membres : 4 représentants d'ADNOC, un de CFP, un de SHELL et un de PARTEX.

Toute décision de ce conseil devra être approuvée par ADNOC et par au moins un représentant de CFP ou de SHELL, à l'exception de certaines décisions qui devront être prises à l'unanimité.

Le premier directeur général ("general manager") a été nommé conjointement par CFP, SHELL et PARTEX, les suivants par ADNOC avec approbation du Conseil.

Le directeur du projet ("project director") de GASCO est le responsable de la construction des installations pour le projet. Il a été nommé par ADNOC. Il est assisté par le "Project Directorate" composé de personnel fourni par les participants et chargé de coordonner les travaux des maîtres-d'oeuvre.

1.4 Rappel historique :

Les premières négociations dans le but d'élaborer un projet pour la valorisation des gaz associés des champs on shore eurent lieu dès 1968.

La société d'engineering Bechtel fut choisie, et en 1973 les premières commandes de matériel furent passées. Mais en parallèle, les négociations ADPC - ADNOC pour la fourniture du gaz n'ont pas abouti (elles ont buté sur les pourcentages de participation et le partage des profits).

Le projet a alors été mis en sommeil (1974), et n'a revu le jour qu'en 1977 avec SHELL, CFP et PARTEX associés à ADNOC (BP, MOBIL et EXXON présents lors de la première phase ont abandonné).

Le matériel déjà acheté (environ \$ 70 millions) a été repris par GASCO ("gas assets"). Ces achats ont été effectués selon les recommandations de 2 conseillers techniques CFP détachés auprès d'ADPC.

1.5 Accords techniques pour la réalisation du projet :

Ces installations se composent de 4 "packages" qui ont été regroupés en 3 parties. Par 3 accords de construction CFP, SHELL et ADNOC s'engagent à agir en tant qu'opérateur délégué pour le compte de GASCO, chacune de ces sociétés étant responsable de la construction d'une partie des installations.

Maître d'oeuvre	Installations	Engineering
CFP	- Usines d'extraction de Bab, Asab (et Sahil)	FLUOR
	- Usine d'extraction de Bu Hasa	BECHTEL
ADNOC	Pipelines et télécommunications	CREST U.K.
SHELL	Usine de fractionnement de Ruwais et jetée de chargement	BECHTEL

Chaque société, CFP, SHELL, et ADNOC, sera rémunérée au prix de revient pour ses services de supervision, d'engineering, de mise en place de matériels et de construction.

Les budgets prévisionnels pour les 4 packages sont (en US \$) :

		opérateur délégué
Bu Hasa	288 900 000	) 596 900 000 (CFP)
Bab, Asab (et Sahil)	308 000 000	)
Ruwais et jetée de chargement		605 000 000 (SHELL)
Pipeline et télécommunication		85 600 000 (ADNOC)

!2. Mécanismes et rapports de force!

2.1 Choix des sociétés d'engineering

Bechtel a été choisi en 1973 par A.D.P.C. lors de la première étude pour l'engineering de l'usine de Bu Hasa. Lors de la reprise du projet en 1977, ADNOC pour le compte de GASCO a signé un nouveau contrat avec Bechtel.

Pour les usines de Bab et Asab, le choix de la société d'engineering a été décidé avant que la C.F.P. ne soit choisie pour la supervision de cette partie du projet et le rôle de celle-ci s'est limité à éviter que Bechtel ne soit à nouveau sélectionné (émulation entre les deux sociétés d'engineering, Bechtel et Fluor, dont le savoir faire sera jugé à partir de ces réalisations).

Il est important de noter qu'aucun contrat ne lie la C.F.P. d'une part, Bechtel ou Fluor d'autre part. Gasco a signé avec Bechtel et Fluor des contrats d'engineering et de direction de projet, la C.F.P. ayant un rôle de contrôle.

Les études sont menées à Londres et mobilisent 600 à 700 personnes.

2.2 Mécanisme des appels d'offre

- Bechtel ou Fluor établissent les spécifications techniques pour le dossier d'appel d'offre et les soumettent à la C.F.P. pour contrôle, avec une liste de fournisseurs recommandés.
- La C.F.P. étudie les spécifications et les fait éventuellement modifier. Elle agit de même pour la liste des fournisseurs et adresse le tout au Directeur de projet de GASCO.
- GASCO, en la personne du Directeur de Projet, arrête la liste des sociétés à consulter, sans justifier d'éventuelles modifications.
- Les appels d'offre sont lancés et les réponses parviennent sous plis cachetés. Fluor et Bechtel dépouillent les offres et communiquent à la C.F.P. les tableaux de comparaison, avec le fournisseur qu'elles préconisent.
- La C.F.P. vérifie les motivations de la préconisation par la société d'engineering et émet une recommandation au Directeur du projet GASCO.
- GASCO prend la décision finale.

Le principe de base est de choisir le fournisseur techniquement acceptable le moins cher. Nous étudierons par la suite quelques dérogations fondamentales à ce principe de base.

2.3 Attitude et poids des différentes parties

2.31 Attitude des sociétés d'engineering

Par conservatisme et inertie, les sociétés d'engineering, à personnel entièrement anglo-saxon (y compris le bureau d'achat, notamment) ont une tendance naturelle à favoriser les fournisseurs de leur pays. Cela se traduit par la préférence donnée aux sociétés britannique lors de la détermination de la "bidders'list", mais surtout, de façon plus incidieuse, au travers du choix des spécifications (refus d'admettre des spécifications équivalentes aux normes anglo-saxonnes dans l'énoncé de l'appel d'offre).

2.32 Rôle et marge de manoeuvre de la C.F.P.

Le mécanisme des appels d'offre présenté précédemment montre que la marge de manoeuvre de la C.F.P. est faible, entre les orientations techniques des sociétés d'engineering et le pouvoir de décision du client GASCO (et derrière lui d'ADNOC). Ceci va de pair avec le fait que, le rôle de la C.F.P. se limitant officiellement au contrôle, les rapports de force en personnel sont de l'ordre de 1 à 10 en faveur des sociétés d'engineering.

Pour une action efficace, la Direction Développement de la C.F.P. doit mobiliser du personnel très qualifié (le contrôleur doit être plus compétent que le contrôlé), ce qui peut poser des problèmes en cas de démarrage simultané de plusieurs projets de développement.

Toutefois, la C.F.P. dispose de possibilités d'intervention susceptibles d'améliorer la performance des Sociétés françaises. Au niveau des spécifications, elle lutte continuellement pour éviter l'élimination d'office de fournisseurs français, par exemple en cas de non conformité aux British Standards.

Elle s'assure que des sociétés françaises compétentes ne sont pas oubliées, et est amenée à jouer dans certains cas le rôle de "représentant" d'industriels français auprès de Bechtel et Fluor, à qui elle les fait connaître (visite d'usines en France, ...). Cette action porte également ses fruits à long terme dans la mesure où elle permet parfois d'introduire de telles entreprises dans les fichiers informatiques de Bechtel et Fluor. Au moment de l'appel d'offre, la C.F.P. s'assure du bon acheminement vers les sociétés françaises (coups de téléphone préparatoires, vérification d'adresse et de service destinataire). Après le dépouillement des réponses et en cas de désaccord sur la préconisation faite par la société d'engineering - désaccord toujours officiellement cristallisé sur un différend technique ou commercial - la C.F.P. tente de persuader Bechtel et Fluor du bien-fondé de sa position afin d'aboutir à une recommandation commune à GASCO. En cas de désaccord persistant, GASCO, client, tranche. Dans le cas d'un accord technique entre la C.F.P. et la société d'engineering, la C.F.P. a un pouvoir de décision sans appel pour les achats de moins de 250 000 US \$ (à l'exception des matériels électriques et d'instrumentation) et les marchés de travaux d'un montant inférieur à 750 000 US \$.

2.3.3. Rôle et poids de GASCO

A toutes les étapes, le pouvoir de GASCO, et derrière lui de l'ADNOC, est régalien.

Au niveau de l'appel d'offre, GASCO a, par exemple, inscrit d'office des sociétés d'Abu-Dhabi sur la liste des fournisseurs à consulter, notamment pour les marchés de travaux.

Après le dépouillement, si la préconisation de la société d'engineering concorde avec la recommandation de la C.F.P., GASCO s'est, dans la quasi totalité des cas, rangé à cet avis. Toutefois, dans des cas très limités mais correspondant à des commandes ou contrats de montant très important, ADNOC a imposé son choix sans explication (raisons politiques ou autres ...).

2.4 Analyse de quelques conflits

2.41 Conflit GASCO/C.F.P. - FLUOR : achat de turbines

Deux choix techniques étaient possibles :

- grosses turbines dont les fournisseurs potentiels étaient : Alsthom, General Electric, Thomassen, ou John Brown (UK), tous licenciés G.E. ;
- petites turbines AVON fournies par GEC (UK), qui était supposé être le moins disant.

A l'ouverture des réponses, Alsthom était le moins disant, mais également le moins connu des fournisseurs.

Par ailleurs, peu de temps auparavant, pour les centrales de Ruwais Shell avait recommandé John Brown, bien que General Electric fût le moins disant (Alsthom n'avait pas été consulté). L'argument de Shell était que la coordination avec John Brown serait plus simple. En fait, la motivation réelle était que tout le monde était anglais. Mais ADNOC choisit General Electric.

Sur la recommandation de la C.F.P., Fluor visita les installations d'Alsthom et recommanda d'acheter chez Alsthom, si on décidait d'acheter des grosses turbines (le premier choix, pour Fluor, étant les turbines AVON).

La décision devait être prise par l'Advisory Committee (2 représentants ADNOC, 2 CFP, 2 SHELL). La C.F.P. fut désavouée par SHELL, qui recommanda les turbines General Electric pour des raisons de standardisation du matériel. La décision fut repoussée à la réunion suivante, et dans l'intervalle C.F.P. démontra que les matériels Alsthom et General Electric étaient interchangeables pour les parties vitales.

A la réunion suivante, Shell se rallia à l'avis de la C.F.P, mais ADNOC en la personne du Dr. Taha, project director, imposa le choix de General Electric qui avait été contacté dans l'intervalle et avait baissé ses prix pour être plus compétitif qu'Alstom (cette négociation avait été conduite directement par ADNOC à l'insu de la C.F.P). Malgré les protestations de cette dernière, Alstom fut rejetée.

Cette négociation est représentative de la position d'ADNOC qui peut à sa discrétion imposer le fournisseur de son choix.

Il est clair qu'à ce stade les motivations de la décision de l'ADNOC dépassent le cadre du projet et tout aspect technique et commercial (raisons politiques, luttes d'influence).

2.42 Conflit C.F.P - BECHTEL : achat de cables de transmission

Sur le tableau de comparaison les mieux placés étaient Gorse, société française, de beaucoup le moins disant et Kerpenwerk, société allemande. Mais Bechtel avait rejeté l'offre de Gorse pour des raisons de délais de livraison (12 semaines contre 6 semaines pour Kerpenwerk) et de non-conformité des armatures. La C.F.P., après consultation de Gorse, a ramené le délai à 6 semaines (Gorse n'avait pas été informé de l'importance de la date de livraison), et d'autre part, a démontré l'équivalence technique des deux types de cables proposés. Bechtel a ensuite soutenu que les cables Gorse ne permettraient pas l'utilisation des presse-étoupes déjà achetés. A la suggestion de la C.F.P. d'acheter les presse-étoupes du fournisseur habituel de Gorse (ce qui ne modifiait pas l'avantage économique de Gorse), Bechtel a répliqué qu'ils n'étaient pas en conformité avec les spécifications d'anti-déflagrance. Finalement, la C.F.P. a obtenu gain de cause en prouvant à Bechtel sa mauvaise foi : ce matériel ne devait pas être utilisé dans une zone classée sécurité anti-déflagrante.

Cet exemple est caractéristique des conflits liés au conservatisme et à l'inertie des sociétés d'engineering habituées à des fournisseurs et peu enclines à innover.

3. Analyse des résultats. Part française!

3.1 Usine de Bu Hasa

La C.F.P exerce un rôle de supervision des études et du contrôle de Bechtel et est responsable de la bonne marche des travaux devant la société nationale Abu-Dhabienne.

Les sommes facturées à GASCO comprennent donc :

- le coût de la supervision de la C.F.P.
- le montant du contrat Bechtel (comprenant la rémunération de Bechtel et l'achat des divers biens et services).

3.1.1 Coût de la supervision C.F.P.

Ce montant est estimé à 11,84 M\$ (soit 3,55 % de l'ensemble) et peut être assimilé intégralement à la valeur ajoutée française.

3.1.2 Contrat Bechtel

Ce contrat porte sur 321,56 M\$ (coût final estimé). Il faut exclure les provisions telles la provision pour imprévus ou la provision pour hausse des prix, l'assurance et les dépenses de démarrage, ce qui donne un montant du coût final estimé hors provisions de 289,75 M\$, sur lequel porte l'étude qui suit.

On supposera que les parts des biens ou services d'un pays donné, calculés sur le montant du contrat Bechtel hors provision, seront conservées si on considère le contrat global, à savoir, si un pays fournit 20 % de l'équipement du projet et que l'on décide de recourir à la construction d'un élément supplémentaire dans l'usine, dont le coût sera imputé sur la provision pour imprévus, la part du pays sur l'ensemble des équipements sera également de 20 % (hypothèse H1).

Le montant du contrat Bechtel hors provision se répartit comme suit :

- biens d'équipements et gros matériel : 94,47 M\$ (32,6 %)
- opérations sous-contractées : 128,21 M\$ (44,2 %)
- coût et rémunération de Bechtel : 52,80 M\$ (18,2 %)
- transport : 14,27 M\$ (5,0 %)

L'étude va porter sur une évaluation de la part en biens français dans chacune des catégories sus-nommées, avec les hypothèses suivantes :

- l'importance relative de chacun des postes ci-dessus est identique dans le contrat hors provisions et le contrat global (hypothèse H2)
- la part en biens ou services d'un pays, calculée sur l'ensemble des sommes engagées, sera une estimation satisfaisante de cette part dans le coût final (hypothèse H3).

3.1.2.1 Biens d'équipements et gros matériel

Une partie importante (gas assets) a été achetée il y a plusieurs années avant que la C.F.P. ne soit associée à la fabrication de cette usine (30 %).

Notre but étant de voir l'effet d'entraînement des opérations de la C.F.P. sur l'industrie française, l'analyse de la part française portera sur le montant résiduel et sera étendu à l'ensemble de la rubrique, effaçant ainsi l'hétérogénéité des commandes.

Il faut distinguer les biens d'équipement ou gros matériel directement liés à l'exploitation pétrolière ou à l'équipement du camp définitif et le reste (installations provisoires...).

3.1.2.1.1 B.E et G.M directement liés à l'exploitation ou au camp définitif

Le montant final estimé du coût de tels matériels est 82,62 M\$. Si on exclut les gas assets, l'étude a porté sur un montant de 33,06 M\$ (sur un total d'engagements hors gas assets de 34,40 M\$) et donné le résultat suivant :

Valeur ajoutée des différents pays (en % du total)

FR	U.K.	ITAL	JAP	HOLL	U.A.E.	Autres
32,1	32,1	10,5	6,7	6,1	4,3	8,2

La détermination des nationalités des valeurs ajoutées incorporées dans chaque matériel acheté a été déterminée par enquête directe auprès des fournisseurs.

Les plus gros contrats français ont été obtenus par C.M.P. (biens d'équipements pour une valeur de 3,83 M\$ dont une part française de 40 %), B.S.L. (tuyaux pour 4,68 M\$), saut du Tarn (1,18 M\$ de vannes), etc ... L'ensemble des contrats passés à des sociétés incorporant une valeur ajoutée française non négligeable dans leurs produits s'est élevé à 13,35 M\$, mais la part française n'a atteint que 10,62 M\$, soit moins de 80 %. L'erreur systématique consistant à identifier le prix de vente d'un bien produit par une société "dite française" à de la valeur ajoutée française est en l'occurrence de 20 %.

3.1.2.1.2 Autres matériels (Distributable material Supply)

Le montant final estimé du coût de tels matériels est 11.85 M\$ et représente une part faible de l'ensemble du poste biens d'équipement et matériel. Une partie des achats, (46 %) est réalisée à partir de Londres et le reste est acheté à partir d'Abu Dhabi. On supposera les achats à partir du champs entièrement orientés vers le marché local (hypothèse H4).

Sur les 4,27 M\$ d'engagements de Bechtel à Londres, les résultats s'établissent comme suit :

1.UK	85,4 %
2.FR	3,4 %
Reste	11,2 %

Ce résultat n'est pas surprenant dans la mesure où il s'agit de matériels non sophistiqués (matériels de bureau, outils élémentaires...) fabriqués par des sociétés de nombreux pays ayant des performances équivalentes et le bureau d'achat londonien a naturellement favorisé les fournisseurs britanniques.

3.1.2.1.3 Ensemble du gros matériel et des biens d'équipements

Au niveau de l'ensemble, la répartition des valeurs ajoutées est la suivante (en pourcentage).

U.K.	FR	IT	JAP	HOLL	U.A.E.	Divers
38,3	28,8	9,3	6,5	5,4	4,4	7,3

3.1.2.2 Sous-contrats

Il s'agit d'opérations de construction, fourniture^s de matériels et montage, apport de main d'oeuvre, contrôle, etc... Le coût final estimé de ces sous-contrats est de 128,21 M\$. A la fin de l'année 1978, les appels d'offre accordés s'élevaient à 89,42 M\$. Parmi ceux-ci, les contrats susceptibles d'apporter une valeur ajoutée française sont les suivantes :

- ENTREPOSE 1,25 M\$ (installations provisoires, équipements pour le camp)
- VERITAS-UK 0,31 M\$ (contrôle) dont 0,26 M\$ en association (75/25) avec VETCO (U.S)
- I.O.G.S (PECHAUD + LIB) 0,98 M\$ (construction camp)

Cependant, une grande partie de ces sous-contrats échappe aux pays industrialisés (Etats-Unis, Europe Occidentale ou Japon) au profit de pays à main d'oeuvre moins chère (pays arabes, Corée...). L'exemple du plus gros contrat (24 M\$) signé dans ce poste est significatif : il s'agit d'un contrat de montage accordé à la société Coréenne HYUNDAI, qui utilise comme ouvriers des jeunes coréens effectuant leur service militaire. Les sociétés françaises qui ont soumissionné pour cet appel d'offre (Spie, Entrepose) étaient entre deux et cinq fois plus chère que Hyundai.

Afin que la part française de ce chapitre soit significative, il faut donc :

- estimer la part de ces sous-contrats échappant a priori aux sociétés des pays industrialisés,
- estimer la part locale dans les contrats revenant à des sociétés de pays industrialisés,
- déduire une estimation de la valeur ajoutée totale échappant aux sociétés de pays industrialisés.

- déterminer la valeur ajoutée française et la comparer à l'estimation ci-dessus (ce qui constitue une mesure de la compétitivité française par rapport aux autres pays industrialisés).

L'analyse des sous-contrats attribués permet d'estimer à 40 % la part des sous-contrats échappant aux sociétés industrielles et on estime à 60 % la part locale des travaux effectués par les sociétés de pays à main d'oeuvre chère. En conséquence, la valeur ajoutée des pays industrialisés dans les sous-contrats est estimée à 24 %. (Hypothèse 5). La valeur ajoutée française peut être estimée à 0,87 M\$ (Entrepose = 40 % cad 0,5 M\$, Véritas = 40 % cad 0,124 M\$ et IOGS : 15 % cad : 0,146 M\$). Ce montant représente :

- 1 % du total des contrats accordés
- 4 % de la valeur ajoutée des pays industrialisés

Ce résultat illustre la très mauvaise performance de l'industrie française dans ce domaine, au profit des sociétés britanniques ou américaines (soit directement, soit à travers des sociétés grecque, suédoise ou locale).

3.1.2.3. Coût et rémunération de Bechtel

Le coût final estimé de ce poste est de 52.80 M\$. Une faible partie (4,6 %) de ce montant correspond à de la valeur ajoutée locale liée aux dépenses de Bechtel à Abu Dhabi. Le reste est de la valeur ajoutée britannique, la part française étant évidemment nulle.

3.1.2.4. Transport

Le coût final estimé de ce poste établit à 14,27 M\$, dont une valeur ajoutée locale de 22,8 %. La France n'intervient pas dans le freight maritime car la Société Navale et Commerciale Havraise Peninsulaire, seule compagnie française membre de la Conférence Europe-Abu-Dhabi, s'est retirée (cette conférence, noyautée par United Arab Shipping Company, est sur le point d'éclater et une exclusivité de fait au profit de UASC va s'instaurer). Un contrat de freight aérien ayant été signé entre GASCO et Transméditerranian Airways, la part française se limite à quelques opérations ponctuelles d'Air France et est estimée à 1.3 % du poste.

3.1.2.5. Récapitulation des résultats :

A partir des résultats énumérés ci-dessus concernant l'estimation de la valeur ajoutée française dans le contrat Bechtel, on obtient l'analyse suivante :

Part Française dans le contrat Bechtel	9,90 %
Part des pays industrialisés dans le contrat Bechtel	62,20 %
Part Française dans la valeur ajoutée des pays industrialisés	15,90 %

Conclusion :

Sur l'ensemble des installations BUHASA, la part française se décompose ainsi :

Part française (hors CFP)	9,55 %
Valeur ajoutée CFP	3,55 %
Part française totale	<u>13,10 %</u>

Cette valeur ajoutée française représente, d'autre part, 20.61 % de la valeur ajoutée des pays industrialisés (valeur ajoutée qui ne représente que 63,55 % du coût total du projet).

Cette valeur ajoutée française (13,10 %) est à comparer au montant financé par la CFP (15 %). Sur ce montant financé, seul 25 % est obtenu par apport de fonds propres et entraîne donc une sortie de capitaux. L'effet multiplicateur apparaît donc clairement, avec un coefficient estimé à 3,4, c'est-à-dire qu'une sortie de devises pour ces investissements se traduit par un bénéfice en devises pour la France de 2,5 fois le montant sorti.

3.2 Usines de Bab et Asab

Pour le développement des usines de Bab et Asab, la CFP exerce vis à vis de FLUOR un rôle analogue à celui qu'elle exerce vis à vis de Bechtel dans le cadre de Bu Hasa.

Les sommes facturées à GASCO comprennent donc :

- le coût de la supervision de la CFP
- le montant du contrat Fluor (comprenant la rémunération de l'engineering et l'achat des divers biens et services).

Remarque : Fluor et Bechtel ne présentant par leurs documents comptables de manière analogue, les données relatives à Bab et Asab seront exposées suivant un plan différent de celui retenu pour Bu Hasa.

3.2.1. Coût de la supervision CFP :

Ce montant est estimé à \$ 12,24 millions. On assimilera cette somme à de la valeur ajoutée entièrement française.

3.2.2. Contrat Fluor :

Hors provisions, le montant prévu de ce contrat est :

306 millions US \$

A fin décembre 78, les engagements s'élevaient à :

138 millions US \$

La répartition de ces engagements était la suivante :

• Achat de matériel à partir de Londres	(Gros matériel biens d'équipement pièces détachées)	72,9 millions \$	
• Achat de matériel sur place		1,2	-
• Sous-contrats		50,1	-
• Charges diverses		0,6	-
• Rémunération de Fluor		17,6	-
• Transport		0,5	-
		138 millions \$	

3.2.2.1 Etude du poste "Achat de matériel à partir de Londres" :

La répartition par pays des commandes engagées sous cette rubrique est la suivante (en pourcentage) :

A	UK	Hollande	France	Italie	Finlande	Japon	RFA	Suisse	Belgique
5	22,5	18,4	17,2	9,9	2,7	1,8	1,1	0,8	0,1

3.2.2.1.1 Etude de la part des USA :

Deux commandes de turbines à Gaz accordées à Général Electric représente plus de 86 % du montant global des commandes passées aux USA.

Ces deux commandes ont été accordées contre la recommandation de la CFP qui soutenait Alsthom. Les négociations et rapports de force qui expliquent ce choix ont été exposés précédemment. (cf 2.4.1.)

3.2.2.1.2 Etude de la part UK :

Les principales commandes (plus de \$ 500 000) ont été :

• Turbines à gaz	- Ruston gas turbine	\$ 2 956,100
• Turbine et compresseur	- Rolls Royce/GEC	\$ 4 065,172
• Acier (structures)	- William Marc	\$ 1 315,868
		\$ 8 337,140

soit environ 51 % du montant global des commandes passées au Royaume-Uni. Ce pourcentage relativement faible traduit le grand nombre de commandes anglaises de montant moyen plus faible que pour les autres pays (conséquence de la nationalité de l'engineering qui peut favoriser plus facilement les fournisseurs anglais lors de l'achat de matériel courant).

3.2.2.1.3 Etude de la part Hollande :

95,5 % de la part hollandaise sont constitués par des compresseurs achetés à Elliott/Thomassen et Delaval.

3.2.2.1.4 Etude de la part France :

Les principaux fournisseurs français (plus de \$ 500 000) ont été :

Dresser (France)	\$ 2 342 035
Creusot-Loire	\$ 3 872 000
Merlin-Gerin	\$ 2 763 465
Usinor	\$ 584 515
Worthington (France)	\$ 503 636
Cord Int. (tuyaux en fibre de verre)	\$ 581 590
Sides (véhicules d'incendie)	\$ 676 000
	11 323 241

Ces sept fournisseurs se sont répartis 90 % des commandes passées à l'industrie française.

3.2.2.1.5. Etude de la part Italie :

Les principaux fournisseurs italiens sont :

Metallurgica Bergamasca	\$	663 169
Hudson Italiana	\$	2 350 130
Belleli	\$	2 182 795
Kurvers Int	\$	917 528
Fithandel	\$	406 769
		\$ 6 520 391, soit 91 %

de l'ensemble des commandes passées à des fournisseurs italiens.

Il est à noter l'excellente compétitivité des entreprises métallurgiques, notamment de fonderie, qui représentent la quasi-totalité des commandes passées en Italie.

3.2.2.2 Sous contrats

A la fin de l'année 1978, les principaux sous contrats attribués concernaient la préparation des sites de Bab et Asab et la construction des camps. Par contre, les contrats de montage n'avaient pas encore été attribués.

La seule entreprise française retenue est ENTREPOSE pour la préparation du site de Bab, et au sein d'ATPOSE (association ATCO, société canadienne, et ENTREPOSE) pour la construction du camp de Bab.

Si l'on estime la part française de ces contrats avec les hypothèses retenues pour Bu Hasa, on trouve que, sur un total d'environ 50 millions \$, la valeur ajoutée française représente 3,8 millions, soit 7,5 %.

3.2.2.3 Transport :

La part française, qui se limite à quelques opérations ponctuelles d'Air France, est estimée à 1 % du poste.

3.2.3. Récapitulation des résultats :

3.2.3.1. Part française dans le contrat Fluor (sommes engagées à fin décembre 1978)

• Achat de matériel (à partir de Londres) :	17,2 % de \$ 72,9 millions
• Achat de matériel (sur place - Abu Dhabi) :	0 % de 1,2 "
• Sous contrats	: 7,5 % de 50,81 "
• Transport	1 % de 0,5 "
• Rémunération de Fluor et charges diverses	: 0 % de 13,2 "

Soit, au total : 11,8 % des sommes engagées à fin décembre 1978

3.2.3.2. Part française dans l'ensemble des dépenses de développement de Bab-Asab (extrapolation) :

On fait l'hypothèse que la part relative de fourniture de biens et services d'un pays dans l'ensemble des sommes engagées à fin décembre 1978 est une estimation correction de cette part dans le coût final.

Alors, la part française dans le contrat FLUOR (306 millions \$) ressort à : 8,7 %.

D'autre part, si l'on tient compte de la rémunération de la CFP qui représente 12,24 millions \$ et qui peut être assimilée à de la valeur ajoutée française, on trouve :

part française totale : 12,2 %

3.3 Part française dans l'ensemble des réalisations supervisées par la CFP

A la fin décembre 1978, la part française (l'effet perturbateur des gas assets étant lissé pour Bu Hasa) représente près de 38 millions \$ (sans tenir compte du coût de supervision facturé par la CFP) sur un total de 330 millions \$ engagés, soit environ 11,5 %.

Si l'on ajoute le coût CFP assimilé entièrement à de la valeur ajoutée française et estimé au prorata des sommes engagées, la part française représente 51,2 millions \$ sur un total de 343 millions \$, soit un pourcentage de 14,9 %.

Ce ratio majore l'estimation de la part française sur l'ensemble des dépenses de développement projet, car les achats de matériel et de biens d'équipement où la valeur ajoutée française est relativement forte, ont dans les engagements un poids bien supérieur à celui qu'ils auront dans l'ensemble des investissements. Compte tenu du poids relatif des différents postes, notre estimation de la part française à la fin du projet est de 9,3 % hors CFP, et 12,7 % en incluant le coût de la supervision, soit 83 millions \$ (à comparer avec les 60 millions \$ au maximum d'apport en capital de la CFP dans la totalité du projet GASCO sans oublier que la part française dans les réalisations opérées par Shell et ADNOC est certainement non nulle - exemple, contrat CMP pour Ruwaïs d'environ 40 millions \$ -).

3.4 Remarque :

Une illustration de la pression constante de la CFP pour favoriser la participation d'industriels français au projet apparaît clairement lorsque l'on compare les valeurs ajoutées françaises dans l'usine de Ruwaïs et celle de Bu Hasa. En effet, ces deux réalisations, aux mêmes conditions juridiques et politiques, conçues par la même société d'ingénierie (Bechtel), ne présentent comme différence unique que le fait d'être supervisées par SHELL pour l'une, la CFP pour l'autre. Dans la réalisation CFP, la part française des équipements et du matériel s'élève à plus de 32 % du poste, chiffre à comparer au moins de 5 % pour l'usine SHELL. Pour l'usine SHELL, les marchés de travaux ont entièrement échappé aux sociétés françaises à l'exception d'un très gros contrat, portant sur des arrêtés de stockage (40 M\$), obtenu par C.M.P.

La responsabilité de la C.F.P. dans l'obtention de ce contrat est indéniable, car C.M.P. a été ajoutée in extremis à la "bidders list" sous la pression de la C.F.P. et que cette attribution, souhaitée par l'ADNOC, correspond à une volonté politique d'équilibre, suite à l'échec d'Alsthom (au profit de G.E. pour la fourniture de turbines) et l'octroi d'un contrat identique de stockage à Chicago Bridge (concurrent américain de C.M.P.) pour le projet ZADCO.

En conclusion, la part française dans l'usine opérée par SHELL est dix fois inférieure à celle de l'usine opérée par la C.F.P. (le contrat C.M.P. étant exclus en raison du caractère de son attribution.)

4. Bref aperçu sur le projet ZAKUM SUPERIEUR

4.1. Cadre général

Sur la concession ADMA exploitée par une joint venture dominée par ADNOC - et où participent notamment JODCO et BP - ADNOC a décidé de développer une poche de brut située à un niveau stratigraphique supérieur mais où la pression est sensiblement plus faible que dans la poche inférieure.

ADNOC finance l'intégralité des investissements (soit plus de 3 milliards de dollars) et est opérateur du projet.

2. Montage juridique

La CFP est prestataire de services et apporte ses compétences de manager (coopération industrielle) sur le plan juridique, une filiale commune à ADNOC et CFP est créée avec fonction d'opérateur délégué. Il s'agit en fait d'une société transparente sans actif ni bénéfice dont les fonds sont apportés par l'ADNOC dont la responsabilité des actes repose sur l'ADNOC et qui utilise du personnel détaché des deux sociétés mères. Les statuts de ZADCO sont tels que cette société est entièrement sous le contrôle de l'ADNOC (le statut stipule : "Les décisions du conseil d'administration ne sont prises que sur vote favorable des administrateurs de l'ADNOC")

La CFP se contente donc d'assurer la supervision des réalisations et de l'exploitation, avec une rémunération de 2 % du montant des investissements et de 11 cents par baril produit (le coût CFP du management étant facturé "at cost à ZADCO), et un accès au brut - non privilégié - à hauteur de 20 % de la production. Il semble toutefois que certains points de l'accord soient en cours de renégociation et que l'on s'oriente vers une situation nettement moins favorable pour la société française.

3. Contrats de biens et services déjà attribués

3.1. Schéma :

S'agissant d'un projet offshore - profondeur de 30 mètres - la réalisation des puits représente environ un milliard de dollars et sur les 2 milliards de dollars restant, la répartition est la suivante :

Frais généraux	10 %
Plates-formes	36 %
Pipe-lines ; cables	22 %
Terminal (ile de Zirbu)	27 %
Télécommunications	5 %

3.2. Sociétés d'ingénierie

Le choix s'est effectué comme suit :

- Plates-formes de forage : Fred Harris (US/GB)
- Plate-forme traitement, satellites : Ameron (GB/US - CERETE (FR)
- Flow lines : RJ Brown (US) - OTP (FR)
- Terminal Zirku : Foster Wheeler France (FR)
- Télécommunications : EDG/PCR (US/GB)

3.3. Contrats de biens et services :

Les résultats disponibles sont très fragmentaires, et on ne sait évidemment pas qu'elle sera la part étrangère qui sera incorporée par les contrats français et réciproquement. Cependant le montant des contrats attribués à des sociétés françaises atteint 40 % du total (il est raisonnable de penser que la part de valeur ajoutée française dans le projet sera bien moindre). Il faut noter que ce chiffre porte sur 180 M\$, ce qui n'est guère significatif.

3.4. Conclusions

Il est tentant de comparer ce projet au projet GASCO. Ceux-ci sont cependant différents sur deux points fondamentaux :

- La CFP intervient dans ZADCO par un simple contrat de service, alors qu'elle est aussi engagée dans GASCO par une participation financière.
- alors que dans GASCO, la CFP n'intervient que comme maître d'ouvrage délégué - sans contrat officiel avec les sociétés d'ingénierie - la CFP exerce, à Zakum, un contrôle direct et officiel sur les sociétés d'ingénierie.

C'est à cette remarque fondamentale et au caractère offshore du projet - domaine où les industriels français sont plus performants, comme le prouvent les résultats de SIRRI (voir annexe 3) - qu'est attribuable le bon résultat concernant les fournisseurs français.

On note que la présence d'une société pétrolière française en tant que manager ne s'est pas traduite par le rejet des sociétés d'ingénierie françaises, bien au contraire. Il faut également remarquer le résultat positif obtenu par les joint ventures où figure une société d'ingénierie française (Cerete ; OTP) qui sont plus facilement acceptables par une ADNOC dominée par un mode de pensée anglo-saxon, acquis à travers la formation de ses dirigeants au sein des "majors" et entretenue par les "consultants" dont ils s'entourent.

ANNEXE 2 - PROJET SNEA, CFP : FRIGG (Mer du Nord)

1. Introduction : structures et financements

1.1. Présentation du projet global

Le champ de Frigg fut découvert en 1971 par Elf Aquitaine Norge, filiale du groupe Elf Aquitaine, agissant comme opérateur de l'association franco-norvégienne Pétronord. Son extension dans les eaux anglaises fut confirmée en 1972 par Total Oil Marine Ltd, filiale du groupe C.F.P. Les premières livraisons de gaz au British Gas Council, sur la côte écossaise eurent lieu en septembre 1977.

Le champ est situé sur les secteurs anglais et norvégien de la Mer du Nord, à 190 km à l'ouest des côtes norvégiennes et à 380 km au nord-est des côtes écossaises.

C'est un des plus grands champs de gaz de la Mer du Nord avec des réserves récupérables estimées à 200 000 millions de M³ de gaz de faible teneur en soufre, et situé dans les sables Eocène entre 1830 et 1950 m sous le niveau de la mer.

Pour des raisons techniques le champ a été divisé en deux phases, comprenant deux plateformes de forage - production, deux plateformes de traitement, une plateforme quartiers, une torche, deux lignes de transport du gaz, et une plateforme de recompression du gaz sur la route de l'Ecosse où se trouve (à St.Fergus) le complexe de traitement onshore. Les plateformes sont posées par 100 m de fond et la responsabilité du développement et de la production a été divisée entre Elf Aquitaine Norge pour le champ lui-même et TOM pour le transport et le traitement à terre.

Le champ a déjà produit plus de 50 millions de m³ de gaz par jour durant l'hiver 1978-1979 et le coût du champ et du transport (non compris les charges pour intérêts) devrait atteindre 16 milliards de couronnes norvégiennes (soit près de 13,5 milliards de francs français).

Les études de coût ont été faites à partir des données connues à fin 1977 ; elles prennent donc en compte les estimations des travaux 1978, mais n'incluent pas le coût de la compression de la plateforme de traitement numéro 2.

1.2. Structure financière

La répartition des intérêts est fonction de la zone géographique et s'établit comme suit :

1.2.1. zone britannique

Cette zone est sous contrôle financier français à 100 % puisque les intérêts se répartissent entre :

- groupe Elf Aquitaine représenté par :
 - Elf Oil Exploration and Production (U.K) Ltd : 4/9
 - Aquitaine Oil (U.K) Ltd : 2/9
- groupe Total représenté par :
 - Total Oil Marine Ltd 3/9

1.2.2. Zone norvégienne

Le groupe franco-norvégien Pétronord contrôle 95 % du total, les intérêts minoritaires étant ceux de la société norvégienne Statoil. La structure financière est ainsi :

- Pétronord = 95 %
 - dont . Elf Aquitaine 41,42 %
représenté par Elf Aquitaine
Norge A/S
 - . Total 20,71 %
représenté par Total Marine
Norsk A/S
 - . Norsk Hydro 32,87 %
- Den Norsk Stats of Jeselskap (Statoil) = 5 %

Il apparaît que les intérêts français représentent 62,13 % de l'ensemble.

1.3. Financement des investissements

Le financement du projet Frigg a été assuré suivant deux modalités principales :

- les financements communs à l'ensemble des associés
- les financements propres à chaque associé.

1.3.1. Les financements communs à l'ensemble des associés

Ils représentent environ 55 % de l'ensemble des financements et se décomposent eux-même en deux catégories : les crédits à l'exportation et les emprunts financiers.

Les crédits à l'exportation étaient liés à l'achat de biens et services en France, en Grande-Bretagne, en Norvège, aux Etats-Unis, au Japon et en Suède. Ils bénéficiaient de taux d'intérêt réduits par le jeu des aides gouvernementales aux ventes de biens à l'étranger. Ces crédits bonifiés, d'une durée de 5 à 7 ans, constituent près du tiers de l'ensemble des financements.

Les emprunts financiers ont été levés sur le marché de l'eurodollar. Deux emprunts, à taux variables, ont été contractés auprès de consortiums bancaires internationaux : l'un de US \$ 300 millions, l'autre de US \$ 350 millions. Ils ont été affectés, pour des montants relativement égaux, au financement du champ et des pipes.

La totalité des emprunts a été garantie par les sociétés-mères des emprunteurs.

Les crédits à l'exportation mentionnés ci-dessus se décomposent comme suit :

France	COFACE	2 920 MFF
G. Bretagne	DTI/ECGD	79 MST G (720 MFF)
Etats-Unis	Eximbank	72 MUSD (325 MFF)
Norvège	Export Finans	299 M NKr (240 MFF)
Japon		33,4 MUSD (150 MFF)
Suède	SEB	80 M Skr (80 MFF)
Belgique		680 M FB (75 MFF)
Hollande		13,6 MDfL (30 MFF)
Italie	ImI	3 750 M LIR (25 MFF)

Il apparaît clairement que la France a été la plus active dans la distribution d'aides aux exportations sous toutes les formes possibles (pré-financement, crédits acheteurs ...) et que la COFACE a attribué à elle-seule près des 2/3 de l'ensemble des crédits à l'exportation obtenus pour la réalisation du projet Frigg.

1.3.2. Les financements propres à chaque associé

Les financements propres comprennent également deux catégories de capitaux :

- les "fonds propres" constitués par des avances des sociétés-mères à leurs filiales. Cette source de financement couvre environ 20 % des investissements. A noter que ces sociétés-mères ont pu elles-mêmes se procurer ces ressources par voie d'emprunts,
- les "emprunts propres" des filiales, contractés soit auprès d'une banque, sous la forme d'un prêt direct, soit auprès d'un consortium bancaire, sous forme d'une émission privée ou publique.

En conclusion, le financement du champ de Frigg et de ses deux pipes a été réalisé essentiellement par le moyen d'emprunts bancaires, dont le remboursement s'effectuera sur une période relativement courte, 5 à 7 ans après la mise en production du champ.

2. Travaux opérés par la S.N.E.A : développement du champ

2.1. Présentation générale des réalisations

Le développement du champ de Frigg a bouleversé les techniques qui prévalaient jusqu'alors, en raison de la situation géographique du champ, de conditions climatiques, mais aussi de l'application des réglementations des deux pays. En mai 1973, un accord signé entre les associations de la zone britannique et norvégienne "unitisait" le champ, le considérant comme un tout juridique dont les ressources seraient réparties au prorata des réserves évaluées par expertise. Si la Grande-Bretagne a donné son accord en juillet 1973, celui de la Norvège date de juin 1974, ce qui explique en partie l'échelonnement des réalisations en deux ensembles d'égale importance, construits durant les phases 1 et 2.

La première phase a vu la mise en place de la première plateforme de forage-production CDP 1 posée en 1975, celle de la plateforme quartiers QP et de la torche pendant l'été 1975 et celle de la plateforme de traitement TCP 1 installée mi-1976 avec près d'un an de retard sur le programme.

La deuxième phase comprit l'installation de la deuxième plateforme de production DP 2 en 1976 et de la deuxième plateforme de traitement TCP2 en 1977.

2.2. Présentation détaillée des différents ouvrages

2.2.1 Plateforme de forage-production : CDP 1 (Concrete Drilling Platform)

Cette plateforme devait servir de plateforme intermédiaire à mi-parcours des gazoducs Frigg-Saint Fergus : elle a été modifiée pour remplacer une plateforme métallique de forage production accidentée lors de sa mise en

place en 1974. Il s'agit d'une plateforme à structure et pont en béton précontraint de conception CG DORIS-HOWARD (franco-britannique) construite en Norvège. Elle supporte sur trois niveaux les modules contenant les équipements de forage, de production, de traitement et d'utilités, et assure le forage de 24 puits, et le traitement de la production de gaz (désablage, séchage et extraction des condensats) qui est ensuite acheminé sur TP 1. Les principales entreprises concernées sont les suivantes :

	<u>Ingénierie</u>	<u>Construction</u>	<u>Management/Superv.</u>
Structure	C. G DORIS	Norwegian-Contractors	C. G. DORIS
Installation	C. G DORIS	C. G. DORIS	C. G. DORIS
Gantry Crane	Tom-Buzzi-chelli	BUZZICHELLI	TOM-BUZZI-CHELLI
Inst. Risers	C. G Doris-Brown & Root	WIMPEY	Brown & Root
DP1 Modules	Lummus-Mc Dermott-UIE	U. I. E	U. I. E
Nouveaux modules	Brown & Root U. I. E	De Groot-Wilson Welton U. I. E	Brown & Root
Assemblage	Brown & Root	Eumech-U. I. E	Brown & Root
Puits	Elf	Saipem (forage)	Elf

2.2.2 Plateforme de traitement TP 1

Il s'agit d'une plateforme de structure béton (caisson construit sur un radier rectangulaire, d'où s'élancent deux colonnes coniques) et pont acier, de conception Sea Tank Co. La structure a été construite en Ecosse et le support Frame par C.M.P à Dunkerque. Son rôle est de retraiter le gaz de CDP 1 (et de DP 2 en secours) par trois lignes de séchage dont une en réserve, de produire de l'électricité et de "tuer" les puits en cas d'éruption par son unité de boue. Les principales entreprises ayant participé à sa conception ou réalisation sont :

	<u>Ingénierie</u>	<u>Construction</u>	<u>Management/supervision</u>
Structure	Sea Tank Co	Sea Tank Co/Mc Alpine	Sea Tank Co
Support Frame	Mc Dermott	C. M. P	Mc Dermott
Installation	Sea Tank Co/ Mc Alpine	Sea Tank Co/Mc Alpine	Sea Tank Co
Inst. Risers	Brown & Root	Wimpey	Brown & Root
Modules	Mc Dermott	Mercantile Marine	Mc Dermott
Assemblage	Mc Dermott	Fieldco	Mc Dermott-Elf

2.2.3 Plateforme quartiers QP

Cette plateforme en acier regroupe habitations et centres de commande et de contrôle. Elle dispose également d'une tour de télécommunication et d'un hangar à hélicoptères. Les travaux des diverses entreprises ayant participé à sa réalisation se décomposent comme suit :

	<u>Ingénierie</u>	<u>Construction</u>	<u>Management/Supervision</u>
Jacket/piles	Mc Dermott	U. I. E	Mc Dermott
Support Frame	Mc Dermott	U. I. E	Mc Dermott
Installation	Mc Dermott	Oceanic	Oceanic
Modules	Mc Dermott	Chantiers de la Garonne	Mc Dermott
Assemblage	Mc Dermott	Fieldco Comsip	Mc Dermott/Elf

2.2.4 Torche

Cette plateforme articulée a été construite en France avec les sociétés :

	<u>Ingénierie</u>	<u>Construction</u>	<u>Management/Supervision</u>
Structure	CFEM/EMH/ELF	C. F. E. M	ELF
Installation	CFEM	C. F. E. M	ELF

2.2.5. Plateforme de forage DP 2

Cette plateforme de forage-production est à structure et pont acier ; ses fonctions sont analogues à celles de CDP1.

	<u>Ingénierie</u>	<u>Construction</u>	<u>Management/Supervision</u>
Jacket + Fils	Mc Dermott	U. I. E	ELF
Support Frame	U. I. E	U. I. E	ELF
Installation	Mc Dermott	Oceanic	Oceanic
Risers	Brown & Root	Oceanic	Oceanic/Cofresid
Modules	Lummus/Mc Dermott/U. I. E	U. I. E	ELF
Assemblage	Sofresid	UIE-OIS	Sofresid
Puits	Elf	Forex Nept.	ELF

2.2.5. Plateforme de traitement/Compression : TCP 2

La plateforme TCP 2 est à structure béton et pont acier. La caractéristique de la structure de conception Condeep est un caisson à cellules multiples et trois colonnes. Les entreprises ayant participé à sa réalisation sont :

	<u>Ingénierie</u>	<u>Construction</u>	<u>Management/Super-vision</u>
Structure	Norwegian Cont.	Norwegian Cont.	Norwegian Cont.
Support Frame	Kvaerner	Aker CMP/UIE	Norcon-Elf
Installation	Norcon	Norcon	Norcon
Risers (Instal)	Brown & Root	Christian I. Nielsen	Brown & Root
Modules temporaires	Brown & Root	H.D.W.	Brown & Root
Modules	Mc Dermott	S.B.V.	Mc Dermott
Assemblage	Mc Dermott	S.B.V.	Mc Dermott/Elf

(SBV : Spie Batignoles-Vigor)

Cette plateforme est destinée à porter des modules de compression de gaz, conçues par Kvaerner-Technip.

2.2.6. Liaisons entre plateformes

Les lignes ont été étudiées par Brown & Root. Cette société a effectué l'ensemble des opérations de la phase 1 (étude, pose, management), alors que dans la phase suivante, Elf s'est attribué la supervision et E.T.P.M a obtenu la pose des lignes (barge 1601).

2.3. Valeur ajoutée française dans le développement du champ

2.3.1 Généralités

L'analyse détaillée des réalisations met en évidence la position remarquable occupée par des industriels français pour les travaux de développement de ce champ. L'ampleur des travaux a impliqué une utilisation de biens ou services produits par des milliers d'entreprises de différents pays, mais il faut remarquer que les 21 principaux contracteurs (voir tableau A) représentent près de 70 % du coût total du champ Frigg et que les cinq premiers représentent 43 % de ce coût (parmi ces cinq sociétés figurent U.I.E qui, avec environ 850 MFF de chiffre d'affaires sur Frigg, est en première place et E.T.P.M qui occupe la quatrième place avec un montant de plus de 550 MFF de commandes).

2.3.2 Méthode d'évaluation

Les documents Elf disponibles tant à Paris qu'à Stavanger ne permettent l'étude de la part française que selon les deux approches suivantes :

- d'après la nationalité connue du contracteur ou du fournisseur ;
- d'après la répartition entre les différentes monnaies de paiement.

Cela permet de regrouper toutes les données dans un tableau double entrée nationalité/monnaie de paiement (cf. tableau B).

Cette approche pose un certain nombre de problèmes, qui très souvent n'ont pu être résolus que dans un sens qui majore la part française, par exemple :

- article du contrat UIE (E16 - Add 29 - Art 9.4) qui précise que les achats effectués par UIE auprès de sous-contractants étrangers seront refacturés à Elf en franc français, quelle que soit la monnaie de paiement utilisée ;
- certaines sociétés cataloguées françaises, interviennent au travers de filiales de complaisance et se font payer dans différentes monnaies à différents endroits (Forex Neptune, City Bank New York ; Nepfor, Morgan-New York).

2.3.3 Résultats

Ces résultats globaux sont rassemblés dans le tableau B.

Il est intéressant de constater la convergence des deux approches par nationalité et par monnaie de paiement ; néanmoins, les erreurs systématiques mentionnées précédemment altèrent la fiabilité du résultat et nous incite à considérer la valeur ajoutée française incluse dans les réalisations de développement du champ FRIGG voisine de 30 % (erreur systématique relative = + 15 % estimée à partir de l'analyse détaillée de quelques contrats).

Il nous a semblé intéressant de distinguer les résultats de la phase I (phase de développement en zone anglaise) et de la phase II (phase de développement en zone norvégienne). La différence entre les positions occupées par les entrepreneurs français dans ces deux phases peut s'expliquer par l'attitude plus protectionniste de l'administration norvégienne (MOI) comparée à son homologue anglais (OSO) et l'évolution de la situation économique (Durant la phase I, les chantiers anglais étaient débordés de travail et parfois paralysés par les grèves; l'industrie norvégienne à peine naissante). Il est fort probable que les résultats finals complets de la phase III confirmeront cette évolution défavorable aux industriels français.

3. Travaux opérés par le groupe TOTAL

3.1. Présentation

La partie du développement global du champ de Frigg opérée par le groupe TOTAL comprend :

- a. les pipelines
- b. la plateforme intermédiaire MCP 01
- c. la plateforme CDP 01 (qui remplaça la plateforme DP01 accidentée lors de sa mise en place)
- d. le terminal de Saint-Fergus

Le contrôle de coût effectué par TOTAL OIL Marine (TOM) répartit l'ensemble des dépenses entre les quatre projets énumérés ci-dessus, auxquels s'ajoutent les deux postes budgétaires :

- e. dépenses inter-projets (télécommunications, engineering, supervision ...)
- f. compression de MCP 01 (non encore développée à fin novembre 77, date de clôture des comptes analysés).

La répartition des dépenses entre les divers projets est la suivante (en £ 1000 *) :

Pipelines	393 139	60.8 %
MCP 01	117 641	18.2 %
CDP 01	65 718	10.2 %
Saint-Fergus Terminal	40 002	6.2 %
Transports-Interprojets	29 688	4.6 %
TOTAL	646 188	100 %

L'importance du poste "Pipelines" justifie une présentation détaillée. Quant aux autres postes, le résultat de leur analyse sera rapidement exposé.

3.2 Pipelines

Deux pipelines de 365 km relient le champ de Frigg au terminal de Saint-Fergus sur la côte Est de l'Ecosse. Chaque pipeline est constitué de deux tronçons, dont la plateforme intermédiaire MCP 01 marque l'intersection.

* N. B. : Dans l'étude des travaux opérés par le groupe TOTAL, tous les montants seront donnés en £ 1000, quelle qu'ait été l'unité de compte de règlement. Les conversions ont été faites en utilisant un taux de change par année calendaire.

- 3.2.1. Tubes : Pour la construction des pipelines de Frigg, il a fallu 275 000 tonnes d'acier, étirées en 60 000 longueurs de tubes de 12 mètres.

Les fournisseurs ont été : (Montant du contrat)

Sumitomo	8 472
Mitsubishi	5 394
Mitsui	29 369
Marubeni	2 449
TOTAL JAPON	45 684 (52 % de l'ensemble)
Vallourec	42 360 (48 % de l'ensemble)
TOTAL	88 044

- 3.2.2. Revêtement béton : Le revêtement béton a été réalisé dans l'usine M.K. Shand à Invergordon en Ecosse. L'ensemble des contrats M.K. Shand représente 27 267.

- 3.2.3. Les barges de pose : Trois barges de pose ont été utilisées pour la pose des pipelines :

- ETPM 1601 louée à ETPM - Montant de l'ensemble des contrats : 37 728
- LB 27 louée à Océanic Contractors (U.S.). Montant des contrats : 50 904
- BAR 324 louée à Brown Root Offshore Ltd. Montant des contrats : 47 352

- 3.2.4. Les barges d'enfouissage : Deux barges ont été utilisées par l'enfouissage des pipelines :

- JB 4 louée à Océanic Contractors (US). Montant des contrats : 29 688
- BAR 331 louée à Brown Root Offshore Ltd. Montant des contrats : 23 801

- 3.2.5. Autres barges utilisées :

- ETPM 701 louée à ETPM. Montant des contrats : 14 608
- H.W. Gordon louée à Brown Root Offshore Ltd. Montant des contrats : 6 436
- BAR 323 louée à Brown Root Offshore Ltd. Montant des contrats : 25 425

- 3.2.6. Fourniture de biens et services divers : Pour la fourniture de biens et services divers liés aux pipelines, les sociétés françaises qui ont obtenu des contrats ont été :

Vallourec	1 365
Techniques Louis	
Menard	672
Comex	9 183
Doris	678
Sermip	172
Institut de soudure	161
Thomson	260
Klay France	20
Nereides	40
Sika France	32
ETPM	42
Beicip	54
EPM	7
Pyromeca	9
Divers	711
Total	13 406

3.2.7 Récapitulation de la part française * "contenue dans le poste "Pipelines" : La part française se décompose donc de la façon suivante :

Tubes	42 360 (Vallourec)
Barges	52 336 (ETPM 1601 et 701)
Fournitures de biens et services divers	<u>13 406</u>
TOTAL	108 102, soit environ <u>27,5 %</u> du total du poste "Pipelines"

3.3. Plateforme MCP 01

Cette plateforme est de conception CG DORIS. Les principales sociétés françaises impliquées dans la réalisation de ce projet ont été :

CG DORIS (engineering concrete structure coordination ...)	13 601
Buzzichelli (derrick crane pour MCP 01)	6 788
C.E.T.E (APAVE Normande. Vérification des systèmes électriques)	173
SOCOTEC (engineering services)	137
Cassarat (préparation des schémas électriques)	58
Bouygues offshore (assistance technique)	37
Stone and Webster (étude de matériels)	21
SODELEC (installation de système d'acquisition de données)	14
BIP engineering (vérifications diverses)	11
S.E.E.E. (études diverses)	20
Trouvay-Cauvin (fournitures de raccords)	7
Technip (étude de températures de gaz)	7
Divers	6
TOTAL	20 880

soit 17,75 % de l'ensemble des dépenses engagées pour la réalisation du projet MCP 01

3.4. Plateforme CDP 01 :

Cette plateforme est de conception CG DORIS identique à la précédente. Après modifications (opérées par Elf Norge) elle a remplacé la plateforme DP 0 accidentée lors de sa mise en place.

Les principales sociétés françaises concernées ont été :

CG DORIS (concrete structure construction, plus divers)	13 384
Buzzichelli (fourniture et installation de la gantry crane)	8 922
SOCOTEC (opérations diverses)	247
Servco Europe (fourniture de matériel pour la construction de la plateforme)	145

* N.B. : Dans l'étude des travaux opérés par le groupe TOTAL, la part française a été assimilée à la part de l'ensemble des contrats payés en francs français.

CERETE (études diverses)	137
Mory S.A (supervision)	111
CFEM (assistance)	54
Sol Marine (test des sols)	49
Institut de soudure (contrôle de soudure)	45
ACB (assistance technique)	30
Néréides (fourniture de matériels)	9
Divers	7

TOTAL 23 140, soit 35,2 % du montant des contrats passés pour la réalisation de CDP 01.

3.5 Terminal de Saint-Fergus

La réalisation du terminal côtier de Saint-Fergus a été confiée presque exclusivement à des sociétés anglaises.

La part française est de 546 sur un total de 40 002, soit 1,4 %.
Par contre, la part anglaise s'élève à 36 336, soit 91,1 % de l'ensemble des sommes engagées pour la réalisation de ce terminal.

3.6 Inter-projets

Le poste budgétaire regroupe l'ensemble des dépenses d'engineering, de supervision, de contrôle d'overhead ... qui ne peuvent être affectées en propre à l'un des projets précédents.

Les principaux contrats et sociétés français figurant dans ce poste sont les suivants :

CFP/CFR (coordination et engineering général)	3 806
OTP (assistance technique)	3 217
Sedgewick Forbes International (assurances)	2 588
PLT (engineering assistance)	1 081
OTT (joint venture OTP/PLT (engineering services)	699

CCAM (assurance)	218
Ets Moncassin (location de bureaux)	152
Compagnie Française de Geomécanique (inspection du pipe)	149
SOCOTEC (inspection du béton)	91
Société Nantaise des chargeurs de l'Ouest (assistance marine)	82
Institut de soudure (contrôle de soudure)	76
Pipeline services (contrôles divers)	45
Divers	334

TOTAL 12 839

soit 43,25 %
des dépenses regroupées dans ce poste budgétaire.

3.7 Récapitulation des résultats

Dans l'ensemble des travaux opérés par le groupe TOTAL la part française évaluée par grands postes budgétaires est donc :

Projet	Part française	TOTAL	%
Pipelines	108 102	393 139	27,5
MCP 01	20 880	117 641	17,75
CDP 01	23 140	65 718	35,2
Saint-Fergus Terminal	546	40 002	1,4
Transport interprojets	122 839	29 688	43,25
TOTAL	165 507	646 188	25,6
TOTAL (hors Saint-Fergus)	164 961	606 186	27,2

Les principaux contractants français ont été pour l'ensemble des projets :

1. ETPM	52 336
2. Vallourec	43 725
3. CG Doris	27 663
4. Buzzichelli	15 710
5. Comex	9 183
6. CFP/CFR	3 806
7. OTP	3 217
	155 640

Ces sept fournisseurs représentent 94 % de la part française incluse dans l'ensemble des projets opérés par TOTAL pour le développement du champ de FRIGG.

TABLEAU A

CONTRACTEUR	CHIFFRE D'AFFAIRES en millions NOK
UIE	1 025
OCEANIC/MC DERMOTT	1 001
BROWN & ROOT (WIMPEY :131)	947
ETPM	693
NORWEGIAN CONTRACTORS	666
SEA TANK CO/MC ALPINE	377
SPIE BATIGNOLES/VIGOR (SBV)	368
FIELDSCO-SELSTRUST-DE GROOT- NOC	252
SAIPEM	234
FOREX	228
COMSIP	158
WILHELM WILHELMSSEN	154
MERCANTILE MARINE	139
EUMECH	112
HELIKOPTER SERVICE	110
CHRISTIANI-NIELSEN	104
VALLOUREC	95
SMEDVIK	72
SUMIMOTO	58
CMP	54
DNV + NOBLE DENTON + NPD	50
TOTAL	6 907
Coût FRIGG	10 141

TABLEAU B

Phases I et II

en million NOK

Monnaie Pays	Francs Français (%)		Couronnes Norvégiennes (%)		Livres anglaises (%)		Dollar américain (%)		Autres (%)		TOTAL (%)	
France	3 587	33,7	80	0,75	11	0,1	182	1,7	1	0,01	3 861	36,27
Norvège	5	0,04	2 667	25,05			199	1,86			2 871	26,96
Royaume- Uni	1	0,01	25	0,23	1 687	15,85	66	0,61			1 779	16,72
Etats-Unis							1 232	11,57			1 232	12,32
Autres	94	0,88	108	1,01	34	0,31	205	1,92	462	4,33	903	8,48
TOTAL	3 687	34,64	2 880	27,05	1 732	16,26	1 884	17,69	463	4,34	10 646	100

ANNEXE 3 - PROJET SNEA : SIRRI (IRAN)

1 - STRUCTURE JURIDIQUE DU PROJET

1.1 - Contrat initial

Le 27 août 1966, un contrat d'exploration et de développement d'éventuels gisements dans les eaux ou territoires iraniens a été signé entre d'une part la National Iranian Oil Company (N.I.O.C.) et, d'autre part, l'Entreprise de Recherche et d'Activités Pétrolières (E.R.A.P. à qui s'est ultérieurement **substitué** le groupe S.N.E.A.) et sa filiale iranienne SOFIRAN qui est l'opérateur du projet.

La société française apporte une contribution financière, commerciale et technique. Elle assure tout d'abord le financement des opérations d'exploration et de développement, tout en assumant le risque lié à l'absence de gisements d'huile ou de gaz exploitables. Elle agit en tant qu'agent de la N.I.O.C., sur demande de la société iranienne, pour la commercialisation d'une certaine quantité de brut produit, moyennant une commission de vente. Dans le cas de telles ventes, le gouvernement iranien s'engage à utiliser les sommes perçues pour l'achat de biens et services français. Enfin l'E.R.A.P. fait un apport de ses compétences techniques par l'intermédiaire de sa filiale qui est opérateur sous le contrôle de la N.I.O.C.

En cas de découvertes commerciales, les dépenses d'exploration et de développement sont considérées comme des prêts à la N.I.O.C. qui rembourse ceux-ci sans intérêt dans le cas des dépenses d'exploration et avec intérêt (LIBOR + 1 %) dans le cas des dépenses de développement, et la société iranienne est propriétaire du brut découvert (ces remboursements s'effectuent en monnaie ou en brut vendu au prix du marché, à l'option de la N.I.O.C.).

Outre un accès possible au brut à un prix non privilégié (par le remboursement en nature des avances si la N.I.O.C. décide d'utiliser ce mode de remboursement), l'avantage pour la société française est d'obtenir une quantité d'huile comprise entre 35 % et 45 % du brut découvert à un prix préférentiel, compris entre le prix de revient et le prix du marché.

Enfin une clause du contrat prévoit de geler la moitié des gisements découverts au titre de réserves nationales.

1.2 - Commentaires

Le contrat du type "agence", où le brut découvert est propriété de la société nationale du pays producteur est assez rare pour les opérations d'exploration/production. Le contrat classique consiste en un partage de brut suivant les modalités ci-dessous :

* financement des opérations d'exploration et de développement par la société occidentale qui est opérateur du projet, sous contrôle de la société pétrolière du pays producteur ;

* paiement de boni, redevances, au pays producteur (chaque année, à chaque découverte commerciale, ...).

* en cas de découverte commerciale, remboursement des dépenses de développement de la société occidentale, en brut au prix du marché, dans la limite d'un certain pourcentage de la production totale (cost oil).

* le solde (profit oil) est attribué au prix de revient technique aux deux partenaires (80 %/20 % ou 75 %/25 % par exemple, au profit du pays producteur).

* la société occidentale paie un impôt sur les bénéfices réalisés par la vente du brut attribué suivant ce procédé.

Si juridiquement les deux contrats sont différents, ils n'impliquent pas un rapport de force donné entre les deux sociétés en présence. On ne peut pas dire qu'un modèle est meilleur que l'autre du point de vue de la rentabilité des investissements de la société pétrolière occidentale, le résultat étant fonction des paramètres déterminant partage ou rémunération, de l'évolution prévue des cours et de l'ampleur attendue des découvertes.

1.3 - Amendement au contrat

N'ayant trouvé que deux gisements (SIRRI C et SIRRI D) exploitables au sens défini dans le contrat, il est apparu à la N.I.O.C. comme à SOFIRAN/S.N.E.A. que geler la moitié de ces réserves aurait des répercussions importantes sur le prix de revient de l'huile découverte et la N.I.O.C. a accepté que soit exploité l'ensemble de ces réserves. Cependant, pour maintenir l'assiette du contrat sur la moitié des réserves de la surface explorée, la N.I.O.C. a décidé d'assurer 50 % du financement et la part de la production proposée à la S.N.E.A. à un prix privilégié a été établie à 16 % pour SIRRI C et 17 % pour SIRRI D (la moitié des 35 % initialement prévus en raison du financement de la NIOC corrigée par une estimation de l'avantage que tire la S.N.E.A. d'une exploitation de l'intégralité des gisements).

Une négociation était récemment en cours afin de fixer un taux unique et d'éviter les problèmes de mesure de la production de chaque champ (alors que les plateformes de forage sont reliées à une unique plateforme de traitement).

2 - DEVELOPPEMENT DU CHAMP

2.1 - Présentation

Le développement des gisements SIRRI C + D a démarré en 1974 et s'achèvera en 1980. Le total des investissements de développement représentera 2,56 milliards de francs français.

Ce projet comprend des installations de production off Shore (7 plateformes) et des installations de traitement, stockage, évacuation on shore.

La date de mise en production commerciale du champ (d'après la définition du contrat) a été le 20.12.78 (mais la production a été arrêtée le 29.12.78 pour faits de grèves).

Si l'on exclut le nouveau programme d'investissements, le coût final des installations atteindra 2 391.5 MF. L'étude porte sur les comptes au 31.10.1978, date à laquelle près de 97 % du montant total des dépenses a été engagé. La répartition des différents postes du coût final estimé du projet se présente de la manière suivante :

- Ingénierie générale :	40,5 MF	c'est-à-dire	1,5 %	des dépenses totales
dont offshore	10,5 MF			
onshore	30 MF			
- Offshore :				
Plateforme forage	175 MF		7,5 %	
Réalisation forages	664 MF		28 %	
Plateforme traitement	112 MF		4,5 %	
Tuyaux électricité	245,5 MF		10 %	
- Onshore :				
Installations onshore	794,5 MF		33,5 %	
- Dépenses courantes	360 MF		15 %	

Si on affecte les dépenses courantes entre réalisations en mer et à terre au prorata des investissements, on obtient :

- investissements offshore : 59,5 %
- investissements onshore : 40,5 %

2.2 - Développement Mer

2.2.1 - Engineerings :

- * ETPM a obtenu le contrat d'ingénierie pour les jackets des plateformes
- * BORNAA, société iranienne qui a été choisie sous l'impulsion de la NIOC, a réalisé l'ingénierie des équipements de plateformes et des liaisons par lignes sous-marines.

BORNAA a été aidée par TECHNIP.

2.2.2.- Réalisation :

ETPM a réalisé l'ensemble des opérations : construction des jackets, pont et équipements des plateformes, et pose des sea-lines.

Pour la réalisation de ces équipements, le gros matériel a été commandé directement par SOFIRAN, éventuellement sur spécifications BORNAA, à savoir :

- . 4 séparateurs
- . pompes GUINARD
- . pipes

Le reste du matériel a été commandé par ETPM sous contrôle SOFIRAN.

2.3 - Développement Terre :

2.3.1 - Non Basic Facilities (installation non directement liées à l'exploitation)

Cette rubrique couvre : - aménagement côtier (wharf)

- piste d'aviation

- camp d'habitation

L'ingénierie et la réalisation de ces équipements ont été confiées uniquement à des sociétés iraniennes, hormis la participation d'une association anglo-iranienne pour la fourniture de matériaux préfabriqués pour le camp.

2.3.2. - Basic Facilities (installations spécifiquement pétrolières) :

Ces installations regroupent le centre de production, les unités de stockage et la jetée de chargement.

2.3.2.1. - Engineering général :

La société britannique IMEG, qui possède une filiale iranienne, a été retenue après appel d'offres pour l'engineering général. Le centre de production et de stockage (tank farm) a été réalisée par IMEG Londres.

La NIOC a refusé la liste proposée par SOFIRAN et a imposé de ne consulter que des engineerings installés en IRAN.

IMEG a établi les dossiers pour les appels d'offre de réalisation, ce qui entre autre a permis à SOFIRAN de passer commande des gros matériels à long délai de livraison.

2.3.2.2. - Unités de stockage :

Fourniture et installation ont été confiées à la société japonaise TKK (contrat d'environ 16 millions US \$).

Les sociétés françaises consultées, CMP (qui négociait simultanément une autre affaire) et Delattre (mal implantée en IRAN), se sont mal placées.

2.3.3.3. Centre de production

A partir des dossiers IMEG, SOFIRAN a commandé le matériel à long délai de livraison, notamment 6 turbines à gaz, Hispano-Suiza (contrat obtenu contre l'insistance de la NIOC pour imposer Ruston U.K.) un certain nombre de pompes WEIRE (U.K.) et GUINARD, 4 séparateurs B.S.B. France construits par C.M.P., vannes MAPEGAZ, SAUT DU TARN, CAMERON (U.S.), bancs de comptage DANIEL (USA), une unité de dessalage Aquaquem (US), une unité de traitement de gaz B.S.B. France, une unité de compression Worthington France.

L'appel d'offres pour l'engineering de détail et la réalisation a été envoyé à 12 sociétés dont 5 françaises et a été remporté par une importante société iranienne de génie civil TESSA qui s'est associée à la compagnie britannique TURIF TAYLOR. Aucune société française n'a répondu à l'appel d'offres : Bouygues et Spie n'ont pas souhaité lutter contre TESSA, société très bien introduite en IRAN, et ENTREPOSE était déjà engagé dans d'autres gros chantiers.

La réalisation des plans de détail a été confiée à une société britannique d'engineering DAVY POWER GAS (avec l'accord de SOFIRAN).

Pour les matériels correspondants, DPG établissait les spécifications et l'accompagnait d'une liste de fournisseurs, avant de la transmettre à T.T.T., SOFIRAN la contrôlait avec d'éventuelles modifications. T.T.T. lançait les appels d'offres, et SOFIRAN dépouillait les réponses et choisissait le fournisseur auquel T.T.T. passait ensuite la commande.

2.3.2.4. Jetée de chargement

ETPM a remporté l'appel d'offres d'engineering de détail et de réalisation. Pour les commandes de matériels complémentaires, ETPM a lancé les appels d'offres en fonction d'une liste approuvée par SOFIRAN (ce qui permettait à la NIOC d'exercer son influence) et passé les commandes aux fournisseurs choisis par SOFIRAN, sur préconisation ETPM.

3 - MECANISME ET RESULTATS :

3.1 - Mécanisme général des appels d'offres :

SOFIRAN qui joue le rôle d'opérateur pour le compte de la NIOC et dont la SNEA se porte garante, coiffe le groupe projet.

Il a été institué un Comité Technique regroupant des représentants de la NIOC, SNEA et SOFIRAN, pour superviser les modalités d'appels d'offres.

Pour chaque appel d'offres de gros matériel ou de travaux, une liste de fournisseurs est proposée par SOFIRAN. Sur cette base le comité technique établit une préconisation qui est communiquée pour accord à la NIOC et à SNEA.

L'accord de la SNEA est tacite, quant à la NIOC, elle exerce son droit de contrôle en supprimant (liste noire, boycott,...) ou en rajoutant des noms.

Une fois la "bidders list" établie, l'appel d'offres est lancé. Après réception des réponses, un sous-comité technique, composé de techniciens de SOFIRAN et de la NIOC, ouvre les enveloppes, et chacune des deux sociétés, SOFIRAN et NIOC, garde un exemplaire des réponses.

Après dépouillement des réponses par SOFIRAN, un nouveau sous-comité technique étudie la conclusion de SOFIRAN. En cas d'accord, la solution

est proposée au comité technique qui généralement l'accepte. S'il y a désaccord au niveau du sous-comité technique, chacune des parties nomme un expert technique pour trancher le débat. Dans les rares cas de désaccord persistant, le comité a en dernier ressort suivi la conclusion de la NIOC, ce cas s'est notamment présenté lors de la négociation d'achats de séparateurs où la NIOC a imposé un matériel local dont le prix départ usine était supérieur au prix du matériel français livré chantier, en faisant jouer une loi iranienne qui impose d'acheter du matériel local si son prix est moins de 20 % plus cher que le matériel équivalent importé.

3.2 - Valeur ajoutée française dans ces réalisations (cf. tableaux A et B)

En raison des événements récents survenus à Téhéran le recueil des données nécessaires à l'étude s'est avéré difficile et les résultats portent sur les chiffres établis fin septembre 1978 (avec les dépenses consolidées et auditées par la NIOC jusqu'à fin 1977, à quoi s'ajoute une estimation - non auditée - des dépenses pour les trois premiers trimestres de l'année 1978). L'ensemble des sommes engagées à cette date atteint 2 035 MF.

La seule méthode de détermination de la part française possible avec les éléments disponibles a été d'estimer la valeur ajoutée française contenue dans les biens ou services fournis par les contractants ou fournisseurs d'Elf à partir de la monnaie dans laquelle ils ont souhaité être payés. Ainsi ETPM, pour un montant total des commandes atteignant 557,5 MF, a été payé pour 52 % en francs français, 31 % en devises et 17 % en monnaie locale, ce qui nous fera estimer la valeur ajoutée française des travaux d'ETPM à 52 % du total.

Si cet estimateur tend à légèrement sous estimer la part française des prestations de service en ne tendant pas compte de la valeur ajoutée française dans les apports de certaines filiales étrangères de contractants français, cette erreur systématique est largement compensée par l'assimilation de matériel livré par des sociétés françaises payées en francs à du matériel à 100 % français.

La part française est ainsi estimée à 518,4 MF pour les prestations de service et 114,9 MF pour le matériel, soit au total de 633,3 MFF ce qui correspond à 31,1 % de l'ensemble des dépenses. Il faut noter que près de 95 % des prestations de services françaises ont été affectées au domaine offshore ainsi que 70 % du matériel. Ainsi dans la partie offshore du projet, la part française atteint 591 MF soit plus de 48 % des dépenses à caractère offshore, alors que sur la partie onshore, la valeur ajoutée française se limite à moins de 6 % du poste. Malgré le caractère imprécis de cette estimation, la différence entre les performances de l'industrie française dans le domaine parapétrolier marin nécessitant une technologie de pointe et le secteur onshore où le protectionnisme de la NIOC a pu s'exercer, apparaît clairement.

Il faut d'autre part noter que l'estimation ci-dessus (31,1 %) est sensiblement inférieure à toutes celles que la S.N.E.A. a transmises jusqu'alors à l'administration.

TABEAU A : PRINCIPAUX FOURNISSEURS DE MATERIEL

Nom des Fournisseurs	Objet	Montant de la part française (en K FF)
BAKER INTERNATIONAL	Matériel de cimentation	1.893
BERGERAT MONNAYEUR	Groupe électrogène	1.177
BRUN FRERES	Casing	6.071
CREUSOT LOIRE	Outils de forage	5.603
DRILLING SERVICE	Outils diamantés	1.315
GUINARD	Pompes, moteurs électriques	5.539
HISPANO SUIZA	Turbine à gaz	39.986
LUCEAT FMC EUROPE	Têtes de puits	2.748
SACILOR	Raccord	2.320
SAUT DU TARN	Vannes	2.247
SOMECO	Casing	1.833
VALLOUREC	Tubulaire, casing	45.549
CECA	Produits boues	21.566
MAPEGAZ	Robinets à boisseau	1.400
DIVERS		5.638
TOTAL		144.885

TABLEAU B : PRESTATIONS DE SERVICES

Nom des fournisseurs	Objet	Paielements (en KFF)			Total des commandes
		Rials	Autres monnaies	F.F.	
ETPM	Montage, installation	96 684	170 645	290 107	557 436
COSIFOR	Prestations personnel			512	512
GEO SERVICES	Prestations forages			525	525
FOREX NEPTUNE	Prestations forages	9 182	12 467	39 788	61 437
FORAMER	Forage	3 433	10 298	54 922	68 653
SERVCO	Matériel de montage			397	397
CABLE LYON	Montage matériel			24 738	24 738
CECA	Location		75	6 899	6 974
U.I.E.	Matériel forages			971	971
FLOPETROL	Acidification	4 468	1 783	15 917	22 168
MERLIN GERIN	Montage centrales			3 290	3 290
S N E A (P.)	Prestations personnel	20 950		69 518	90 468
BSB	Matériel			10 809	10 809
T O T A L		134 716	195 269	518 393	848 378

ANNEXE 4 - PROJET SNEA : KOLE (CAMEROUN)

1. Structure juridique

En 1968, fut créée la société ELF SEREPCA (Société ELF de Recherches et d'Exploitation des Pétroles au Cameroun) en vue de disposer de moyens techniques et financiers permettant la prospection pétrolière à grande échelle. Le capital de cette société est réparti entre les sociétés françaises suivantes :

- Elf Aquitaine	66,19 %
- Sogedip	4,28 %
- Francarep	3,82 %

et le gouvernement camerounais qui détient 25,75 % des actions. Les activités de la société ont permis la découverte en 1971 du gisement d'huile de BETIKA et début 1976 de KOLE, dont le développement commença en décembre 1976 et la production en 1978. Le développement du champ de KOLE est réalisé en association avec PECTEN CAMEROON Company filiale de SHELL OIL Company (elle-même filiale américaine de Shell International Petroleum Co) qui détient un intérêt de 49 % dans ces opérations. Le financement est assuré au prorata des participations, à l'exception de l'Etat Camerounais qui ne perçoit qu'un pourcentage des résultats sans avoir à investir et dont la part de financement est assurée par ses associés (au prorata de leurs intérêts). Les activités de l'association ELF Serepca/Pecten Cameroon sont soumises aux taxes locales classiques (bonus, redevances,...) et à l'impôt sur le revenu.

2. Développement du champ

2.1 - Présentation des réalisations :

Le champ d'huile de KOLE s'étend sur une longueur de 3 km et une largeur variant entre 0,6 et 1,5 km, par des fonds marins de 17 à 22 mètres, près de l'embouchure du Rio del Rey. Les conditions océano-météorologiques sont favorables (vague centenaire = 6 mètres).

Le développement du champ a représenté 387 millions de francs d'investissement. Les réalisations comportent deux plates-formes de forage, une plate-forme de production, un tripode de torchère, un navire de stockage, une bouée de chargement et des pipelines de liaison (voir tableau A).

Les plates-formes sont métalliques, d'environ 150 tonnes de structure et portent un minimum d'équipement dans le cas de celles de forage. Les équipements de production consistent en des séparateurs eau-gaz-huile, des filtres, un système de compression (injection d'eau) et divers autres instruments. L'originalité du champ est liée à l'utilisation d'un ancien pétrolier en tant que stockage flottant. En plus de cette fonction de stockage, le navire abrite des générateurs d'électricité et sert de plate-forme quartiers.

Un tableau ci-joint donne la répartition du coût des investissements suivant les différentes réalisations et les divers postes budgétaires.

2.2 - Passation des principaux contrats

2.2.1 - Engineering et supervision.

En raison d'une disponibilité en personnel technique qualifié au moment du développement du champ de Kolé, la SNEA a assuré elle-même une partie des travaux d'engineering, notamment pour le matériel d'équipement des plates-formes, les pipe-lines et la bouée de chargement. E.T.P.M. a obtenu l'étude des structures métalliques destinées à supporter les équipements (Jackets) et les Ateliers et Chantiers de Bretagne celle de la transformation du pétrolier en stockage flottant. La SNEA ou une de ses filiales (Elf Gabon par exemple) a assuré la supervision de l'ensemble des opérations.

2.2.2 - Prestations de services

2.2.2.1 Forages

La plate-forme de forage nord a été conçue pour supporter un minimum d'équipements et lors de la réalisation des forages, Elf Serepca a utilisé un tender de la société française à participation américaine COSIFOR. Pour la plate-forme sud, les forages ont été réalisés par une plate-forme autoélevatrice de Western Oceanic (U.S.), qui était la seule disponible avec une base solide évitant aux pieds de s'enfoncer dans les sables très meubles caractéristiques des fonds de Kolé (les français ne disposent pas d'une telle plate-forme ; l'utilisation de cette méthode avait été retenue pour gagner sur les délais en forant simultanément sur les deux plate-formes)

2.2.2.2 Opérations liées aux puits

Elles ont été essentiellement assurées par Dowell Schlumberger, Flopétrol ou Géoservices, qui incorporent dans le prix de leurs services une valeur ajoutée française importante.

2.2.2.3 - Logistique

La plupart des contrats ont été attribués à des sociétés locales ou étrangères, notamment à O.S.A (Allemagne) qui a fourni des bateaux de services.

2.2.2.4 - Construction des plate-formes et de la bouée ; pose des plates-formes et des pipelines.

E.T.P.M a obtenu un contrat très important couvrant ces opérations. En fait, la construction a été réalisée par une filiale d'ETPM au Gabon nommée SOGARES et la pose a été assurée par une filiale camerounaise SOCAMER.

2.2.2.5 - Pont de production :

Après un appel d'offre adressé exclusivement à des fournisseurs français, CMP a été retenu pour ces travaux.

2.2.2.6 - Modification du pétrolier :

En raison de l'importance des travaux de modification Pecten avait souhaité qu'un appel d'offre international soit lancé. En raison de la situation des chantiers navals français le Ministère de l'Industrie et le Secrétariat à la Marine Marchande sont intervenus. Finalement, après une rupture des négociations avec Terrin, c'est la société des Ateliers Français de l'Ouest qui a été sélectionnée.

On remarque qu'en dehors de Western Océanic (sans concurrent français pour le service proposé) et des sociétés offrant des services de logistique, les sociétés françaises ont obtenu tous les gros contrats de prestation de service.

2.2.3 - Fournitures de matériel

Les français ont également obtenu de très importantes commandes, notamment pour les tubes (Vallourec, Trouvay-Cauvin), les chaînes d'ancrage (SIRO métallurgie), les jackets (utilisation de tubes stockés au Gabon ou au Cameroun par ETPM et la SNEA). Les fournisseurs étrangers ont vendu le bateau (Norvégien), les têtes de puits (Baker, US, sans gros concurrent dans le monde), la bouée (Imodco, US qui a accepté une clause du contrat stipulant qu'un pourcentage minimum de fabrication devrait être réalisé en France et a donc sous-traité l'assemblage aux A.C.B), quelques tubes (Marubeni, Sumitomo, choisis en raison de leurs prix et leurs délais de livraison très compétitifs).

2.2.4 - Fourniture de biens ou services locaux.

Le Gouvernement camerounais a demandé à l'opérateur d'utiliser les sociétés locales pour la réalisation de travaux ou la fourniture de matériel pour lesquelles elles seraient compétitives. Ainsi une filiale d'U.I.E (U.I.C) basée à Duala, a effectué de nombreux travaux de chaudronnerie et SATRAM a obtenu des contrats d'intervention sous marine. Une convention entre le Cameroun et Elf Serepca prévoyait l'utilisation de la flotte nationale camerounaise dans tous les cas où elle serait en mesure d'effectuer une opération de freight.

3. Mécanisme et résultats

3.1 - Rapports de force entre les participants, mécanisme d'attribution des contrats.

Elf Serepca est opérateur pour le développement et l'exploitation du champ de Kolé. Les relations entre le gouvernement camerounais et Elf Serepca ont toujours été très bonnes et le gouvernement n'exerce aucune contrainte sur l'opérateur, à l'exception de l'obligation "morale" de faire travailler les entreprises camerounaises qui seraient compétitives (signature d'une convention à ce sujet).

Les rapports d'Elf Serepca avec son associé Pecten Cameroon ont également été cordiaux et Pecten a joué son rôle d'associé de manière constructive et réservée. Les décisions techniques sont prises au cours de réunions du Comité Opérations - organe de décision présidé par le Président d'Elf Serepca (qui est le représentant de la S.N.E.A.) - qui entérine en général des recommandations communes faites par des spécialistes de Pecten et Elf Serepca au cours de comités Techniques (organe de proposition). Il n'y a jamais eu de différends au plan de la stratégie et les quelques problèmes mineurs qui ont été soulevés en comités techniques ont été tranchés en comité opération sans heurt.

Le principe pour la passation des contrats est l'appel d'offre. Celui-ci est limité aux entreprises françaises, sauf s'il y a risque de déficience de celles-ci (pour la fourniture de certains biens ou services, il y a situation de monopole de fait d'une société ; Key & Kramer = revêtement en fibre de verre des tuyaux, ...). Pecten Cameroon n'a pas réagi et s'est contenté de demander une consultation internationale pour les très gros marchés afin d'être sûr d'obtenir le meilleur prix. Il n'a jamais cherché à imposer un fournisseur étranger.

Il apparaît ainsi que l'opérateur, à majorité française, était dans une situation - de droit et de fait - idéale pour faire appel à des fournisseurs français, ce qui se traduit directement par une part de l'ensemble des réalisations très élevée revenant à l'industrie française.

3.2 - Estimation de la part revenant à l'industrie française.

3.2.1. Méthode

Elf Serepca, société de droit camerounais, a pu bénéficier des procédures de crédit acheteur mises en place par la COFACE pour favoriser les exportations françaises. Les dossiers COFACE, élaborés par Elf Serepca, déterminent la part française des différents contrats signés, qui est l'assiette sur laquelle sont calculés crédits à taux préférentiels et garanties. Ces documents seront repris pour notre estimation, qui utilisera donc les mêmes hypothèses (un bien est français, si son contenu estimé de la part étrangère n'excède pas 10 % ; il y a en général identité entre la part française et le montant payé en francs français). Cependant, un certain nombre de marchés susceptibles d'être cofacés n'ont pas été présentés, et les documents mentionnés doivent être corrigés, au coup par coup pour tenir compte des "ratés" des services financiers.

3.2.2 - Résultats français

Les comptes ont été arrêtés le 6.11.1978, mais notre analyse ne rapporte qu'à la situation fin 1977, c'est-à-dire sur 301,15 MFF de budget technique hors charges, soit 91 % de la valeur finale de ce poste (331,19 MF).

ETPM joue un rôle privilégié par sa part dans les réalisations (directement, ou par l'intermédiaire de ses filiales SOCAMER et SOGARES) et nous l'avons étudié à part.

3.2.2.1 - Part ETPM

Comme la majorité des contrats a été proposée à la COFACE pour l'obtention des prêts à taux bonifié, ETPM a dû préciser la valeur ajoutée française de chacun de ses produits ou services (le reste étant essentiellement de la valeur ajoutée locale, liée à l'apport de main d'oeuvre). Ainsi, les principaux marchés se décomposent comme suit :

- . Contrat E5 et avenants (Travaux offshore)
Total : 50,4 MF dt part française = 37,8 MF
- . Contrat E6 (installation de la bouée)
Total : 23,51 MF dt part française : 13,0 MF
- . Contrat E9 (ancrage du stockeur...)
Total : 13,62 MF dt part française : 10,22 MF
- . Contrat S 103 (remorquage du stockeur)
Total : 10 MF dt part française : 8,2 MF

Sur l'ensemble des opérations effectuées par ETPM, on peut estimer la valeur ajoutée française à environ 71 %.

A la fin 1977, ETPM était engagé pour 96,5 MF de travaux ou de fourniture de biens, ce qui correspond à une valeur ajoutée française estimée à 67,8 MF. Il est à noter que 53,1 MF ont été couverts par la COFACE.

3.2.2.2. - Autre valeur ajoutée française :

Sur les 205,65 MF restant, notons que les exportations françaises ont bénéficié d'un crédit COFACE sur une assiette de 118,53 MF ce à quoi il faut ajouter tout ce qui aurait pu bénéficier d'un crédit COFACE, mais qui ne l'a pas obtenu en raison des "ratés" déjà mentionnés ; ceux-ci sont particulièrement nets dans le cas des "services liés aux puits" et des "bateaux de service & hélicoptères".

Sur les 18 MF de services liés aux puits, la valeur ajoutée française induite par les activités de Dowell Schlumberger, Flopétrol, Géoservice, ... peut être estimée à près de 77 %, soit 13,8 MF (estimation obtenue par extrapolation des résultats de l'analyse de travaux significatifs effectués par Dowell, CG Doris, ...)

En ce qui concerne la logistique, la part française est très réduite (ce poste correspond au plus mauvais résultat de l'industrie française) et est estimée à 1,94 MF sur un total de 21 MF, soit environ 9 %.

3.2.2.3. - Valeur ajoutée française estimée

Sur l'ensemble des dépenses à la fin 77, la valeur ajoutée française est supérieure à 67 %, correspondant à 202,07 MF. Cependant, si l'on exclut l'achat du navire de stockage aux norvégiens et le poste "bateaux de service & Hélicoptères", la part française monte à plus de 75 % (voir tableau B)

L'estimation de la part française dans les réalisations de développement de KOLE a une précision limitée par la conjonction des erreurs systématiques suivantes :

- à la hausse :

- dans l'estimation demandée par la COFACE, un bien est français, si la valeur ajoutée étrangère n'excède pas 10 % (erreur systématique de 10 % max.)

- l'ajout des charges au budget technique hors charges étudié diminue très légèrement l'estimation indiquée (correction inférieure à 1 %)

- à la baisse :

- la valeur ajoutée française dans des biens ou services, où elle apparaissait comme faible, a été négligée, alors qu'elle n'est certainement pas nulle (produits à boue CECA, importés du Maroc ; Elf Gabon ; ...)

- les petits contrats ont été négligés en raison de leur faible montant ; or ceux-ci correspondent largement à des fournitures de sociétés françaises.

En conclusion, il apparaît que l'estimation indiquée de 67 % minore la valeur réelle de la part des réalisations revenant à l'industrie française.

Répartition des dépenses d'investissements.

- en 10 ⁶ FF -	Montants (10 ⁶ FF)	Pourcentages	
• Ensemble des puits dont	129,60	100	
Engineering/Supervision	3,64	3	
Prestations services	83,86	65	34,2
Achat matériels	28,56	22	
Consommables	13,54	10	
• Plateformes-Passerelle torche dont	44,48	100	
Engineering/Supervi- sion	2,12	5	
Constr./Pose plateform	40,89	92	11,8
Fournit/Pose tubes cond.	1,47	3	
• Equip ^{ts} Plateformes- Transmissions dont	17,02	100	
Engineering/Supervi- sion	2,97	17	4,5
Prestations services	5,53	32	
Achat d'équipement et de matériel.	8,52	51	
• Liaisons- Pipes dont	18,35	100	
Engineering/Supervi- sion	0,41	2	4,8
Prestation services	12,66	69	
Achat matériel	5,28	29	
• Stockage-Chargement dont	125,04	100	
Engineering/Supervi- sion	12,13	10	33
Prestations service	65,45	52	
Achat matériaux(et bateau)	47,46	38	
• Charges dont	44,33	100	
Frais fonct ^t filiale	16,20	37	11,7
Assurance	6,56	15	
Frais généraux	12,68	28	
Douane-transit	8,89	20	
TOTAL HORS PROVISIONS	378,82	-	100
TOTAL GENERAL	387,29		
(y compris provisions			

LISTE DES CONTRATS ET COMMANDES ≥ 1 000 KFF

n° contrat ou Cmde	Fournisseurs	Nation	Libellé	Montant (KFF)
FM4	COSIFOR	F	Location navire de forage "NAVIFOR II"	33 000
FM7	WEST OCEANIC	USA	Location Jack up POLARIS II	5 700
S78	HELI-UNION	F	Location Hélicoptère	2 000
S98	SURF	F	Location bateaux de Service	3 200
S925	O.S.A.	RFA	" " "	12 300
S76	PETRORIA	F	" " "	1 600
S85	DOWELL	F	Opérations complétions sur puits	5 020
S87	DOWELL	F	Opérations déviations	2 950
S41	DOWELL	F	Opérations Cimentation	1 750
-	FLOPETROL	F	Mesures Electriques	2 760
S37	SCHLUMBERGER	F	" "	4 420
E5 et Avts 1 à 6	ETPM	F	Fournitures et pose ins- tallations offshore	50 400
E7 et A1	CMP	F	Fabrication pont pro- duction KLF	4 320
E17	DORIS	F	Pose Pipelines 6"-4" KLF2 → KLP	1 770
S95 et Avts et S81	ACB	F	Ingenierie Stockeur	6 500
E8 et Avts	A.F.O.	F	Travaux transformation stockeur	36 400
S106	O.S.A.	RFA	Remorquage et mise en place stockeur	2 300
S86	C.N.N.	F	Gérance et surveillance stockeur	1 400
E6	ETPM/IMODCO	F/USA	Fourniture et pose bouée de chargement	23 500
E9	ETPM	F	Fourniture et pose an- crage du stockeur	13 600
176114	BRUN-FRERES	F	Fourniture de casing	2 160
176097	BRUN-FRERES	F	" " "	1 380
168613	VALLOUREC	F	" " "	1 040
165862	VALLOUREC	F	" " "	2 260
155706	SUMITOMO	JAP.	Fourniture tubes de platef.	1 530
165855	Sté PHOC.METAL	F	Equipements séparateurs	1 700
168546	TROUV.CAUV.	F	Fourniture Pipelines 8" - 24"	1 100
168563	TRAPIL	F	Fourniture Boucle comp- tage du Brut	2 830
167551	SIROT	F	Fourn.chaine d'ancrage du "FAKO"	3 340
-	LM.REDERI	NORV.	Achat du stockeur	13 400
S103	ETPM	F	Remorquage Barge FAIRALP	1 000
3615-504	CECA	F	Four. de 2 000 t. de barite	1 060

A N N E X E 5

Document 1 : Grands types de contrats pétroliers d'exploration-Production

1. Concession pure

1.1. Zones géographiques : . Europe de l'Ouest (de plus en plus panaché avec l'association avec une compagnie nationale : l'association est déjà la règle en Norvège et peut le devenir en Grande Bretagne : Agip est dans tous les montages en Italie).

Exemple de concession pure : Ekofisk

- . Afrique Noire (notamment Nigéria, Kenya, Zaïre...)
- . Etats-Unis, Canada
- . Australie, Nouvelle Zélande

1.2. Caractéristiques du contrat : l'état souverain concède le droit de produire moyennant paiement de la redevance minière (calculée selon des modalités variables) et de l'impôt sur les bénéfices.

1.3. Evolution : ce type de contrat tend à disparaître, car les états souverains désirent de plus en plus être associés au développement des richesses pétrolières de leur sous-sol.

2. Association

2.1. Principaux pays concernés : Congo (association avec la société d'Etat - Hydro Congo) ;

Nigéria : 35 % de participation du gouvernement nigérian (obtenu après la guerre du Biafra).

Norvège : la société nationale Stat Oil reçoit automatiquement au moins 51 % des titres attribués, choisit les permis où elle détiendra le rôle d'opérateur, et se voit affecter par le gouvernement à l'occasion des rounds d'attribution des partenaires étrangers qui prennent l'ensemble des risques d'exploration, peuvent éventuellement jouer le rôle d'opérateur délégué ou d'assistant technique, et doivent proposer en contrepartie de leur co-titularité des compensations technologiques, industrielles et des "sliding scales" (grille de remontée de la participation de Stat Oil en cas de découverte).

2.2. Caractéristiques : les modalités sont très diverses selon les pays. Le financement peut se faire au prorata des participations, idem pour l'accès au produit ; la société occidentale paie des impôts sur les bénéfices. Autre possibilité : l'associé étranger finance toutes les dépenses, ce financement étant considéré comme une avance remboursable (avec ou sans intérêt selon les cas).

3. Partage de production

3.1. Pays concernés : ce type de contrat a été inventé par les Indonésiens en 1961, et c'est actuellement le type le plus répandu (notamment au Proche-Orient).

3.2 Caractéristiques : La société étrangère est opérateur délégué, la société nationale étant opérateur et propriétaire du titre minier.

En général, la société étrangère avance tous les fonds, et prend le risque de l'exploration (si aucune découverte commerciale est faite, elle perd tous ses investissements d'exploration). En cas de développement, la propriété des installations revient en général à la société nationale dès leur acquisition (ou leur amortissement).

L'huile (ou le gaz) produite se répartit en :

- cost oil: (plafonnée ou non à un certain pourcentage de la production) qui permet à la société étrangère de se rembourser suivant le rythme d'amortissements convenu. Cette huile est valorisée au prix du marché.
- profit oil: le solde réparti entre les deux partenaires suivant une clé de répartition contractuelle (par exemple 80/20 ou 70/30).

4. Agence

4.1. Pays concernés : Le groupe Elf a signé deux contrats de ce type en Iran (dont un a été dénoncé pour absence de découverte commerciale) et un en Irak (dénoncé par les Irakiens).

Le seul contrat de ce type en vigueur est celui de SIRRI (Iran).

4.2. Caractéristiques : Le type de contrat a été inventé pour ne pas avoir à payer les différents bonus (signature, découvertes...).

C'est un contrat de service construit pour fonctionner comme un contrat de concession. L'Etat producteur attribue un domaine à la société nationale qui en tant que maître d'ouvrage prend un opérateur général pour explorer, développer, exploiter et éventuellement commercialiser.

La société nationale est donc propriétaire du brut et des installations. La société étrangère assure 3 type de services :

- technique-en tant qu'opérateur général;-
- financier-avance des dépenses d'exploration (remboursées en cas de découverte sans intérêt) et de développement;-
- commercial-possibilité de commercialiser le brut revenant à la société nationale moyennant une commission (2 %).-

En rémunération de ces services, la société occidentale a accès à un certain pourcentage de la production à un prix préférentiel.

4.3. Commentaire : Pour la société étrangère ce type de contrat permet de développer des découvertes faibles (avec un contrat du type partage de production, du fait de plafonnement en pourcentage du cost oil, elles perdront de l'argent à développer un gisement de petite taille ; par contre, un contrat du type partage de production est plus intéressant pour elle un cas de gros gisements).

La société nationale a l'entière propriété de l'huile et des installations d'où un rôle très important (choix des fournisseurs ...)

5. Assistance technique :

5.1. Pays : Brésil, Moyen-Orient

5.2. Caractéristiques : Il ne s'agit que d'un contrat de service, par lequel la société étrangère vend son savoir-faire.

A N N E X E 5

Document 2 : Rapport d'enquête canadien sur EASTCAN

Une équipe d'enquêteurs du ministère du Commerce canadien pour le compte de A.C.I.B. (Advisory Committee on Industrial Benefits), comité chargé de contrôler les investissements étrangers au Canada, a conclut un long rapport sur les activités d'Eastcan, filiale à 100 % de CFP-TOTAL chargée de mener les campagnes d'exploration dans le Labrador, dans les termes suivants :

"- La France semble avoir eu beaucoup de succès dans la coordination de sa politique énergétique et le maintien d'objectifs de développement industriel. Ceci n'apparaît pas seulement dans l'infrastructure industrielle et énergétique mise en place en France, mais est également évident dans la manière dont Eastcan a directement ou indirectement favorisé les intérêts industriels français, lors de ses achats liés à son activité au large des côtes canadiennes".

"- Total Eastcan, étant sous le contrôle du gouvernement français, diffère des autres compagnies pétrolières opérant au Canada en ceci qu'il agit en tant qu'instrument pour la réalisation de la politique gouvernementale française, comme l'illustrent les objectifs de la CFP et de l'IFP, ainsi que le niveau de soutien financier obtenu par le biais de l'IFP et la C.E.E. Il faut donc reconnaître que quiconque traite avec la CFP, traite avec le gouvernement français, dont les objectifs vont au-delà de la simple recherche d'huile ou de gaz".

A N N E X E 5

Document 3 : Mesures protectionnistes instituées dans certains pays.

Les tableaux présentés ci-après montrent les différentes formalités administratives mises en oeuvre par les gouvernements norvégien et britannique et concernant les sociétés pétrolières opérant dans leurs eaux de Mer du Nord.

Ces mesures ont évidemment pour but de stimuler l'effet d'entraînement créé par l'activité pétrolière en Mer du Nord sur leurs secteurs parapétroliers nationaux.

PLATEAU CONTINENTAL NORVEGIEN

Information à fournir par l'Opérateur au Ministère de l'Industrie

(Demande du MOI du 20 Janvier 1976)

MOMENT	TYPE de CONTRATS	MONTANT	INFORMATION à soumettre au MINISTERE
Appel d'Offres	Achat de biens y compris	\$ 1 million et +	1) courte description de l'appel d'offres (et lieu d'utilisation de l'équipement)
Au moment de l'envoi	engineering et management	ou \$ 200 000 et + (si entreprise norvégiennes impliquées)	2) date d'envoi de l'appel d'offres
			3) liste des entrepreneurs norvégiens invités à soumissionner
			4) date de réception des soumissions
Après réception des soumissions et avant d'informer ses associés			L'Opérateur indique son choix, fournit table de comparaison des offres avec ses commentaires, en fournissant les renseignements suivants :
			1) Liste des soumissionnaires
			2) Prix
			3) Lieu d'exécution du travail
			4) Date prévue de livraison
			5) Courte explication des différences majeures entre les offres
			6) Entrepreneur (s) recommandé (s)
Si le choix des associés est différent de celui de l'Opérateur			Information immédiate du Ministère, en tout état de cause avant que l'entrepreneur soit averti.
Dans les 3 semaines suivant le 1er Janvier ou le 1er Juillet	<u>idem</u>	\$ 1 million et au-dessus	Liste des appels d'offres <u>prévus</u> pour le semestre, avec courte description du contrat et date approximative d'envoi de l'appel d'offres.
		\$ 200 000 et au-dessus	Liste des contrats et purchase orders passés pendant le trimestre précédent, en indiquant le pourcentage de la

PLATEAU CONTINENTAL BRITANNIQUE

Obligations de l'Opérateur vis-à-vis d'OSO et de l'Industrie Britannique

(Memorandum of Understanding et Code of Practice de Novembre 1975)

TYPE de CONTRAT et MONTANT	MOMENT	INFORMATION à fournir à l'OSO	OBLIGATIONS de l'OPERATEUR vis-à-vis des FOURNISSEURS BRITANNIQUES
Contrats de biens d'équipement et matériel de £ 100 000 et plus	Automatiquement		Pour tous les contrats l'Opérateur devra faire en sorte que : 1) tous les destinataires de l'appel d'offre recevront une demande complète et en anglais, 2) les spécifications sont conformes aux accepted oil industry standards ou aux British standards, et indiquent une volonté d'accepter les équivalents 3) les spécifications n'écarteront pas délibérément les fournisseurs U.K. ou ne diminuent pas leurs chances de succès, 4) Amendements pendant l'appel d'offres sont notifiés à tous les soumissionnaires, 5) une période égale est donnée à tous les soumissionnaires pour répondre, 6) toutes les conditions spécifiques des matériels, équipements ... sont indiquées dans l'appel d'offres, 7) les dates de livraison spécifiées ne sont pas plus sévères qu'il est nécessaire pour que l'opérateur respecte son planning, 8) si nécessaire de développer de l'équipement ou préparer des projets en concert avec l'opérateur, tous les soumissionnaires auront les mêmes informations en même temps, 9) les soumissionnaires devront indiquer la valeur estimée des biens et services britanniques entrant dans le marché
Contrats de construction et services de £500 000 et plus	Au moment de l'envoi de l'appel d'Offres		
Sauf si OSO a un intérêt particulier en accord avec opérateur)			

TYPE de CONTRAT et MONTANT	MOMENT	INFORMATION à fournir à l'OSO	OBLIGATIONS de l'OPERATEUR vis-à-vis des FOURNISSEURS BRITANNIQUES
	Avant de lancer l'appel d'offres	Si l'Opérateur n'a pu identifier un nombre raisonnable d'entreprises britanniques qualifiées il doit consulter OSO avant d'envoyer son appel d'offres.	
	Lors de l'analyse des soumissions		- l'Opérateur doit s'assurer que : . toutes différences entre appel d'offres et soumissions sont éliminées, . les dates de livraisons prévues sont évaluées à la réalité du passé, et à la lumière des performances actuelles, . en comparant les coûts tenir compte de l'assistance financière que peuvent obtenir les acheteurs, . impact prévisible des fluctuations monétaires, et clauses d'indexation.
	Si l'Opérateur décide d'attribuer le con- trat à un non-britan- nique	Informe l'OSO avant les four- nisseurs sélectionnés et donne à l'OSO un temps raisonnable, selon circonstances, pour repré- sentation et clarification. Cette procédure s'applique éga- lement dans le cas où l'Entrepre- neur général ou principaux sous- traitants de l'Opérateur réfèr- ent à ce dernier des contrats ou sous-contrats pour approba- tion, si pas d'approbation préa- lable des sous-contrats par l'Opérateur celui-ci se mettra d'accord avec l'OSO sur établis- sement d'une procédure pour res-	

TYPE de CONTRAT et MONTANT	MOMENT	INFORMATION à fournie à l'OSO	OBLIGATIONS de l'OPERATEUR vis-à-vis des FOURNISSEURS BRITANNIQUES
	A la demande des responsables d'OSO	. Programme des enquêtes pré- vues auprès de l'industrie en vue de mettre en applica- tion le programme général futur d'exploitation ou de développement,	
	le plus tôt possible et <u>avant</u> de les envoyer aux entre- preneurs	. spécification et contenu des appels d'offres - . liste des entrepreneurs aux- quels on a l'intention de les envoyer. . les soumissions et documents pertinents Les noms des représentants qualifiés de l'opérateur avec lesquels l'OSO peut prendre contact.	

A N N E X E 5

Document 4 : Secteur parapétrolier marin.

Réf. : Année 1977	Chiffre d'affaires (MF)		Effectifs	Principaux Actionnaires
	Total	Offshore		
Activités de service	-	2 000	-	-
COMEX	553	530	1 960	Famille Delauze; C.F.P.; S.B.C.
FOREX NEPTUNE	1 125	427	N.D.	Schlumberger
FORAMER	243	243	N.D.	I.H.C Holland Ackermans, Van Haaren ; Soletan- che
C. G. G.	666	151	3 800	C.F.P. ; S.N.E.A.
Fournitures de matériel	-	4 000	-	-
E T P M	1 135	1 135	1 120	Entrepose ; GTM
UIE - AMREP	762 *	600 *	2 050	Amrep
SEA TANK CO	520	520	N.D.	S.G.E. ; Sociétés de B.T.P.
C F E M	964 *	386 *	3 330	Bouygues, Marine Wendel, Usinor

N.D. : non disponible.

* : volume des travaux effectués en 1977.

Source : IFP ; Départ.: Economie.